UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

LUCAS FERNANDES CAMILO SIMONE

# Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores

São Paulo
2019

**LUCAS FERNANDES CAMILO SIMONE**

# Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências

São Paulo
2019

**LUCAS FERNANDES CAMILO SIMONE**

**Versão corrigida**

# Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Maurício Barbosa de Camargo Salles

São Paulo
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catalogação-na-publicação

Simone, Lucas Fernandes Camilo
Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores / L. F. C. Simone -- versão corr. -- São Paulo, 2019.
148 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Tarifas Públicas 2.Energia Solar 3.Distribuição de Energia Elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: SIMONE, Lucas Fernandes Camilo

Título: Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles
Instituição: USP
Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho
Instituição: UNICAMP
Julgamento: Aprovado

Profa. Dra. Lívia Maria de Rezende Raggi
Instituição: ANEEL
Julgamento: Aprovado

*Soli Deo gloria*

## AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Maurício Salles, por ter abraçado o tema com entusiasmo e por ter enriquecido (muito!) toda pesquisa, com ideias, comentários e ótimos insights!
Aos meus pais, Luis Fernando e Déborah, pelo apoio e incentivo aos estudos, desde os primeiros sinais de interesse pela energia elétrica!
Ao meu irmão, Rafael, e demais familiares, pela presença real, ainda que distantes.
Aos meus grandes amigos, Estêvão, Guilherme, Josué, Rodrigo e Taynan, por terem corrido essa jornada perto de mim e sempre me lembrarem das coisas mais importantes da vida.
Ao meu amigo e irmão do coração, Cristiano Lopes, pelo exemplo de erudição, humildade e piedade.
Ao Gustavo Borges, pelas (inúmeras) horas de conversa a respeito do setor elétrico e sobre o infinito mundo das tarifas de energia.
Ao Carlos Cavalcanti e à Silvia Dias, por me permitirem compartilhar vida acadêmica com as demandas da FIESP e por me ajudarem a traduzir a linguagem da engenharia para a vida real.
Aos demais colegas do Departamento de Infraestrutura, pelas ricas conversas e por me ajudarem a ver a realidade além da eletricidade.
À Carolina Lembo, pelo incentivo e insistência para que eu enfrentasse o desafio de um mestrado acadêmico.
À minha amada esposa Bruna, pela presença singular e doce, pelo apoio constante, pela paciência interminável, por acompanhar cada passo desse projeto, por ter ouvido milhões de explicações sobre o tema e dado suas contribuições, mas, em especial, por ter me ajudado a conciliar a conclusão desta dissertação com os primeiros meses do nosso pequeno filho, Felipe. Espero que esse trabalho contribua, de alguma forma, com o mundo no qual ele viverá.
Por fim, e acima de tudo, ao Deus Criador e Redentor, porque tudo provém dele e somente nele nossos corações encontram descanso e satisfação.

## RESUMO

SIMONE, Lucas Fernandes Camilo. **Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores**. 2019. 148 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

A participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica cresce de forma exponencial ao redor de todo o globo, tanto na modalidade centralizada quanto de forma distribuída. Essa inserção massiva tem relação direta com inúmeras políticas de incentivo aplicadas às fontes renováveis, motivadas pelas discussões sobre mudança do clima e pelos acordos para redução da emissão de gases de efeito estufa. Tais políticas são suportadas por subsídios governamentais, que dependem dos impostos e tributos pagos pela população, ou por encargos nas tarifas de energia elétrica, com impacto direto para o consumidor e para a competitividade econômica do país. Apesar de ainda incipiente no Brasil, a fonte solar fotovoltaica tem apresentado queda expressiva nos preços praticados em leilões, além de ter ultrapassado seus primeiros 700 MW instalados de forma distribuída no início de 2019, principalmente em residências e comércios. Este trabalho busca avaliar qual o impacto, para a receita das distribuidoras e para a tarifa dos consumidores, da inserção da fonte solar fotovoltaica na geração distribuída, impulsionada pelo sistema de compensação *net metering*. As projeções feitas neste estudo apontam para uma capacidade instalada próxima de 15 GW, no ano de 2030, em pouco mais de 2,2 milhões de residências, comércios e indústrias. Esse nível de inserção poderá causar perda de receita acumulada para as distribuidoras em torno de R$ 5 bilhões, até 2030. Para os consumidores, o efeito acumulado dos reajustes tarifários pode superar 10%, dependendo da área de concessão avaliada. Isso demonstra que o sistema de compensação *net metering* deve ser continuamente revisto, a fim de dar os estímulos corretos para a inserção da geração distribuída, sem, contudo, penalizar as empresas do setor e os demais consumidores.



Palavras-chave: Tarifas de energia elétrica. Geração distribuída. Solar Fotovoltaica. Sistema de compensação *net metering*. Receita das distribuidoras de energia.

## ABSTRACT

SIMONE, Lucas Fernandes Camilo. **Insertion of distributed generation solar photovoltaic: impact on the utilities revenue and the electricity tariffs**. 2019. 148 p. Master's Dissertation – Polytechnic School, University of São Paulo, São Paulo, 2019.

The participation of the solar photovoltaic source in the electric matrix grows exponentially around the globe, both centrally and in distributed form. This massive insertion is directly related to numerous incentive policies applied to renewable sources, motivated by the discussions on climate change and agreements to reduce greenhouse gas emissions. Such policies are supported by government subsidies, which depend on the taxes paid by the population, or by charges on electricity tariffs, with a direct impact on the consumer and on the economic competitiveness of the country. Although still incipient in Brazil, the solar photovoltaic source has shown a significant drop in prices at auctions, in addition to having exceeded its first 700 MW installed in a distributed form at the beginning of 2019, mainly in residences and trade. This work aims to evaluate the impact of the utilities revenue and the consumers' tariff due to the insertion of solar photovoltaic power in distributed generation, driven by the net metering compensation system. The projections made in this study point to an installed capacity of about 15 GW in 2030 in just over 2.2 million houses, businesses and industries. This level of insertion could cause accumulated revenue losses to utilities around R$ 5 billion by 2030. For consumers, the accumulated effect of tariff adjustments may exceed 10%, depending on the concession area evaluated. This demonstrates that the net metering compensation system must be continually revised in order to give the correct incentives for the insertion of distributed generation, without, however, penalizing the companies of the sector and other consumers.



Keywords: Electricity tariffs. Distributed generation. Solar photovoltaic. Net metering. Utility revenue.

## LISTA DE FIGURAS


Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência tradicional ..... 26
Figura 2 – Nova configuração dos Sistemas Elétricos de Potência ..... 27
Figura 3 – Geração x carga – CAISO (4/3/2018) ..... 30
Figura 4 – Sistema de compensação (*Net Metering*) ..... 33
Figura 5 – Número de Conexões MMGD e UC's beneficiadas ..... 35
Figura 6 – Potência instalada MMGD - por fonte (MW) ..... 35
Figura 7 – Potência instalada MMGD - por classe de consumo (%) ..... 36
Figura 8 – Potência instalada MMGD - por tensão de conexão (%) ..... 37
Figura 9 – Preço dos sistemas FV para o consumidor final (R$/kWp) ..... 38
Figura 10 – Irradiação solar média e número de consumidores por município do país ..... 41
Figura 11 – Potência instalada MMGD por UF (MW) ..... 42
Figura 12 – Número de conexões MMGD por UF ..... 42
Figura 13 – Composição da Tarifa de Energia (2018) ..... 45
Figura 14 – "Espiral da morte" das distribuidoras ..... 46
Figura 15 – Estrutura de custos da distribuição - por empresa ..... 50
Figura 16 – Recuperação da Parcela B - por subgrupo tarifário (%) ..... 52
Figura 17 – Peso de cada componente tarifário na receita da Parcela B (%) ..... 53
Figura 18 – Projeções de Potência Instalada GDFV - ANEEL e EPE (MW) ..... 57
Figura 19 – Distribuição de adotantes e acumulado no tempo ..... 59
Figura 20 – Taxa de adoção da tecnologia no tempo ..... 60
Figura 21 – Evolução do mercado potencial da Elektro ..... 63
Figura 22 – Preço médio dos sistemas FV residenciais em diversos países (2007-2017) ..... 65
Figura 23 – Produtividade dos sistemas FV ao longo do país (kWh/kWp/ano) ..... 68
Figura 24 – Evolução do *payback* na área da Elektro ..... 72
Figura 25 – Projeção de GDFV na área da Elektro ..... 73
Figura 26 – Evolução da TUSD Fio B da Elektro (R$/kWh) ..... 75
Figura 27 – Perda de Parcela B para a Elektro ..... 77
Figura 28 – Perda acumulada sobre EBIT da Elektro ..... 78
Figura 29 - Metodologia completa para projeção da GDFV e seus impactos ..... 82
Figura 30 – Evolução do *payback* médio – cenário base ..... 84
Figura 31 – Número de UC's atendidas por GDFV – cenário base ..... 85
Figura 32 – Potência Instalada e Geração da GDFV – cenário base ..... 85
Figura 33 – Redução na Parcela B de todas distribuidoras analisadas - cenário base ..... 86
Figura 34 – Perda acumulada sobre EBIT das distribuidoras – cenário base ..... 87
Figura 35 – Impacto tarifário acumulado da inserção da GDFV (%) – cenário base ..... 88

Figura 36 - Evolução do *payback* médio – cenário alternativo 1 ..... 89
Figura 37 – Número de UC's atendidas por GDFV – cenário alternativo 1 ..... 90
Figura 38 – Potência Instalada e da Geração da GDFV – cenário alternativo 1 ..... 90
Figura 39 - Redução na Parcela B de todas distribuidoras analisadas - cenário alternativo 1 ..... 91
Figura 40 – Perda acumulada sobre EBIT das distribuidoras – cenário alternativo 1 ..... 92
Figura 41 – Impacto tarifário acumulado da inserção da GDFV (%) – cenário alternativo 1 . 92
Figura 42 - Evolução do *payback* médio - cenário alternativo 2 ..... 93
Figura 43 – Número de UC's atendidas por GDFV – cenário alternativo 2 ..... 94
Figura 44 – Potência Instalada e da Geração da GDFV – cenário 2 ..... 94
Figura 45 – Variação na Parcela B de todas distribuidoras analisadas - cenário alternativo 2 ..... 95
Figura 46 – Impacto tarifário acumulado da inserção da GDFV (%) – cenário alternativo 2 . 96
Figura 47 – Preço e Demanda em monopólios naturais ..... 111
Figura 48 - Componentes Tarifários da TUSD ..... 115
Figura 49 – Composição da TUSD Residencial (R$/MWh) - 2018 ..... 116
Figura 50 – Composição média da TUSD residencial - Brasil ..... 117
Figura 51 – Componentes Tarifários da TE ..... 118
Figura 52 – Composição da TE (R$/MWh) - 2018 ..... 119
Figura 53 – Composição média da TE residencial - Brasil ..... 120
Figura 54 – Processo de Revisão Tarifária Periódica ..... 127
Figura 55 – Efeito da RTP sobre a tarifa ..... 130
Figura 56 – Evolução dos componentes tarifários (bilhões R$) – nominal ..... 131
Figura 57 – Evolução Tarifa de Energia Elétrica (R$/MWh) – atualizado ..... 132
Figura 58 – Evolução da Parcela B por componente (bilhões R$) - 2008-2018 ..... 133
Figura 59 – Peso das componentes das tarifas de distribuição para classe residencial (%) ..... 135

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída ..... 39
Tabela 2. Dados regulatórios e faturamento – “Energo-D” ..... 47
Tabela 3. Efeito tarifário da redução de mercado – “Energo-D” ..... 47
Tabela 4. Estrutura de custos da distribuição – média Brasil ..... 49
Tabela 5. Projeções para GDFV ANEEL e EPE vs. Realizado (2016-2018) ..... 58
Tabela 6. Evolução no nº domicílios (2018-2030) ..... 62
Tabela 7. Potência média dos sistemas FV por classe de consumo (kWp/conexão) ..... 63
Tabela 8. Preço dos sistemas FV (R$/kWp) no Brasil – 2019-2030 ..... 66
Tabela 9. Produtividade dos sistemas FV por área de concessão ..... 67
Tabela 10. Tarifas de energia elétrica e impostos por distribuidora (2018) ..... 69
Tabela 11. Premissas para cálculo do payback simples ..... 72
Tabela 12. Receita requerida e mercado de referência da Elektro (2018) ..... 75
Tabela 13. Cálculo de uma possível tarifa binômia para Elektro ..... 80
Tabela 14. Tarifa binômia calculada com a metodologia descrita por distribuidora ..... 81
Tabela 15. Resumo dos resultados obtidos ..... 97
Tabela 16. Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias ..... 122
Tabela 17. Evolução do payback residencial por distribuidora (anos) ..... 137
Tabela 18. Número de consumidores com GDFV por distribuidora ..... 139
Tabela 19. Potência Instalada de GDFV por distribuidora (MW) ..... 141
Tabela 20. Perda acumulada de Parcela B por distribuidora (milhões R$) ..... 143
Tabela 21. Perda acumulada de Parcela B em % do EBIT por distribuidora ..... 145
Tabela 22. Perda acumulada de Parcela B em % do EBIT por distribuidora ..... 147

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---|---|
| ABRADEE | Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulado |
| AmE | Amazonas Distribuidora de Energia |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| Boa Vista | Boa Vista Energia |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CEA | Companhia de Eletricidade do Amapá |
| CEAL | Companhia Energética de Alagoas |
| CEB-DIS | Companhia Energética de Brasília |
| CEEE-D | Companhia Estadual de Energia Elétrica |
| CELESC-DIS | Celesc Distribuição |
| CELG-D | Companhia Energética de Goiás |
| CELPA | Centrais Elétricas do Pará |
| CELPE | Companhia Energética de Pernambuco |
| CEMAR | Companhia Energética do Maranhão |
| CEMIG-D | Companhia Energética de Minas Gerais |
| CEPISA | Companhia Energética do Piauí |
| CERON | Centrais Elétricas de Rondônia |
| CGH | Central Geradora Hidrelétrica |
| CHESP | Companhia Hidrelétrica São Patrício |
| COCEL | Companhia Campolarguense de Energia |
| COELBA | Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia |
| Cofins | Contribuição para Financiamento da Seguridade Social |
| Cogen | Associação da Indústria de Cogeração de Energia |
| COOPERALIANÇA | Cooperativa Aliança |
| COPEL-DIS | Copel Distribuição |
| COSERN | Companhia Energética do Rio Grande do Norte |
| CPFL Paulista | Companhia Paulista de Força e Luz |
| CPFL Piratininga | Companhia Piratininga de Força e Luz |
| CPFL Santa Cruz | Companhia Santa Cruz de Força e Luz |
| CVA | Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A |
| DEMEI | Departamento Municipal de Energia de Ijuí |
| DMED | DME Distribuição |
| EBO | Energisa Borborema |
| EDP ES | Espírito Santo Distribuição de Energia |

| | |
|---|---|
| EDP SP | EDP São Paulo Distribuição de Energia |
| EFLJC | Empresa Força e Luz João Cesa |
| EFLUL | Empresa Força e Luz Urussanga |
| ELEKTRO | Elektro Redes |
| ELETROACRE | Companhia de Eletricidade do Acre |
| ELETROCAR | Centrais Elétricas de Carazinho |
| ELETROPAULO | Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo |
| ELFSM | Empresa Luz e Força Santa Maria |
| EMG | Energisa Minas Gerais |
| EMS | Energisa Mato Grosso do Sul |
| EMT | Energisa Mato Grosso |
| ENEL CE | Companhia Energética do Ceará |
| ENEL RJ | Ampla Energia e Serviços |
| ENF | Energisa Nova Friburgo |
| EOL | Usina eólica |
| EPB | Energisa Paraíba |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| ESE | Energisa Sergipe |
| ESS | Energisa Sul-Sudeste |
| ETO | Energisa Tocantins Distribuidora de Energia |
| FORCEL | Força e Luz Coronel Vivida |
| GDFV | Geração Distribuída Solar Fotovoltaica |
| HIDROPAN | Hidropan Distribuição de Energia |
| ICMS | Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços |
| IENERGIA | Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica |
| LIGHT | Light Serviços de Eletricidade |
| MMGD | Micro e Minigeração Distribuída |
| MUXENERGIA | Muxfeldt Marin & Cia |
| PIS | Programa de Integração Social |
| Prodist | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| Proret | Procedimentos de Regulação Tarifária |
| RGE SUL | RGE SUL Distribuidora de Energia |
| RGE | Rio Grande Energia |
| SULGIPE | Companhia Sul Sergipana de Eletricidade |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| TUST | Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão |
| UHENPAL | Usina Hidrelétrica Nova Palma |
| UTE | Usina termelétrica |
| WACC | *Weighted Average Capital Cost* |

## SUMÁRIO


**1 INTRODUÇÃO ..... 18**

**1.1 MATRIZ ELÉTRICA GLOBAL EM TRANSIÇÃO ..... 18**

**1.2 MUDANÇAS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ..... 20**

**1.3 DESAFIOS DAS POLÍTICAS DE INCENTIVO ..... 21**

**1.4 OBJETIVO ..... 24**

**1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO ..... 25**

**2 PANORAMA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL ..... 26**

**2.1 DEFINIÇÃO ..... 26**

**2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL ..... 30**

**2.3 EXPANSÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL ..... 32**

**2.4 REVISÃO DA REN 482/2012 ..... 43**

**3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA ..... 44**

**3.1 COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ..... 44**

**3.2 "ESPIRAL DA MORTE" DAS DISTRIBUIDORAS ..... 45**

**3.3 ESTRUTURA DE CUSTOS DA DISTRIBUIÇÃO ..... 48**

**3.4 RECUPERAÇÃO DA PARCELA B NAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO ..... 51**

**4 METODOLOGIA ..... 56**

**4.1 AVALIAÇÃO DAS PROJEÇÕES ATUAIS ..... 56**

**4.2 MODELO MATEMÁTICO ..... 58**

**4.3 PREMISSAS PARA ATUALIZAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE GDFV NO BRASIL ..... 61**
4.3.1 Mercado potencial: residencial, rural, comercial e industrial ..... 61
4.3.2 Potência instalada por classe de consumo ..... 63
4.3.3 Preço dos sistemas fotovoltaicos ..... 64
4.3.4 Produtividade do sistema FV por distribuidora ..... 66
4.3.5 Tarifa de energia elétrica por distribuidora ..... 68
4.3.6 *Payback* do investimento por distribuidora ..... 70

**4.4 MODELO TARIFÁRIO ..... 73**
4.4.1 Desenho tarifário atual ..... 74
4.4.2 Aplicação da TUSD Fio B ..... 78
4.4.3 Aplicação da Tarifa Binômia ..... 79

**4.5 RESUMO DA METODOLOGIA ..... 81**

**5 RESULTADOS ..... 83**

**5.1 CENÁRIO BASE: DIFUSÃO DA GDFV NO BRASIL E IMPLICAÇÕES ..... 83**
5.1.1 Difusão da GDFV no Brasil ..... 83
5.1.2 Impactos da difusão da GDFV no Brasil ..... 85

**5.2 CENÁRIO ALTERNATIVO 1: COBRANÇA DE TUSD FIO B ..... 88**
5.2.1 Difusão da GDFV no Brasil ..... 88
5.2.2 Impactos da difusão da GDFV no Brasil ..... 90

**5.3 CENÁRIO ALTERNATIVO 2: APLICAÇÃO DA TARIFA BINÔMIA ..... 93**
5.3.1 Difusão da GDFV no Brasil ..... 93
5.3.2 Impactos da difusão da GDFV no Brasil ..... 94

**5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS ..... 96**

**6 CONSIDERAÇÕES FINAIS ..... 100**

**BIBLIOGRAFIA ..... 103**

**APÊNDICE A – TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL ..... 109**

**A.1 A INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE ..... 109**

**A.2 COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA NO BRASIL ..... 114**
A.2.1 Composição e incidência da TUSD ..... 114
A.2.2 Composição e incidência da TE ..... 117
A.2.3 Subgrupos e modalidades tarifárias ..... 120

**A.3 REVISÕES E REAJUSTES TARIFÁRIOS ..... 122**
A.3.1 Revisão Tarifária Periódica ..... 123
A.3.2 Reajuste Tarifário Anual ..... 127
A.3.3 Efeito da RTP e da RTA ..... 129

**A.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA ..... 130**

**A.5 PERSPECTIVAS PARA O MODELO TARIFÁRIO DO GRUPO B ..... 133**

**APÊNDICE B – EVOLUÇÃO DO PAYBACK RESIDENCIAL POR DISTRIBUIDORA (2019-2030) ..... 137**

**APÊNDICE C – NÚMERO DE CONSUMIDORES COM GDFV POR DISTRIBUIDORA (2019-2030) ..... 139**

**APÊNDICE D – POTÊNCIA INSTALADA DE GDFV POR DISTRIBUIDORA (2019-2030) ..... 141**

**APÊNDICE E – PERDA ACUMULADA DE PARCELA B POR DISTRIBUDORA (2019-2030) ..... 143**

**APÊNDICE F – PERDA DE PARCELA B EM % DO EBIT POR DISTRIBUDORA (2019-2030).....145**

**APÊNDICE G – AUMENTO TARIFÁRIO ACUMULADO POR DISTRIBUIDORA (2019-2030).....147**

# 1 INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica passa por um período de transformação em todo o mundo, impulsionada por três fatores principais: descarbonização, descentralização e digitalização. Esse tripé alcança o setor de forma integrada, desafiando os pilares técnicos, econômicos e regulatórios sobre os quais os sistemas elétricos foram construídos.

Diversas barreiras sociais e ambientais tornam a expansão centralizada do sistema cada vez mais complexa e cara, ao impor limites às grandes usinas de geração e às longas linhas de transmissão. Paralelamente, o desenvolvimento tecnológico tem feito o preço das soluções distribuídas caírem de forma exponencial, aumentando sua viabilidade econômica e incentivando o setor a caminhar no sentido da descentralização.

Esse movimento também é impulsionado pela busca de uma matriz elétrica de baixo carbono, dado que a geração distribuída encontra na fonte solar fotovoltaica seu principal nicho de expansão. E ainda que a descentralização torne a operação do sistema mais complexa, a digitalização das redes permite aos operadores atuar de forma mais rápida em situações de falhas e no equilíbrio dos recursos, além de dar aos consumidores mais transparência sobre seus hábitos de consumo.

Essa rápida transformação que alcança o setor exigirá dos governos e reguladores participação ativa no setor, se antecipando às mudanças com medidas que permitam uma transição mais suave para as empresas que atuam no setor e para a sociedade no geral, que não apenas se beneficia das transformações tecnológicas, mas também paga por isso, seja no preço dos produtos ou diretamente nas tarifas de energia elétrica.

## 1.1 MATRIZ ELÉTRICA GLOBAL EM TRANSIÇÃO

Após um longo período de predominância do carvão e dos combustíveis fósseis como base energética fundamental para o desenvolvimento da sociedade, as mudanças do clima fizeram com que grandes corporações e grandes nações se mobilizassem a favor de uma matriz energética mais sustentável e limpa. A abundância de recursos naturais como sol, água e vento, assim como o desenvolvimento de novas tecnologias que permitem o aproveitamento do potencial

energético de tais fontes, contribuíram como fatores determinantes para o desenrolar dessa verdadeira revolução energética.

É claro que apesar das inúmeras previsões sobre o fim da era dos combustíveis fósseis, muitos avanços também têm sido alcançados nesse setor. Basta citar como exemplo o impacto causado pelo aproveitamento do gás de xisto nos Estados Unidos, iniciando um novo momento para o setor de gás natural no país e no mundo, com aumento da oferta e queda nos preços – ainda que a complexa geopolítica do petróleo faça a curva de preços ter comportamento bastante imprevisível. O aumento da oferta de gás natural, no contexto de expansão das renováveis, o coloca no papel de combustível de transição, para uma matriz energética cada vez mais limpa.

Essa mudança no setor energético tem como uma de suas bases os avanços das fontes renováveis para a geração de energia elétrica, seja na construção de grandes parques geradores eólicos e solares, na instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos nos telhados das residências ou na criação de condomínios inteligentes de geração de energia. Em 2017, os investimentos em geração elétrica renovável somaram 280 bilhões de dólares em todo o mundo, adicionando 178 GW em capacidade instalada, 70% do aumento na capacidade global de geração elétrica (REN21, 2018). Do acréscimo de potência renovável, 55%, ou 98 GW, foram provenientes da fonte solar, com 161 bilhões de dólares em investimento, e 29% da fonte eólica, com 107 bilhões de dólares investidos. Na última década, de 2007 a 2017, as fontes renováveis mais que dobraram sua capacidade de geração no mundo, saindo de pouco mais de 1.000 GW instalados para 2.195 GW de capacidade.

Atualmente, pouco mais de 50% da matriz elétrica renovável mundial é proveniente de fonte hídrica, 25% eólica e a fonte solar já responde por 18% do total, ao dobrar sua capacidade em pouco mais de 3 anos. Assim, as fontes renováveis já são responsáveis por 26,5% da produção total de eletricidade, sendo 16,4% hidrelétrica. Na Dinamarca, 52,9% é gerada a partir das fontes eólica e solar. No Uruguai, 28,1% e na Alemanha 26%.

No caso da fonte solar fotovoltaica, a expansão tem se dado tanto de forma centralizada quanto distribuída. Ao final de 2017, dos mais de 400 GW instalados ao redor do mundo, 231,5 GW (ou 58%) eram em parques de geração centralizada e 169 GW (42%) em pequenos sistemas de geração distribuída (IEA, 2018). Dos 98 GW conectados à rede em 2017, 61,5 GW foram de geração centralizada e os demais

36,5 GW de geração distribuída, demonstrando que ambos os mercados crescem de forma expressiva no mundo.

Esse crescimento expressivo é resultado de uma série de fatores. Segundo o REN21, “os custos de energia solar fotovoltaica e eólica continuaram a cair devido a inovações tecnológicas, mudanças nos mercados, políticas eficazes e novos modelos de negócios” (REN21, 2018). A fonte solar, por exemplo, tem apresentado sucessivas reduções nos preços praticados em leilões ao redor do mundo. Na Alemanha, os preços praticados em 2018 foram quase 50% inferiores aqueles de 2017, chegando a U$$ 44/MWh. No Chile e no Texas, esse valor chegou a U$$ 21/MWh. A fonte eólica também começa a se consolidar em um patamar de preços inferior a U$$ 30/MWh, em países diversos como Canadá, Índia, México e Marrocos.

Apesar da queda acentuada nos preços, levantamento da Agência Internacional de Energia apontou que, em 2017, 99% do mercado de solar fotovoltaica no mundo ainda recebia algum tipo de política de incentivo (IEA, 2018). O relatório aponta que, ao redor do mundo, 75% dos sistemas FV recebem tarifa pré-definida (tarifas “*feed-in*”), para uma parte ou para toda sua produção. Subsídios governamentais diretos ou isenções nos impostos alcançam 13% dos projetos. Já incentivos para autoconsumo ou políticas de *net metering* são aplicados em apenas 8,5% dos casos.

## 1.2 MUDANÇAS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Na esteira dessa revolução, o Brasil também apresenta importantes mudanças em sua matriz elétrica. De 1998 a 2018, a participação da fonte hídrica na matriz de geração caiu de 87% para 66% (EPE, 2018b). E a previsão é de chegar a 2027 respondendo por 54% da capacidade instalada no país. A fonte eólica já representa quase 9% da matriz e deve chegar a 13%, em 2027, com 27 GW de capacidade instalada. A fonte solar centralizada que, em 2017, ainda não representava 1% da capacidade instalada, pode chegar a 9 GW, em 2027, representando 4% da matriz elétrica (MME/EPE, 2018). Essa mudança estrutural na matriz exigiu do planejador projetar 12 GW de capacidade de geração de ponta no horizonte decenal, em virtude da variabilidade e intermitência das fontes eólica e solar, grandes responsáveis pela expansão do sistema nos próximos anos.

Também merece destaque a queda acentuada nos preços de eólica e solar verificados nos leilões de 2018. A fonte solar que se mantinha no patamar de R$ 300/MWh nos leilões de 2015, caiu para R$ 150/MWh em 2017 e atingiu o patamar de R$ 118/MWh no leilão A-4, em abril de 2018. Já a fonte eólica foi negociada a R$ 68/MWh no mesmo leilão, apresentando o menor preço já visto para a tecnologia no país. Ainda que os valores do leilão tenham sido pressionados pela baixa demanda declarada pelas distribuidoras, a presença de grandes *players* do mercado ofertando baixos preços para os projetos demonstra que as fontes renováveis alcançaram um novo patamar de preços no país. Com alteração no modelo de contratação (de Disponibilidade para Quantidade), a fonte eólica foi negociada a R$ 90/MWh, no leilão A-6, em agosto de 2018, ainda em patamar muito inferior a todas as demais fontes.

Além das quedas de preços no mercado internacional, as renováveis têm avançado no Brasil também em virtude de políticas de incentivo. No caso da geração eólica e solar centralizada, o desconto na tarifa de uso do sistema (TUST e TUSD) contribui para o avanço das fontes. No caso da geração distribuída, o sistema de compensação *net metering* também constitui em política de incentivo e tem contribuído para a inserção da GDFV nas redes de distribuição.

As projeções de crescimento da GDFV no Brasil são expressivas. Em pouco mais de uma década o país poderá ter mais de 2 milhões de domicílios e comércios com sistemas de geração a partir da fonte solar, ainda muito aquém de países como a Austrália, que em dezembro de 2018 ultrapassou os 2 milhões de sistemas FV em residências e comércios, somando 7,9 GW de capacidade instalada, ou do Estado da Califórnia, que ao final de 2018 ultrapassou 920 mil sistemas conectados à rede, com 7,2 GW de potência instalada. Apenas para 2019, a previsão do governo americano é de que mais 4 GW de pequenos sistemas fotovoltaicos sejam instalados, alcançando 23,5 GW de capacidade instalada ao final do ano em todo país (EIA, 2019).

## 1.3 DESAFIOS DAS POLÍTICAS DE INCENTIVO

O crescimento das fontes renováveis traz também seus desafios, de ordem técnica, operacional e regulatória. Do ponto de vista da operação, há o desafio de operar um sistema com alta penetração de fontes intermitentes e com injeção de potência em diversos pontos da rede. Do lado comercial, a inserção da GDFV pode ter como consequência uma lógica perversa, na qual consumidores menos

favorecidos arcam com parte dos custos de expansão e manutenção das redes de distribuição, enquanto aqueles que têm condições financeiras de instalar sistemas FV nos telhados de seus comércios e residências são beneficiados pelas políticas de incentivo à fonte solar. Além disso, as próprias concessionárias de distribuição podem sofrer considerável perda de receita – ainda que parcial, devido aos mecanismos de revisão tarifária – por conta dos incentivos, o que poderia tornar o negócio de distribuição financeiramente insustentável no médio e longo prazo, movimento que tem sido chamado de “espiral da morte” das distribuidoras (BURGER e LUKE, 2016).

Um dos países pioneiros na aplicação de tarifas “*feed-in*” é a Alemanha. Em termos de inserção das fontes renováveis na matriz elétrica do país, a política pode ser considerada um sucesso. Ainda que influenciada por outros fatores, a capacidade instalada de fontes renováveis passou de 40 GW, em 2008, para 115 GW, em 2017, representando 36% da energia gerada no país naquele ano (ISE, 2018). Apenas a fonte solar fotovoltaica, com 40 GW instalados ao final de 2017, foi responsável por aproximadamente 7% da geração.

Todavia, os impactos das políticas “*feed-in*” também são sentidos pelos consumidores de energia do país. No ano de 2018, o custo para as tarifas foi de 6,79 centavos de euro por kWh, quase o dobro de 2012, quando o subsídio era de 3,59 centavos de euro (BMWI, 2017), representando aproximadamente 23% das tarifas de um consumidor médio. O custo elevado para a tarifa, de 25,6 bilhões de euros em 2018, é derivado de altos prêmios oferecidos para os primeiros geradores que aderiram ao sistema, quando a viabilidade da fonte solar ainda era baixa. O passivo, todavia, permanecerá na tarifa por 20 anos, conforme o prazo estabelecido nos contratos iniciais (AGORA, 2016).

No caso da França, as políticas de incentivo à fonte solar fotovoltaica custaram, em 2017, 2,8 bilhões de euros, ou € 22,5/MWh. Para os consumidores residenciais, 5% da tarifa final paga em 2017 foi para suportar a inserção de sistemas FV (IEA, 2018).

O Estado da Califórnia foi um dos primeiros a implantar o sistema de *net metering*, no qual o consumidor com geração distribuída é faturado apenas pela medição líquida – ou seja, pela diferença entre o montante injetado na rede e o consumido. O sucesso da política é atestado pelos números já apresentados acima. Apenas em 2018, 1,1 GW de potência instalada GDFV foi acrescentada à rede no Estado (STATS, 2019).

O impacto para os consumidores foi alvo de intensos debates nos últimos anos. Em dezembro de 2015, a empresa San Diego Gas & Electric (SDGE) divulgou estudo no qual estimava o impacto do sistema *net metering* em U$$ 160 dólares por ano, para os consumidores que não possuem sistemas de geração própria. Isso representaria um aumento médio na conta desses consumidores de U$$ 100 dólares por ano (FRANZ, 2016). Já a Pacific Gas & Electric (PG&E) estimou os impactos da política de incentivo em U$$ 45 dólares por mês, em 2025, dos consumidores sem GD para os com GD, caso as regras vigentes fossem mantidas até aquele ano.

Esse cenário despertou diversas discussões em estados americanos, a respeito da sustentabilidade econômica do modelo de compensação *net metering*. Desde então, alguns estados têm feito alterações nas suas políticas de incentivo. No caso da Califórnia, a opção foi por criar gatilhos de transição, a partir dos quais os incentivos são reduzidos. No caso do Arizona, foi imposta a cobrança de uma pequena taxa fixa por mês aos consumidores com GDFV.

Um estado com larga experiência em políticas de incentivo é o Havaí. De 2001 a 2008 vigorou um programa de *net metering*. Em 2009, entrou em vigor o sistema de tarifas *feed-in*. Por fim, a partir de 2015, os consumidores com geração distribuída passaram a poder optar por dois regimes distintos: autoconsumo, no qual ele paga um valor fixo caso queira permanecer conectado à rede, mas não é remunerado pela energia injetada; e o regime de fornecimento à rede, no qual também se paga uma tarifa fixa à empresa de energia, mas há recebimento pelo montante injetado. Apesar de muito mais atrativo, o segundo regime conta com limitações para instalação dos sistemas, de acordo com a localidade na Ilha (CASTRO e DANTAS, 2018b).

No final de 2015, as companhias elétricas do Havaí tiveram atuação decisiva nas alterações dos programas de incentivos até então aplicados. A estimativa das empresas foi de que as políticas de incentivo representaram um subsídio dos consumidores sem geração própria para aqueles com sistemas instalados de U$$ 38 milhões, no ano de 2013. O valor subiu para U$$ 53 milhões em 2014 e apresentava trajetória crescente (HECO, 2015). Com as alterações promovidas em 2015, surgiram diversos novos modelos de negócio para geração distribuída, que permitiram a inserção mais sustentada das fontes renováveis no estado.

A questão dos incentivos e subsídios também tem sido alvo de intensos debates no Brasil. Em 2018, o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública nº 45/2018, a fim de discutir um plano de redução estrutural das despesas da Conta

de Desenvolvimento Energético (CDE), um grande fundo do setor elétrico brasileiro, que agrega subsídios e políticas públicas para diversas fontes de geração e classes de consumo. No relatório de fechamento da Consulta, inúmeras características da CDE foram apontadas, como: falta de objetivos claros; falta de contrapartidas na concessão dos benefícios; falta de prazo para fim dos benefícios; falta de foco na distribuição dos benefícios (MME, 2018a).

No âmbito da geração distribuída e da tarifação de energia, a ANEEL abriu duas Consultas Públicas no ano de 2018, seguidas por duas Audiências Públicas sobre os mesmos temas. A primeira, CP 002/2018 – seguida pela AP 059/2018 –, para avaliar os desafios da cobrança de tarifa binômia dos consumidores da baixa tensão. A segunda, CP 010/2018 – com continuidade na AP 001/2019 –, para colher informações que subsidiem a agência na revisão da regulamentação da GDFV no país. Ambos os processos atraíram grande interesse do mercado e também apresentaram um leque de opiniões conflitantes, demonstrando a complexidade do tema e as diversas formas de tratá-lo.

Assim, conclui-se que um dos principais desafios para a inserção sustentável da GDFV no setor elétrico brasileiro passa pela área regulatória, dado que qualquer desajuste na forma de incentivar ou remunerar tais investimentos pode representar prejuízos bilionários para o restante dos consumidores. É premente que o modelo regulatório adotado seja capaz de incentivar o desenvolvimento da geração fotovoltaica, sem, todavia, prejudicar os demais consumidores.

## 1.4 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho será avaliar as possíveis perdas de receita para as distribuidoras em virtude da inserção de GDFV no contexto brasileiro, para o horizonte 2030, e também quais as repercussões tarifárias para os demais consumidores. Para tanto, será feita uma projeção da expansão da GDFV no Brasil, considerando metodologia aplicada em trabalhos nacionais e internacionais. A avaliação conjugada dos efeitos tarifários e das projeções de GDFV, permitirão verificar se o efeito “espiral da morte” se aplica ao caso brasileiro, ou não. Por fim, será explorado o impacto de alternativas, como a tarifa binômia, para a inserção da GDFV no país.

Vale destacar que, apesar de inúmeros outros benefícios e impactos sistêmicos e econômicos da GD, o presente trabalho avaliará as consequências da inserção de

GDFV no país apenas sob o viés tarifário. A delimitação é necessária não apenas para permitir uma análise mais aprofundada desse aspecto do problema, mas principalmente para avaliar se o modelo tarifário vigente no país dialoga adequadamente com o atual sistema de compensação da geração distribuída.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 faz uma breve exposição sobre o atual momento da GD no país, apresentando a evolução no modelo regulatório e como o segmento tem se desenvolvido. Destaca-se quais são as principais fontes de geração utilizadas em pequena escala no país e também quais as modalidades de contratação vigentes.

O Capítulo 3 traz a definição do problema, a partir de um panorama da tarifação de energia no país, com ênfase principal na estrutura de custos das empresas de distribuição e discussão sobre como é feita a recuperação da receita de distribuição nas tarifas aplicadas aos consumidores finais.

O Capítulo 4 é dedicado à apresentação da metodologia aplicada no trabalho. Por meio de um modelo de difusão consolidado na literatura, as projeções feitas pelos principais órgãos de Governo são revistas e atualizadas, segundo critérios definidos pelo autor. Também é apresentada a metodologia aplicada para apuração da redução de receita para as distribuidoras e dos impactos tarifários.

O Capítulo 5 apresenta os resultados de perda de receita para as 54 concessionárias de distribuição do país e quais seriam os efeitos tarifários para os demais consumidores, em virtude da perda de receita calculada. São apresentados dois cenários alternativos, a fim de avaliar a consistência das projeções e os impactos para concessionárias e consumidores no caso de alterações nas regras do sistema de compensação ou no modelo tarifário dos consumidores da baixa tensão.

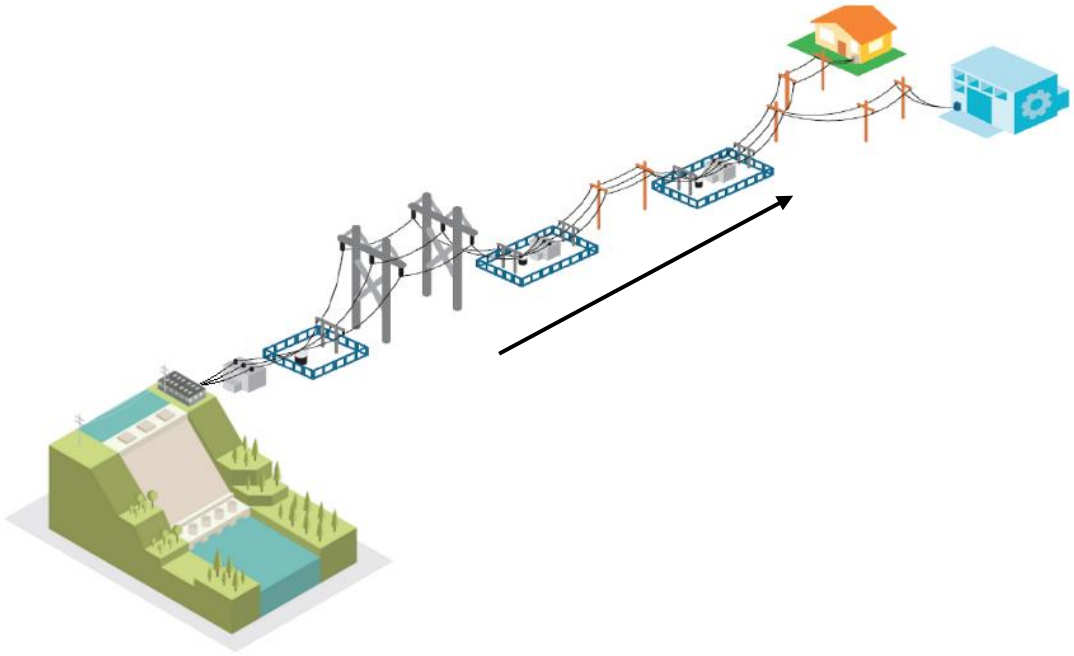
Por fim, nas Considerações Finais, algumas recomendações são feitas, a partir dos resultados apresentados e são dados apontamentos para estudos futuros.

# 2 PANORAMA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

## 2.1 DEFINIÇÃO

A Figura 1 apresenta a estrutura tradicional de um sistema elétrico de potência, construída sob o paradigma da geração centralizada, transmissão em altas tensões (acima de 230 kV) e distribuição em média (entre 13,8 e 138 kV) e baixa tensão (127 e 220V). Nesse modelo tradicional, grandes centrais de geração são projetadas a fim de aproveitar a disponibilidade de recursos naturais – como quedas d'água, vento ou sol – ou de outros combustíveis – como biomassa, gás natural, óleo ou urânio, no caso das nucleares. O fluxo de potência é sempre no sentido da geração para a carga, percorrendo centenas ou milhares de km, via linhas de transmissão.

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência tradicional



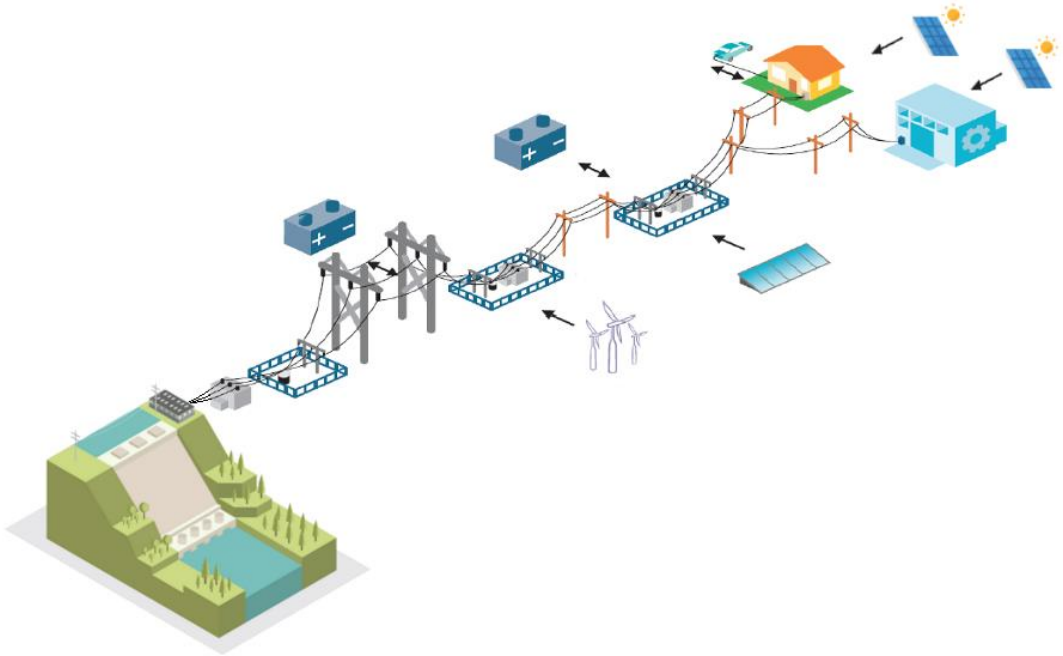
Fonte: Adaptado de IEA (2017)

Conforme discutido na Introdução, sob esse paradigma foi concebido todo o setor elétrico brasileiro. O aproveitamento do grande potencial hidroelétrico do país, exigiu a construção de grandes usinas, muitas delas bastante distantes dos centros de cargas. Além disso, a fim de melhor aproveitar a complementariedade hidrológica entre as diversas regiões do país, um robusto sistema de transmissão, de dimensões continentais, foi construído, permitindo a transferência de grandes blocos de energia.

Todavia, esse cenário começa a mudar, ainda que lentamente. A inserção da geração distribuída (GD), assim como de novas tecnologias de armazenamento, tem o potencial de alterar profundamente a estrutura dos sistemas elétricos, pois o fluxo da energia não mais se dá em apenas uma direção, mas há troca constante entre a rede e os consumidores, que ora injetam potência na rede, ora consomem – essa mudança no hábito do consumidor, que passa a ter um papel ativo na operação da rede, deu origem ao termo "*prosumidor*", ou seja, aquele consumidor que também é produtor e, portanto, tem participação ativa na dinâmica do sistema.

A Figura 2 ilustra o a nova configuração dos sistemas elétricos de potência, com a inserção de GD.

Figura 2 – Nova configuração dos Sistemas Elétricos de Potência



Fonte: Adaptado de IEA (2017)

A GD pode ser proveniente das mais diversas fontes, como: centrais hidrelétricas, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos, biogás, etc. A classificação de determinada tecnologia como GD varia muito na literatura internacional e mesmo dentre as agências reguladoras dos países.

Em linhas gerais, GD refere-se ao uso de pequenos dispositivos modulares de geração de eletricidade, autônomos ou conectados à rede, e localizados próximo ao ponto de consumo (ALLAN, EROMENKO, *et al.*, 2015). Ainda segundo Allan *et al.* (2015), as principais características utilizadas para determinar as tecnologias GD são:

o porte do gerador e a localização e aplicação do dispositivo. Os sistemas GD geralmente estão próximos à demanda de energia, junto ao consumidor ou conectados na rede de distribuição – não aplicável, portanto, à geração conectada ao sistema de transmissão. Sua potência pode variar de 1 kW a 5 MW.

O recente estudo do MIT, *Utilities of the Future*, define recursos energéticos distribuídos (RED) como qualquer recurso capaz de prover serviços de eletricidade localizados no sistema de distribuição (MIT, 2016). Cabe frisar que nessa definição entra não apenas a GD propriamente dita, mas outros serviços distribuídos que também têm apresentado crescimento significativo nos últimos anos, como: resposta pela demanda, veículos elétricos e armazenamento em pequena escala.

EPE (2016) define GD como aquela geração de energia localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva atendimento prioritário a este, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final. Já o Prodist define GD como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (ANEEL, 2017b).

Assim, de forma geral, pode-se destacar ao menos três características principais da GD: geração de pequeno porte, localizada próxima à carga e conectada diretamente à rede de distribuição.

Dentre os possíveis benefícios gerais da GD merecem destaque:

- Estabilidade e confiabilidade, em virtude da geração mais próxima à carga;
- Redução na necessidade de investimento em expansão da geração;
- Postergação de investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição;
- Diversificação da matriz elétrica brasileira;
- Redução nas perdas técnicas na rede de transmissão;
- Maior participação do consumidor na expansão do sistema.

Apesar dos inúmeros benefícios da GD, há também uma série de desafios para sua inserção nos sistemas elétricos. Castro et al. (2018) apontam diversos impactos da difusão de geração distribuída, sendo que os principais negativos são:

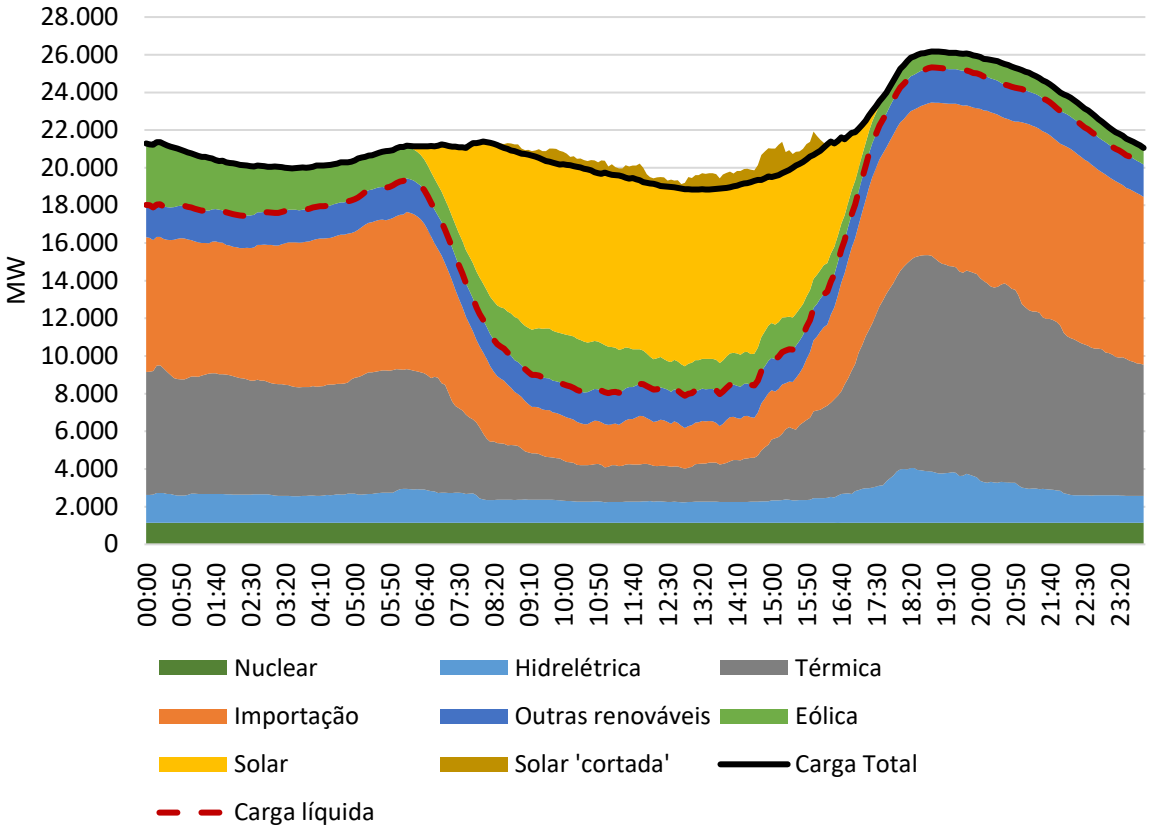
- Necessidade de investimentos nas redes de distribuição, especialmente em equipamentos de proteção e reguladores de tensão (para locais com baixo carregamento de rede);

- Impactos nos contratos de comercialização de energia, pois com a redução do mercado consumidor as distribuidoras podem ficar sobrecontratadas;
- Subsídios cruzados entre consumidores com e sem GD, a depender do sistema de compensação utilizado;
- Impacto no planejamento da geração, transmissão e distribuição, por se tratar de um tipo de geração com comportamento incerto – varia de acordo com a capacidade de endividamento da população, com o nível da atividade econômica do país e nível de renda;
- Maior complexidade na operação do sistema, por causa da injeção de potência em diversos pontos do sistema e, no caso da fonte solar fotovoltaica, em virtude da saída de um bloco de energia ao final do dia (formação da “curva do pato”).

A “curva do pato” não é uma característica específica da GD, mas pode ser aprofundada por ela. A “curva do pato” pode ser entendida como a carga líquida do sistema, resultante da diferença entre a carga total e a geração solar ao longo do dia. Como a geração máxima se dá na metade do dia, há uma queda expressiva na necessidade de geração por outras fontes, havendo o risco de sobreoferta, a depender da quantidade de fontes não-despacháveis no sistema. Outro desafio surge no final do dia, quando em um curto intervalo toda a geração solar “sai” do sistema, gerando uma rampa na curva de carga líquida do sistema.

A Figura 3 apresenta um caso real, que ilustra a discussão acima. O gráfico apresenta as curvas de geração e carga para o Estado da Califórnia, no dia 4 de março de 2018. O operador da Califórnia (CAISO) define a carga líquida como a diferença entre a carga total e a geração das fontes solar e eólica. Nesse dia, a rampa verificada entre as 15h30 e as 18h30 foi de 14,7 GW (recorde do ano de 2018). Além disso, nota-se que, em alguns períodos do dia, o operador teve que restringir a geração solar em até 1,7 GW, devido à sobreoferta de energia naqueles instantes.

Figura 3 – Geração x carga – CAISO (4/3/2018)




Fonte: elaboração própria com base em dados do CAISO (2019)

As rampas de geração têm quebrado recordes sucessivos na Califórnia, tendo ultrapassado 15,6 GW no início de 2019 (CAISO, 2019). A alta inserção da fonte solar tem tornado a operação do sistema cada vez mais complexa e exigido do operador mais flexibilidade e busca por alternativas, especialmente na área de armazenamento, a fim de atenuar os efeitos da “curva do pato” naquela região (NREL, 2017).

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

No contexto brasileiro, a primeira modalidade de GD foi regulamentada pelo Decreto n° 5.163/2004, que apresenta a seguinte definição:

> Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:
> I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
> II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

> Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do **caput**.
> Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.
> § 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

De acordo com o texto acima, a partir de 2004, deveria ser considerado como GD aqueles empreendimentos conectados diretamente no sistema de distribuição do comprador, incluindo todas as fontes solar, eólica, hidroelétricas inferiores a 30 MW, termoelétricas com eficiência superior a 75% e termoelétricas a biomassa de qualquer eficiência. A contratação de GD seria feita pelas próprias distribuidoras, em um processo de chamada pública e com contratação limitada a 10% da carga do agente de distribuição.

Todavia, essa modalidade de GD não prosperou no país, em parte porque o Valor de Referência (VR) determinado para a contratação por parte das distribuidoras sempre foi muito abaixo do custo real para pequena geração[1]. Segundo cálculos da Cogen, desde a instituição da GD em 2004, foram registrados contratos que somam 98 MW médios, divididos em apenas nove projetos (GODOI, 2018). Por outro lado, o mercado potencial para GD, considerando o limite de contratação de 10% do mercado das distribuidoras, é da ordem de 4,5 GW médios.

Com a alteração promovida pela Lei n° 13.203/2015 (BRASIL, 2015a), foi criado o Valor de Referência Específico (VREs), que atribui a cada fonte de GD um valor específico para contratação. Com a Portaria n. 65/2018 (MME, 2018b), o Ministério de Minas e Energia fixou os VREs para GD, de acordo com cada fonte de geração: R$ 390/MWh para projetos a biogás; R$ 537/MWh para Biomassa Dedicada; R$ 349/MWh para biomassa residual; R$ 451/MWh para Cogeração a Gás Natural; R$ 296/MWh para usinas eólicas; R$ 360/MWh para pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas; R$ 561/MWh de Resíduos Sólidos Urbanos; e R$ 446/MWh para sistemas de energia solar fotovoltaica. Valores bastante atrativos e em linha com as expectativas do mercado.

[1] O cálculo do VR era feito a partir da média dos preços praticados em leilões de energia nova, ou seja, considerava o valor médio dos leilões, nos quais disputam fontes de baixo custo, como hidroelétricas, que chegaram a atingir valores de contratação da ordem de R$ 58/MWh.

Apesar disso, Godoi (2018) ainda aponta outros entraves para a expansão dessa modalidade no país, como a falta de regulamentação por parte da ANEEL, especialmente no tocante ao desenho contratual que deverá ser utilizado pelas distribuidoras. Uma ilustração desse problema, é o fato da fonte solar fotovoltaica ter VREs fixado, em 2015, no valor de R$ 454/MWh, mas não ter conseguido participar de nenhum processo concorrencial. Além disso, há a própria situação econômica do país, que após dois anos de PIB negativo (2015 e 2016) e dois anos de baixo crescimento econômico (2017 e 2018) ainda levará algum tempo para retomar os níveis de demanda e emprego do período pré-crise.

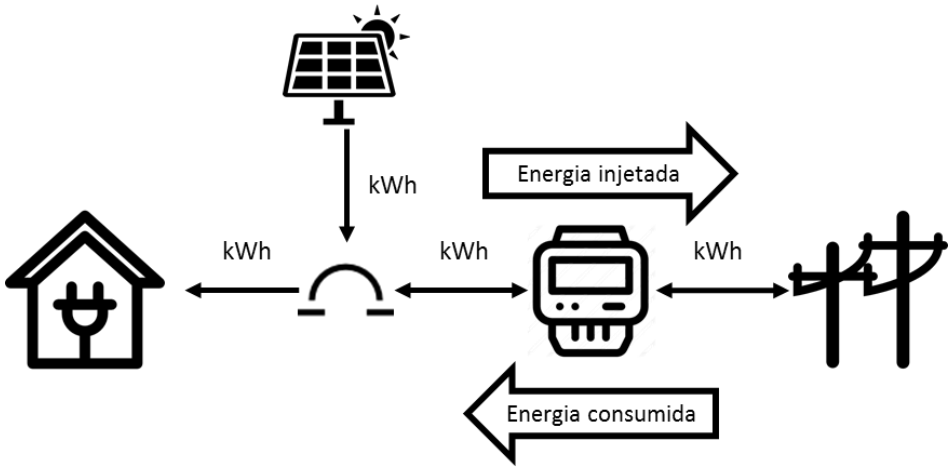
## 2.3 EXPANSÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A fim de incentivar a conexão de pequenos geradores ao sistema, a ANEEL publicou a Resolução Normativa n. 482/2012 (ANEEL, 2012). A REN 482/2012 estipulou como microgeração distribuída a central com potência instalada menor ou igual a 100 kW e como minigeração distribuída aquela com potência superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Para ambos os casos, é necessário que a geração seja proveniente de fonte hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Foi também instituído pela REN 482/2012 o sistema de compensação de energia, no qual a energia gerada pela unidade consumidora é injetada na rede da distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade ou de outra unidade consumidora da mesma titularidade. Pela regra da REN 482/2012, a energia injetada é transformada em crédito que deve ser consumido em um prazo de até 36 meses. O faturamento da unidade consumidora é feito pelo modelo de *net metering* (medição líquida).

O sistema de *net metering* pode ser ilustrado conforme a Figura 4.

Figura 4 – Sistema de compensação (*Net Metering*)




Fonte: elaboração própria

No sistema *net metering* há troca de energia entre o *prosumidor* e a rede de distribuição sem a circulação de moeda, ou seja, não se trata de um modelo comercial. Basicamente, a rede funciona como uma grande bateria à qual o consumidor permanece conectado. Nos momentos em que sua geração é maior que seu consumo interno, o excedente é injetado na rede. Nos momentos em que o consumo supera a geração, há consumo da rede. Assim, o consumidor pagará apenas pela diferença entre o total (ou montante) consumido e o total (ou montante) injetado na rede. Quando a energia injetada supera a consumida há formação de crédito a ser consumido nos meses seguintes.

Para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (Grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo mensal, haverá cobrança pelo custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) e 100 kWh (trifásico). Para unidades conectadas acima da média tensão (Grupo A), o faturamento se dá pela cobrança da demanda contratada.

Apesar de recebida com grande expectativa pelo mercado, a REN 482/2012 não foi capaz de atrair um grande número de adesões nos seus primeiros anos de vigência. Ao final de 2013, o país contava com apenas 68 conexões, somando menos de 2 MW de capacidade instalada (ANEEL, 2019b). O ano de 2014 terminou com 367 unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD). O pequeno crescimento do período não se deve apenas a problemas na regulação, mas também à falta de viabilidade econômica da instalação dos sistemas fotovoltaicos – que, à época, apresentava *paybacks* da ordem de 8 a 10 anos –, em parte resultado da redução nas tarifas, na média em 20%, promovida pelo Governo Federal em 2013.

No início de 2015, o país foi atingido por uma severa crise hídrica, que exigiu o acionamento da totalidade do parque termoelétrico por diversos meses, tornando o custo da energia consideravelmente mais elevado. Aliado a isso, a crise fiscal afetou a capacidade do Tesouro Nacional em manter os aportes bilionários feitos nos anos de 2013 e 2014 para financiar subsídios e políticas públicas contidas nas tarifas.

Esses fatores e o início da vigência do sistema de bandeiras tarifárias elevaram as tarifas dos consumidores de todo o país em quase 50%, na média. Apesar de causar um impacto negativo na economia do país, o aumento nas tarifas acabou por impulsionar a inserção da MMGD no Brasil, ao contribuir para que se alcançasse a paridade tarifária[2] em praticamente todas as distribuidoras do país. Ao final de 2015, o número de conexões chegou a 1836 unidades consumidoras, com 17 MW de capacidade instalada – um número ainda pouco significativo.

O ano de 2016 não foi marcado pelos mesmos eventos do ano anterior. A melhora no regime hidrológico permitiu a recuperação do nível dos reservatórios das hidrelétricas e, consequentemente, o desligamento das termelétricas com custo de operação mais elevado. Esse cenário resultou em menores reajustes tarifários para as distribuidoras que, em alguns casos específicos, chegou a ser negativo. Apesar disso, a expansão das conexões dos sistemas fotovoltaicos não deixou de acontecer. Ao final do ano, o número de conexões atingiu 8551 unidades consumidoras, com 86 MW de capacidade instalada, sendo 8455 sistemas em sistemas fotovoltaicos.

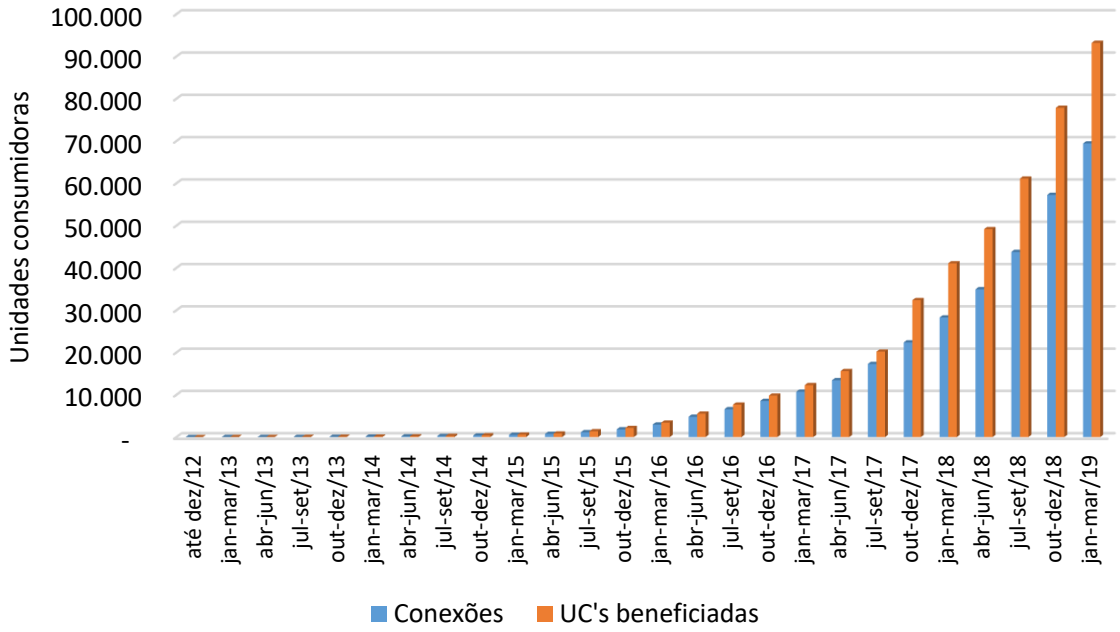
A curva de crescimento ganhou força em 2017, com o país ainda deixando o cenário de crise econômica e política. No final do ano eram mais de 22 mil unidades consumidoras com MMGD, beneficiando 32 mil consumidores, somando 267 MW de capacidade instalada, sendo 99,2% dos sistemas provenientes da fonte solar fotovoltaica, consolidando sua importância para o segmento de GD no Brasil.

A expansão no número de sistemas manteve o crescimento exponencial em 2018, ultrapassando a marca de 57 mil sistemas instalados, com quase 78 mil unidades beneficiadas. A potência instalada atingiu 684 MW, com acréscimo de mais de 400 MW de capacidade no ano. A fonte solar representou 99,5% dos sistemas e 84% da potência total instalada.

[2] Paridade Tarifária, conforme definida por Rüther e Ziles (2011), é o ponto no qual o custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico se iguala ao custo de consumir energia da rede (incluindo taxas e impostos), refletindo a relação entre tarifa de eletricidade e os custos totais de um sistema FV.

A evolução do número de sistemas conectados à rede e de unidades consumidoras beneficiadas pela MMGD é apresentada no gráfico da Figura 5.

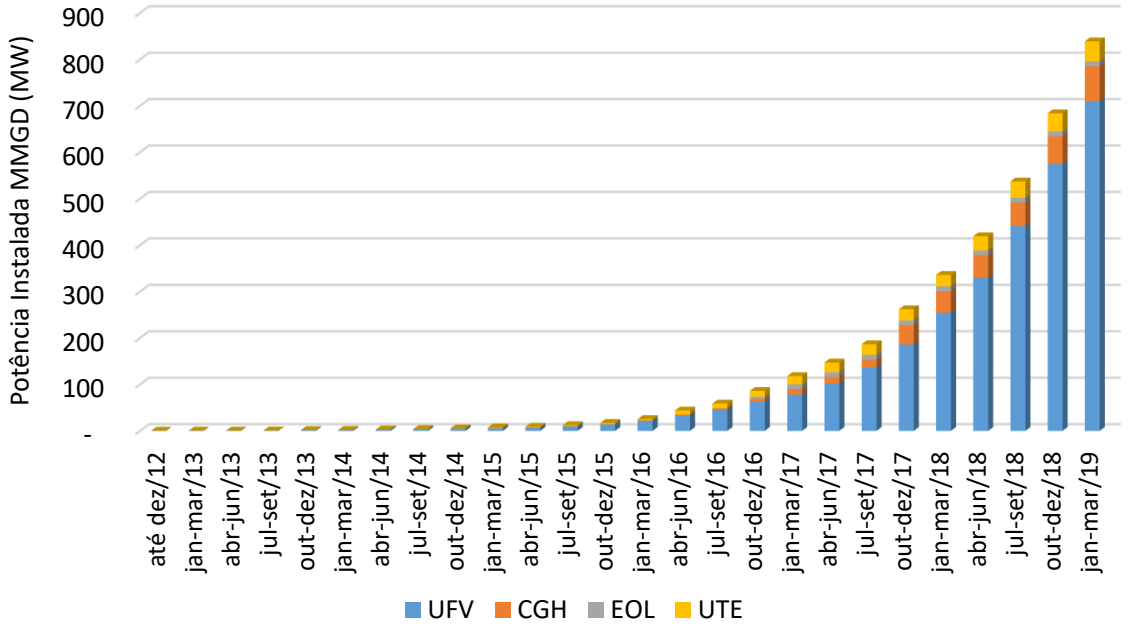
Figura 5 – Número de Conexões MMGD e UC's beneficiadas




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

A evolução da potência instalada em MMGD, discriminada por fonte de geração, é apresentada no gráfico da Figura 6.

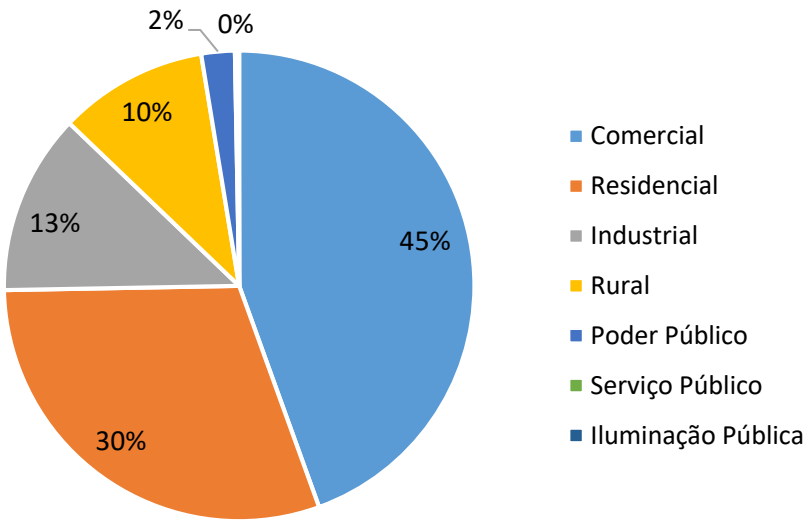
Figura 6 – Potência instalada MMGD - por fonte (MW)




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

A divisão da potência instalada de MMGD entre as classes de consumo é apresentada no gráfico da Figura 7. Observa-se que apesar da classe residencial representar 74% do número total de conexões, agrega apenas 30% da capacidade instalada, ao passo que a classe comercial com apenas 17% do total de sistemas, soma quase 45% da potência total. Isso ocorre em função da potência média dos sistemas de geração. Enquanto para a classe residencial a média é de 5,0 kW por conexão, para a classe comercial a média é de 30,8 kW. Considerando apenas sistemas FV, a potência média instalada para a classe residencial também é de 5,0 kW, enquanto para a comercial é de 25,2 kW e para a industrial de 38,3 kW.

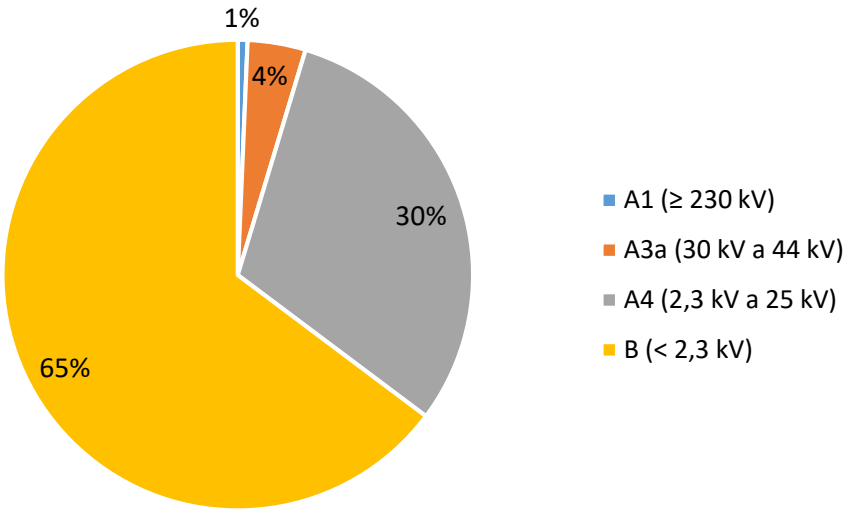
Figura 7 – Potência instalada MMGD - por classe de consumo (%)




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

Outro parâmetro relevante é a tensão de conexão do sistema GD à rede de distribuição. O gráfico da Figura 8 apresenta a divisão da potência instalada de acordo com o subgrupo tarifário e tensão de conexão. A dinâmica neste caso é semelhante ao anterior. Apesar do total de sistemas conectados à baixa tensão (Grupo B) representar 97% do total, 35% da potência é injetada na média tensão (Grupo A, acima de 2,3 kV). Novamente isso se dá em função do porte dos sistemas conectados em cada nível de tensão da rede. Enquanto os sistemas conectados na baixa tensão têm potência média de 8 kW, aqueles conectados à média tensão tem potência média de 163 kW.

Figura 8 – Potência instalada MMGD - por tensão de conexão (%)

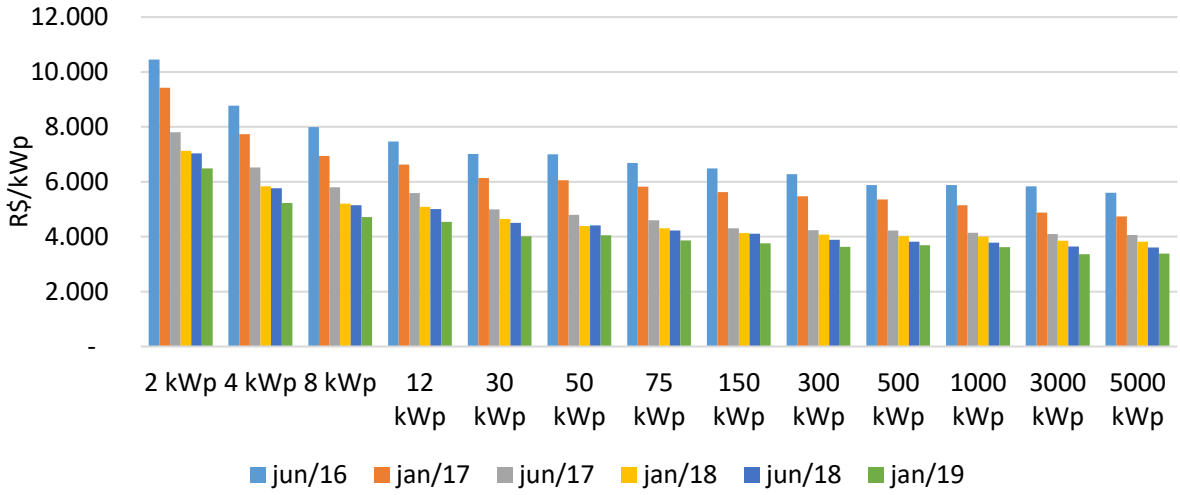



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

O grande crescimento no número de conexões e na capacidade instalada MMGD a partir de 2016 pode ser explicado basicamente por dois fatores. O primeiro é a contínua queda no preço dos sistemas fotovoltaicos. Segundo dados de pesquisa do Instituto Ideal (IDEAL, 2017), de 2013 a 2015, os preços dos sistemas para o cliente final variaram muito pouco – com redução de apenas 5%. A partir de 2016 os preços começaram a cair de forma mais acentuada, refletindo o ganho de escala dos sistemas FV no mundo e a valorização do real frente ao dólar – variável importante, dado que parte dos módulos e todas as células fotovoltaicas utilizadas no Brasil são importadas.

Segundo estudo de mercado da Greener (GREENER, 2019), de junho de 2016 a janeiro de 2019, a variação média nos preços dos sistemas para o cliente final foi de -40,5%, saindo de um preço médio de R$ 7.025/kWp para R$ 4.181/kWp. O gráfico da Figura 9 apresenta a variação nos preços para o cliente final, para cada faixa de potência instalada do sistema FV. Nota-se que mesmo para sistemas menores, de até 8 kWp, mais comuns para a classe residencial, os preços já atingiram patamares bastante competitivos, em torno de R$ 5.000/kWp.

Figura 9 – Preço dos sistemas FV para o consumidor final (R$/kWp)




Fonte: elaboração própria com base em dados da Greener (2019)

O segundo fator que influenciou a expansão da GD a partir de 2016 foi a promulgação da REN 687/2015 (ANEEL, 2015b), que passou a valer em 1º de março de 2016 e trouxe diversas alterações sobre a REN482/2012 como, por exemplo:

(i) alterou os limites da micro e da minigeração de 100 kW e 1 MW para, respectivamente, 75 kW e 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes;

(ii) criou a “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados;

(iii) abriu a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras), nos quais a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores;

(iv) ampliou o prazo de validade dos créditos de geração de 36 para 60 meses e criou o “autoconsumo remoto”, no qual o crédito gerado por determinada unidade pode ser consumido por outras unidades da mesma titularidade, desde que dentro da mesma área de concessão; e

(v) reduziu o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW de 82 para 34 dias.

A atualização da REN 482/2012 permitiu que a evolução na potência instalada não se concentrasse apenas na fonte solar fotovoltaica, mas também em outras fontes, como hídrica (CGH) e térmica (UTE).

A modernização nas regras também impulsionou a criação de novos modelos de negócio, com a possibilidade de consumo da energia gerada em um ponto diferente da carga – modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada. Isso permitiu a entrada de grandes empresas nesse mercado, com a formação de "fazendas solares".

A Tabela 1 apresenta as unidades consumidoras com geração distribuída, segundo a modalidade de consumo. Destaca-se a participação do autoconsumo remoto, em termos do número de unidades beneficiadas pelos créditos (34,1% do total) e da potência instalada (22,8% do total), apesar de representar apenas 13,1 dos sistemas conectados à rede. Nota-se pelo gráfico da Figura 5, acima, que o descolamento entre o número de conexões e o de UC's que recebem os créditos ocorreu a partir de 2016, e de forma mais acentuada no último trimestre de 2017. Tal movimento é exemplo claro de como aprimoramentos regulatórios são capazes de alterar a dinâmica do mercado.

Tabela 1. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída

| | **Conexões** | | **UCs que recebem créditos** | | **Potência Instalada** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Qtde.** | **% Total** | **Qtde.** | **% Total** | **kW** | **% Total** |
| Geração na própria UC | 60.239 | 86,5% | 60.239 | 64,5% | 629.627 | 74,8% |
| Autoconsumo remoto | 9.118 | 13,1% | 31.918 | 34,1% | 191.622 | 22,8% |
| Geração compartilhada | 246 | 0,4% | 1.082 | 1,2% | 19.866 | 2,4% |
| Múltiplas UCs | 30 | 0,0% | 201 | 0,2% | 628 | 0,0% |
| **Total** | 69.633 | | 93.440 | | 841.743 | |

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

Observa-se também a participação bastante limitada das modalidades "geração compartilhada" e "múltiplas UCs", o que pode ser explicado pela burocracia das regras, como, por exemplo, a necessidade de se formar uma cooperativa específica para recebimento dos créditos. Um ponto que não tem recebido o devido tratamento da ANEEL nas discussões para revisão da REN 482/2012.

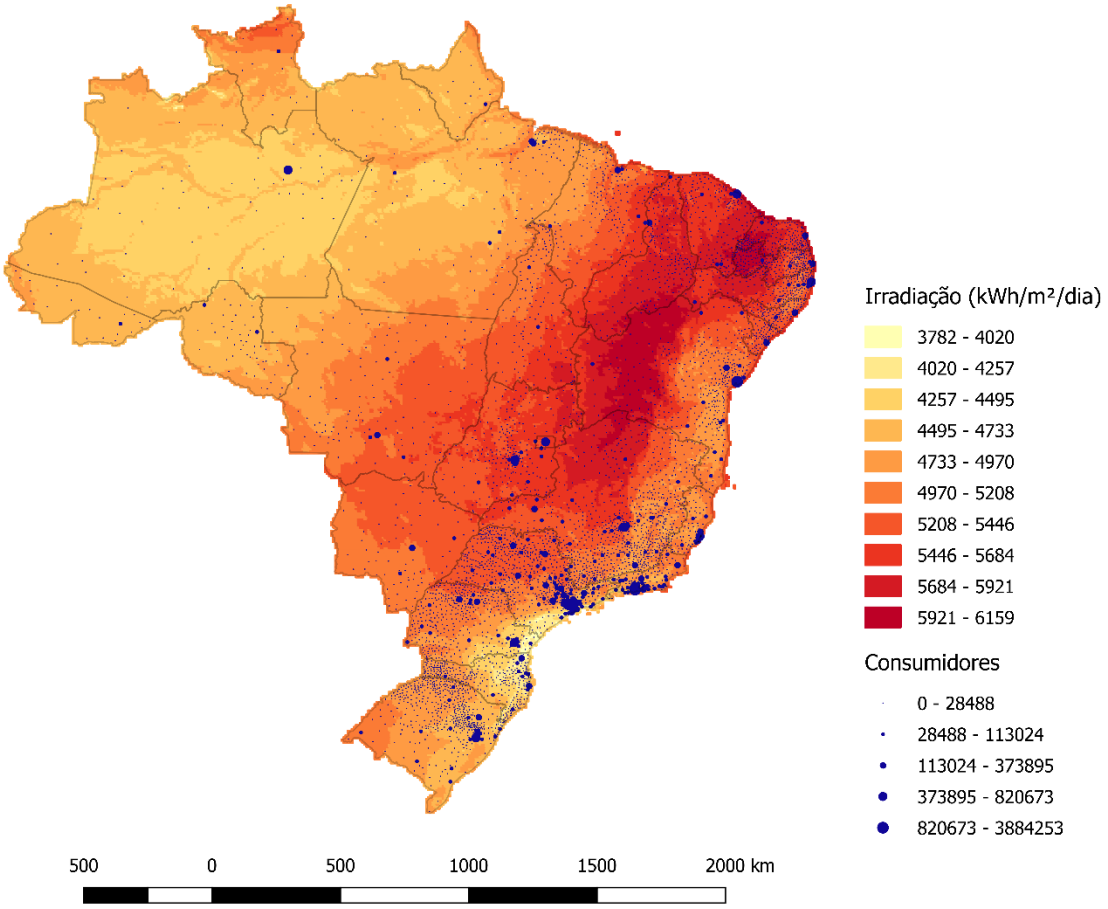
Outro limitante para a expansão dessas modalidades é o tratamento tributário diferenciado, dado que isenções de impostos federais e estaduais que alcançam as modalidades de consumo na própria unidade e autoconsumo remoto não se aplicam à geração compartilha e aos condomínios. Situação semelhante ocorre com os sistemas acima de 1MW, que não foram alcançados pelos benefícios fiscais do convênio do CONFAZ ICMS 16/2015, que regulamentou a cobrança de ICMS apenas sobre a medição líquida e foi também fundamental para a expansão da MMGD no país.

Dada a grande extensão das áreas de concessão das distribuidoras do país, o crescimento acelerado do autoconsumo remoto pode levantar uma questão relevante: a possibilidade de conexão ao sistema em qualquer ponto da rede de distribuição de uma determinada concessionária, sem qualquer diferenciação tarifária, não pode prejudicar um dos benefícios mais importantes da GD que é a geração próxima ao centro de carga?

Um exemplo prático vem de uma operadora do setor de telecomunicações que, entre dezembro de 2017 e setembro de 2018, conectou à rede de distribuição da Cemig 11 sistemas FV, com 14 MW de potência, para atendimento remoto de 1.353 unidades consumidoras, localizadas ao redor do Estado de Minas Gerais. Os sistemas de geração ficam localizados em dois pequenos municípios no norte de Minas, Várzea da Palma e Buritizeiro, com 40 e 30 mil habitantes, respectivamente. Apesar de se justificar do ponto de vista da radiação solar, a instalação dos sistemas em localidades relativamente distantes dos centros de carga (onde a terra é barata, mas a rede elétrica nem sempre está pronta para injeção de nova potência) aponta a importância da discussão sobre um sinal locacional na tarifa de distribuição – isto é, um sinal tarifário que considere as características de carga da região, assim como os investimentos necessários em reforço e extensão de rede para receber altos níveis de geração distribuída.

O mapa da Figura 10 apresenta a irradiação solar média anual e a quantidade de consumidores por município do Brasil. Destaca-se como os grandes centros de carga não estão, necessariamente, próximos aos melhores índices de irradiação. Isso pode potencializar o fenômeno descrito acima, de implantação de sistemas distantes, para aproveitamento de melhores taxas de irradiação.

Figura 10 – Irradiação solar média e número de consumidores por município do país

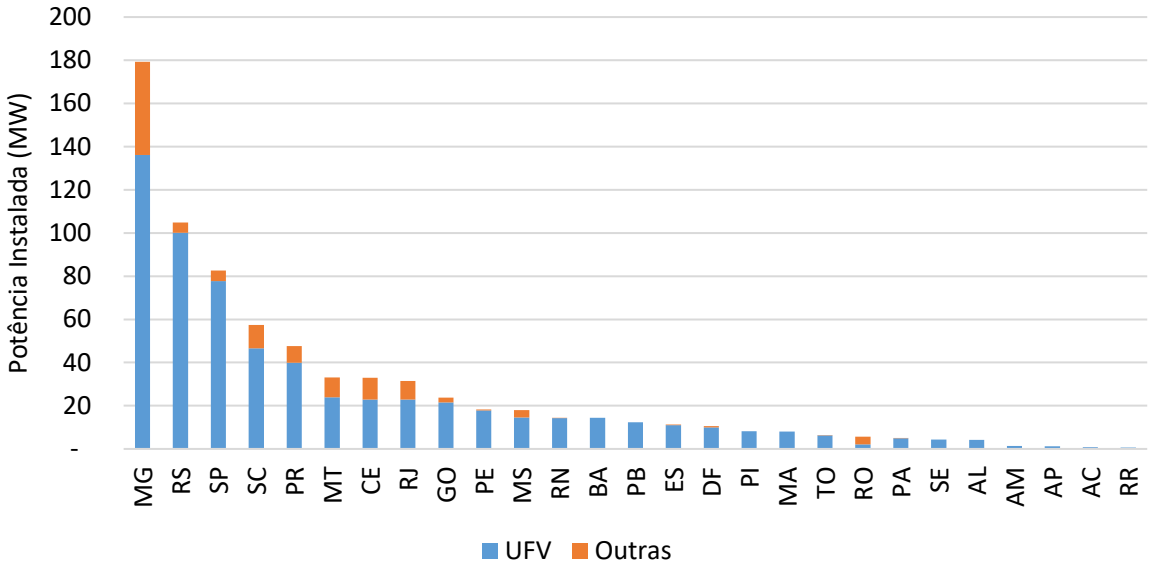



Fonte: elaboração própria a partir de dados do Labren (2018)

Nesse contexto, a possibilidade de autoconsumo remoto apresenta-se como uma boa alternativa econômica para aproveitamento das melhores taxas de radiação solar. Novamente, destaca-se que apesar de economicamente viável para quem pretende receber os créditos do sistema *net metering*, a implantação de grandes sistemas longe dos centros de carga é questionável sob o ponto de vista dos benefícios da GD para o sistema elétrico.

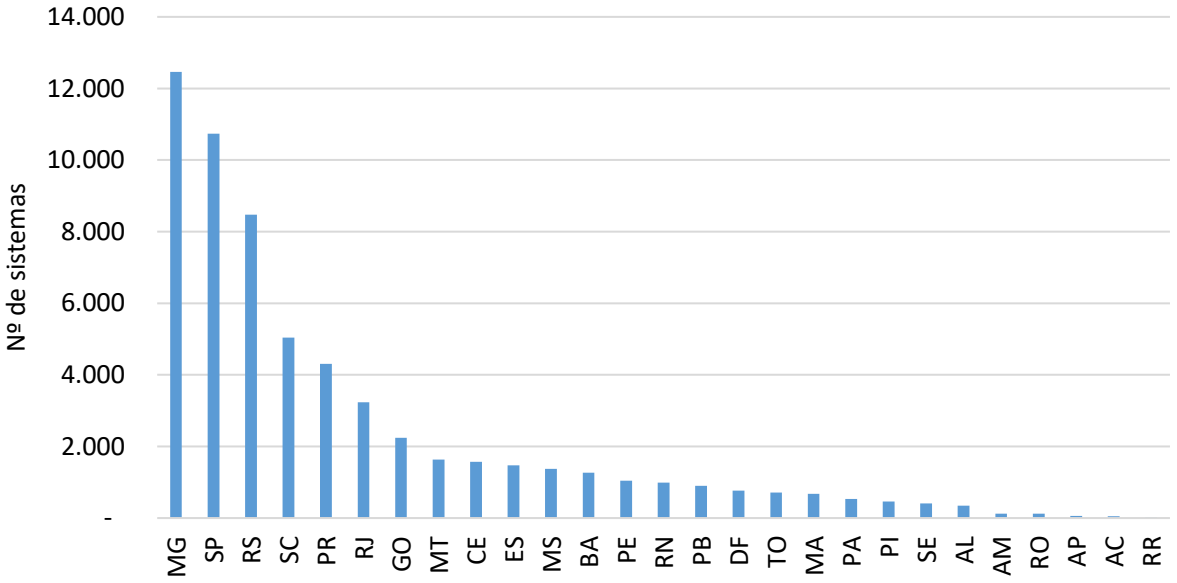
Em termos estaduais, 60% do total de conexões e 57% da potência instalada encontram-se em apenas quatro estados da Federação: Minas Gerais (20% das conexões e 24% da potência), São Paulo (18% das conexões e 11% da potência), Rio Grande do Sul (14% das conexões e 14% da potência) e Santa Catarina (8% das conexões e 8% da potência). Os gráficos das Figuras 11 e 12 apresentam o número de conexões e a potência instalada de MMGD, por Unidade da Federação.

Figura 11 – Potência instalada MMGD por UF (MW)




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

Figura 12 – Número de conexões MMGD por UF




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

A predominância do Estado de Minas Gerais pode ser explicada por alguns aspectos: irradiação solar favorável, potencial hídrico (no caso de CGHs), tarifas elevadas de energia e alta carga tributária sobre a conta de luz – fatores que contribuem para um *payback* reduzido (como será visto adiante). O Estado de São Paulo apresenta tarifas de energia comparativamente menores que outros estados e irradiação solar mediana, como pode ser notado na Figura 10. Logo, a boa inserção de instalações de MMGD deve ser explicada pelo nível de renda da população e pelo

grande número de empresas. Ainda merece destaque os estados da região Sul, que apesar da baixa irradiação solar e tarifas na média do país, estão entre os estados com maior número de conexões e potência instalada. Novamente a boa inserção de GD deve ser explicada pelo desenvolvimento econômico da região.

## 2.4 REVISÃO DA REN 482/2012

Conforme destacado na Introdução, durante os anos de 2018 e 2019 a ANEEL discute a revisão da REN 482/2012. Segundo o próprio relatório de Análise de Impacto Regulatório, publicado pela agência no âmbito da AP 001/2019, "*a revisão da REN n° 482/2012 visa criar um ambiente em que a micro e minigeração possam se desenvolver de forma sustentável, reduzindo eventuais transferências de custos aos demais usuários das redes de distribuição*" (ANEEL, 2018a). Ou seja, há por parte da agência reguladora a preocupação de que a resolução incentive adequadamente a inserção da GD no país, mas sem trazer efeitos profundos para os demais agentes do sistema – especialmente, distribuidoras e consumidores sem GD.

Em sua proposta inicial, a agência criou 6 cenários diferentes, sendo que, no primeiro, as regras para valoração da energia injetada na rede permanecem inalteradas e no último cenário a energia injetada é valorada apenas pela parcela "Energia" da tarifa[3]. A agência propõe também regras de transição, com a criação de "gatilhos", a fim de dar previsibilidade aos agentes sobre o momento de alteração das regras. A previsão é de que toda o processo de revisão seja concluído até o final de 2019, com aplicação das novas regras a partir de 2020.

As discussões conduzidas pela agência têm despertado grande interesse do público e dos agentes do setor elétrico, demonstrando a relevância do tema e o impacto futuro que a mudança das regras poderá gerar.

Esse breve panorama sobre a MMGD no Brasil permite concluir que há uma diversidade de fatores responsáveis pela disseminação desse tipo de geração de energia no país. Arcabouço regulatório, preço da tecnologia, nível tarifário, carga tributária, recursos naturais e renda média da população são os mais relevantes fatores citados acima. Parte dessa discussão será retomada no Capítulo 4, como variáveis importantes para as projeções de MMGD no país.

[3] Mais detalhes sobre a tarifa de energia elétrica no Brasil podem ser consultados no Apêndice A.

# 3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Conforme apresentado na Introdução, parte do objetivo deste trabalho consiste em verificar se a “espiral da morte” das distribuidoras se aplica ao caso brasileiro, ou não, e quais são as repercussões tarifárias para os demais consumidores. Para tanto, é necessário que primeiramente se compreenda como funciona a tarifação de energia no país e, em especial, como se dá a recuperação da receita das distribuidoras na tarifa de energia elétrica.

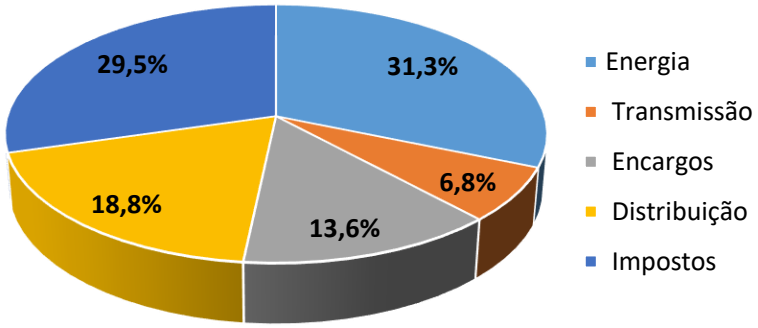
## 3.1 COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA

No setor elétrico brasileiro, as tarifas de distribuição de energia são definidas pela ANEEL. O objetivo da tarifa é garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, permitindo ao concessionário recuperar seus custos regulatórios e a justa remuneração pelos seus investimentos, que visam a expansão da rede de distribuição e o atendimento aos critérios de qualidade definidos pelo regulador.

Os custos incorridos pelas distribuidoras com cobertura tarifária se dividem em três grupos: Energia (Geração), Transporte (Transmissão e Distribuição) e Encargos Setoriais. Além desses custos, também compõem a conta de luz tributos e impostos federais (PIS/Cofins), estaduais (ICMS) e municipais (Iluminação Pública).

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são divididos em: Parcela A, composta por itens de custos não-gerenciáveis pela distribuidora (Energia, Transmissão e Encargos), e Parcela B, composta pelos itens gerenciáveis (Distribuição). Conforme se observa na Figura 13, a Parcela A é responsável pela maior parte dos custos (52,7%) que compõem a tarifa atualmente, seguido pelos Tributos (29,5%). A Parcela B, que se refere aos custos de distribuição propriamente ditos, é responsável por apenas 18,8% dos custos das tarifas. Nota-se que a distribuidora acaba ficando exposta a um alto risco de variação no mercado, ao administrar mais de 80% de custos não diretamente gerenciáveis por ela mesma, mas que podem afetar seus resultados durante determinados períodos de tempo.

Figura 13 – Composição da Tarifa de Energia (2018)




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

A tarifa final ao consumidor é dividida entre tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de energia (TE), variando a aplicação de acordo com as modalidades tarifárias, com base em critério temporal (postos tarifários) e por faixa de tensão (grupos/subgrupos tarifários). A TUSD é basicamente dividida em Transporte – Fio B (distribuição) e Fio A (transmissão), Perdas e Encargos. A TE é dividida em Energia, Transporte (apenas transmissão), Perdas e Encargos.

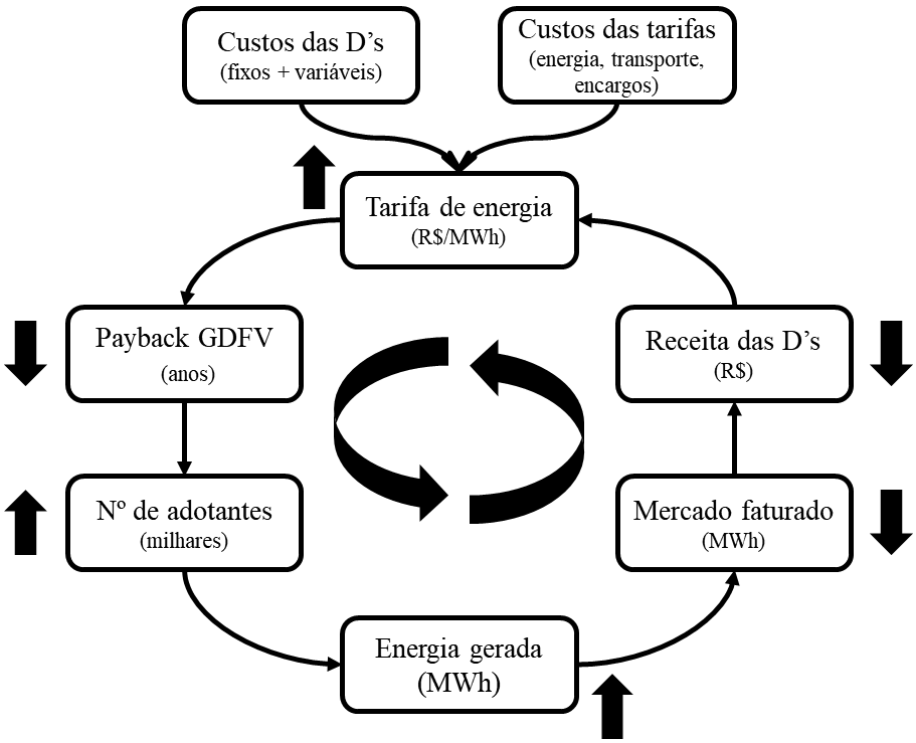
Anualmente, as tarifas são reajustadas, com atualização das componentes Energia, Transmissão e Encargos, de forma a garantir que tais não afetem o resultado financeiro das distribuidoras – para mais ou para menos. A componente Distribuição é ajustada por inflação menos um fator de produtividade (“Fator X”), que tem como objetivo garantir que a concessionária tenha ganhos crescente de eficiência na prestação dos serviços.

Periodicamente, as distribuidoras passam por um processo de revisão tarifária, no qual todos seus custos são reavaliados, seus investimentos revistos e os critérios de qualidade ajustados. Esses processos ocorrem a cada 4 ou 5 anos, de acordo com o contrato de concessão da empresa.

## 3.2 “ESPIRAL DA MORTE” DAS DISTRIBUIDORAS

O esquema da Figura 14 ilustra como a possível “espiral da morte” alcança as distribuidoras e como a inserção da GD pode implicar em aumento nas tarifas.

Figura 14 – “Espiral da morte” das distribuidoras




Fonte: elaboração própria

Fica implícito no esquema acima que a redução de mercado causada pela inserção da geração distribuída só se configura em problema para as distribuidoras, caso as tarifas aplicadas aos consumidores sejam puramente volumétricas, isto é, dependentes apenas do mercado faturado. Ou seja, como esses clientes não se desconectam da rede – antes, a utilizam como uma espécie de bateria virtual –, caso suas tarifas tivessem relação não apenas com o volume consumido, mas também com a capacidade demandada da rede (em R$/kW), ou mesmo se tivesse um elemento fixo (em R$/mês), a redução no montante faturado não necessariamente implicaria em perda de receita para as distribuidoras e, consequentemente, em aumento tarifário para os demais consumidores. Porém, no contexto de tarifas 100% volumétricas – como é o caso das tarifas aplicadas aos consumidores de baixa tensão em todo o Brasil – qualquer redução de consumo implica em redução no faturamento em determinado ano e repasse futuro para os demais consumidores nos anos seguintes.

Para exemplificar tal efeito, considere-se o caso de uma distribuidora hipotética, “Energo-D”, com mercado anual de 6.000 GWh. Sua receita regulatória, determinada para o ano 0, por componente tarifária é apresentada na Tabela 2. Essa receita regulatória, dividida pelo mercado anual de referência, implica nas tarifas abaixo, a serem aplicadas no ano regulatório 0.

Tabela 2. Dados regulatórios e faturamento – “Energo-D”

| Componentes tarifárias | Receita regulatória (milhões R$) | Tarifa média (R$/MWh) | Faturamento (milhões R$) | Diferença (milhões R$) |
|---|---|---|---|---|
| Distribuição | 800,00 | 123,08 | 752,00 | - 48,00 |
| Energia | 1.400,00 | 215,38 | 1.316,00 | - 84,00 |
| Encargos | 700,00 | 107,69 | 658,00 | - 42,00 |
| Perdas | 200,00 | 30,77 | 188,00 | - 12,00 |
| Transmissão | 350,00 | 53,85 | 329,00 | - 21,00 |
| **Total** | **3.450,00** | **530,77** | **3.243,00** | **- 207,00** |

Fonte: elaboração própria

Considerando que uma grande quantidade de consumidores da “Energo-D” instale geração própria, ou mesmo aplique ações de eficiência energética, de forma que o mercado da distribuidora sofra uma redução de 6% ao longo do ano, quais os efeitos para os demais consumidores? O primeiro efeito é a redução do faturamento da empresa em 6%, o que representa R$ 207 milhões, conforme se nota na Tabela 2.

No processo tarifário seguinte, os efeitos do faturamento, a maior ou a menor, são repassados para às tarifas – exceto para o caso da TUSD Fio B. No caso da componente distribuição (Parcela B), a nova receita regulatória é dada pela multiplicação do mercado realizado nos últimos 12 meses e TUSD Fio B de referência, nesse caso R$ 123,08/MWh. Em seguida, é feita a atualização da nova Parcela B pela inflação, menos o fator X. Considerando nula essa atualização, o valor da Parcela B fixado para o ano 1 será de R$ 752 milhões, ou seja, 6% inferior aquele determinado no ano 0. Portanto, conclui-se que uma redução de 6% no mercado faturado implica em redução de receita para a distribuidora no mesmo montante.

Dado que os demais itens Energia, Transmissão e Encargos devem ser neutros para a distribuidora, eles são recalculados segundo o novo mercado de referência e as diferenças registradas no ano anterior repassadas para as tarifas. O efeito a ser observado pelos consumidores no ano 1 é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3. Efeito tarifário da redução de mercado – “Energo-D”

| Componentes tarifárias | Nova receita regulatória (milhões R$) | Nova tarifa média (R$/MWh) | Variação (%) |
|---|---|---|---|
| Distribuição | 752,00 | 123,08 | 0% |
| Energia | 1.484,00 | 242,88 | 12,8% |
| Encargos | 742,00 | 121,44 | 12,8% |
| Perdas | 212,00 | 34,70 | 12,8% |
| Transmissão | 371,00 | 60,72 | 12,8% |
| **Total** | **3.561,00** | **582,82** | **10%** |

Fonte: elaboração própria

Ou seja, a redução de 6% no mercado faturado da “Energo-D” implica em aumento médio de 10% nas tarifas do ano seguinte. Para a distribuidora, a receita será reequilibrada apenas na próxima revisão tarifária, ao final de 4 ou 5 anos.

Vale ressaltar que no modelo *price cap* – aplicado à tarifação de energia no Brasil – o risco de mercado é assumido pela distribuidora. Isso faz com que reduções no consumo impliquem em uma receita menor, que pode não cobrir os custos da empresa, mas mercados com consumo crescentes também podem gerar receitas anuais acima dos custos. De uma forma ou de outra, o objetivo deve ser caminhar para um modelo tarifário cada vez mais realista, que reflita a realidade dos custos e dê sinais econômicos adequados aos consumidores – que iniba ou incentive o consumo da rede em determinados períodos do dia, ou em regiões específicas.

Diante disso, é preciso avaliar dois pontos sobre o segmento de distribuição: (i) qual a estrutura de custos das empresas de distribuição, predominantemente fixos ou variáveis?; e (ii) como se dá a recuperação da receita da distribuidora nas tarifas?

## 3.3 ESTRUTURA DE CUSTOS DA DISTRIBUIÇÃO

A avaliação sobre a estrutura de custos no segmento de distribuição ainda requer aprimoramentos. No âmbito da Audiência Pública 059/2018, aberta pela ANEEL para discussão da aplicação de tarifa binômia para consumidores da baixa tensão, a Agência propõe uma metodologia para apuração da estrutura de custos das empresas de distribuição. Basicamente, parte-se da divisão de custos da distribuidora entre Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e Custo Anual dos Ativos (CAA). No CAOM estão inclusos os custos de manutenção da rede existente, atendimentos aos consumidores, gastos administrativos e com pessoal. No segundo, estão inclusos a remuneração pelos investimentos feitos, a quota de reintegração regulatória (QRR) e o custo com instalação de móveis e imóveis (CAIMI).

Aplicando a separação acima aos dados disponíveis para o último processo tarifário das 54 concessionárias de distribuição do país, constata-se que, na média (ponderada), 51% da Parcela B está vinculada ao CAOM e 49% ao CAA. Essa proporção varia bastante entre as empresas. No caso da Light (RJ), 69% da sua Parcela B é resultante do CAA e os outros 31% do CAOM, ou seja, a remuneração dos investimentos e a QRR têm peso muito maior na tarifa final do que os gastos com

administração e operação. Já no caso da AmE (AM), 91% da Parcela B é resultante do CAOM e apenas 9% do CAA.

Todavia, essa informação ainda não diz quais custos são efetivamente fixos e quais são variáveis. No passo seguinte, a ANEEL parte da premissa que os custos com ativos são majoritariamente fixos, em especial olhando para o curto prazo, pois os investimentos são feitos para atender a carga máxima da rede, que precisa ser prevista com alguma antecedência pela distribuidora.

Já os custos de administração e operação são de diversas naturezas. Parte é fixa, pois há uma estrutura mínima necessária para atendimento do seu mercado. Outra parte varia de acordo com o número de clientes, como, por exemplo, equipes de atendimento. Uma terceira parte varia de acordo com o consumo na rede, como alguns equipamentos de rede e subestações.

Assim, a Agência propõe uma estrutura de custos tripartite, com x% dependentes da capacidade da rede, y% dependentes do número de consumidores e z% dependentes do consumo medido. Os resultados da aplicação da metodologia são sintetizados na Tabela 4 e abertos, por distribuidora, na Figura 15. Ressalta-se que a média foi recalculada pelo autor, a partir da ponderação dos percentuais pela Parcela B total das distribuidoras, por entender que a média simples não é a medida mais adequada para representação dos valores segregados por função de custo.

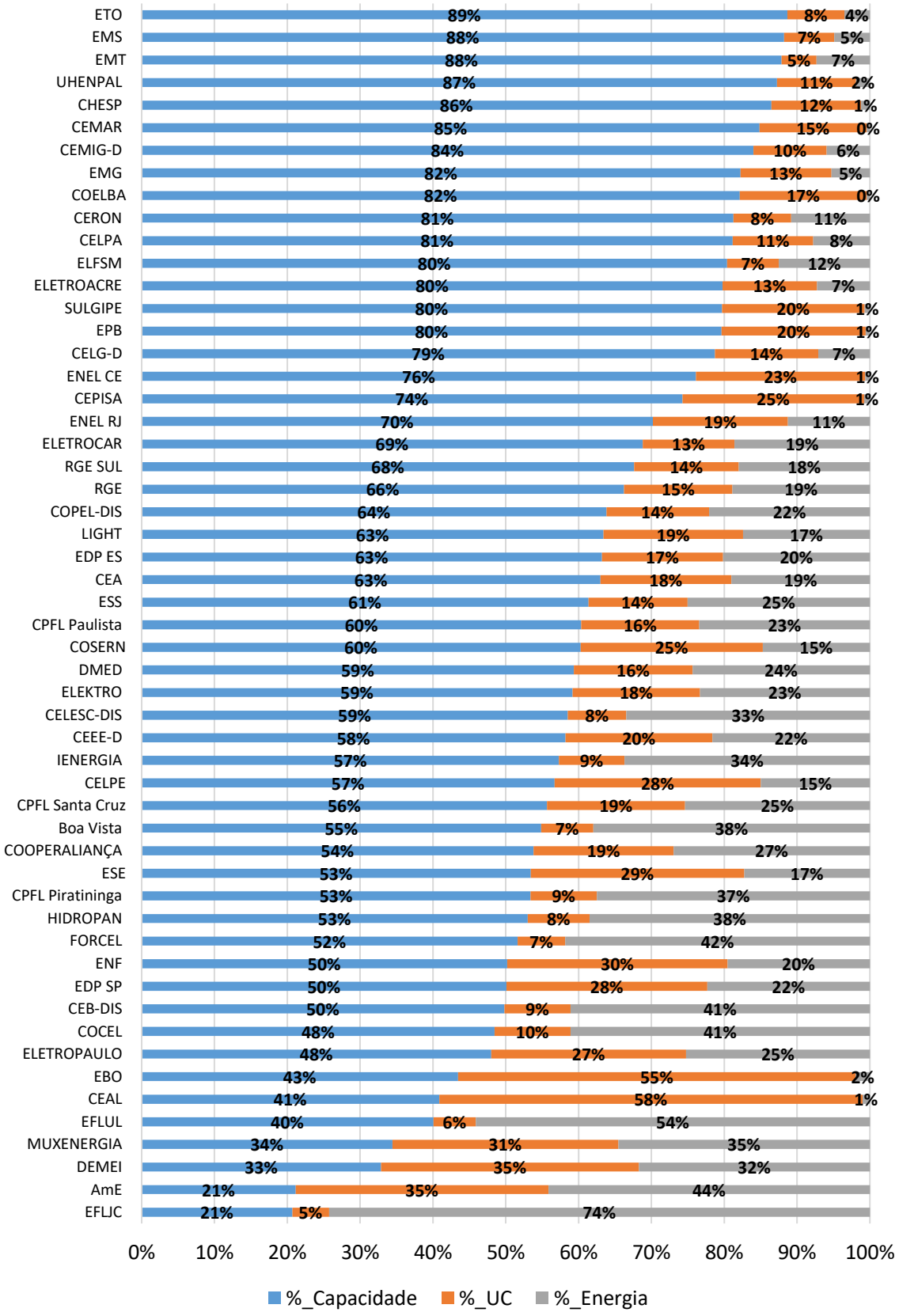
Tabela 4. Estrutura de custos da distribuição – média Brasil

| Estrutura de custos | % capacidade | % nº consumidores | % energia |
|---|---|---|---|
| Média | 68% | 17% | 15% |
| Principal Energia | 21% | 5% | 74% |
| Principal UC | 41% | 58% | 1% |
| Principal Capacidade | 89% | 8% | 3% |

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

Observa-se que, na média, os custos de distribuição são majoritariamente fixos, sendo 68% relacionados com a capacidade da rede de distribuição e 17% variando de acordo com o número de consumidores na área de concessão. Apenas 15% tem relação direta com o mercado faturado da distribuidora. No geral, a distribuidora que tem seus custos mais relacionados com o mercado faturado, tem 74% dos custos variando de acordo com o montante de energia consumida. Por outro lado, a distribuidora com a estrutura de custos mais fixa, tem 89% de seus custos relacionados à capacidade.

Figura 15 – Estrutura de custos da distribuição - por empresa




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

Nota-se, pelo gráfico, que apenas 8 empresas apresentam estrutura de custos com menos de 50% de relação com a capacidade. Por outro lado, apenas 2 apresentam custos com mais de 50% de relação com a energia consumida (duas concessionárias pequenas, onde o fator “escala” influencia na média). Como no caso de gestão da energia pelo lado do consumidor ele continua ligado à rede elétrica, pode-se considerar este custo como fixo para a distribuidora.

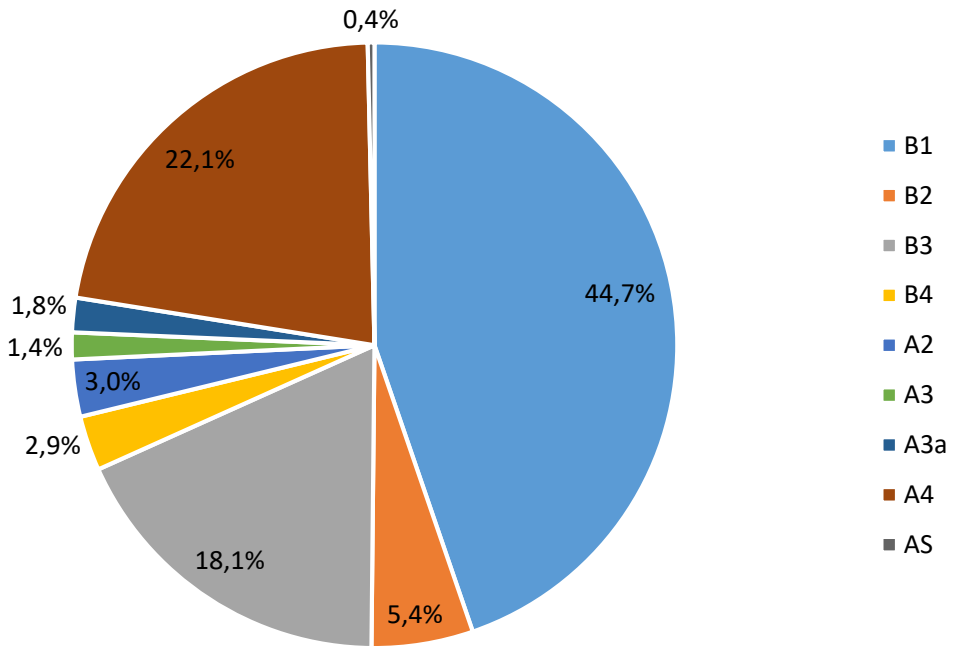
Em suma, conclui-se que os custos da distribuição são muito mais dependentes da capacidade disponibilizada de rede do que da quantidade de energia vendida, ou mesmo do número de clientes na base de atendimento da distribuidora. É justamente por isso que manuais recentes de boas práticas da regulação tarifária apontam que as tarifas de distribuição devem idealmente conter uma componente fixa, que não varia de acordo com o mercado faturado (CEER, 2017).

## 3.4 RECUPERAÇÃO DA PARCELA B NAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO

Tão relevante quanto a estrutura de custos da distribuição é a forma como a receita da distribuidora é recuperada na tarifa. Conforme dito anteriormente, as tarifas dos consumidores conectados na baixa tensão (Grupo B) são 100% volumétricas. Já as tarifas daqueles conectados na média ou alta tensão (Grupo A) são divididas em duas partes: demanda (R$/kW) e energia (R$/MWh). Todavia, a depender da quantidade de consumidores alocados em cada grupo tarifário, a recuperação da receita da distribuidora fica mais ou menos dependente da parcela variável.

O gráfico da Figura 16 apresenta a participação de cada subgrupo tarifário na composição da receita da Parcela B. Os valores foram calculados pela multiplicação do mercado de referência pela TUSD FIO B (base econômica), ambos resultantes dos processos tarifários de cada distribuidora do país no ano de 2018. Os montantes foram então agregados por subgrupo tarifário e comparados ao valor da Parcela B total das distribuidoras. Os dados estão disponibilizados no site da ANEEL, no campo sobre resultados dos processos tarifários das concessionárias de distribuição (ANEEL, 2019a).

Figura 16 – Recuperação da Parcela B - por subgrupo tarifário (%)

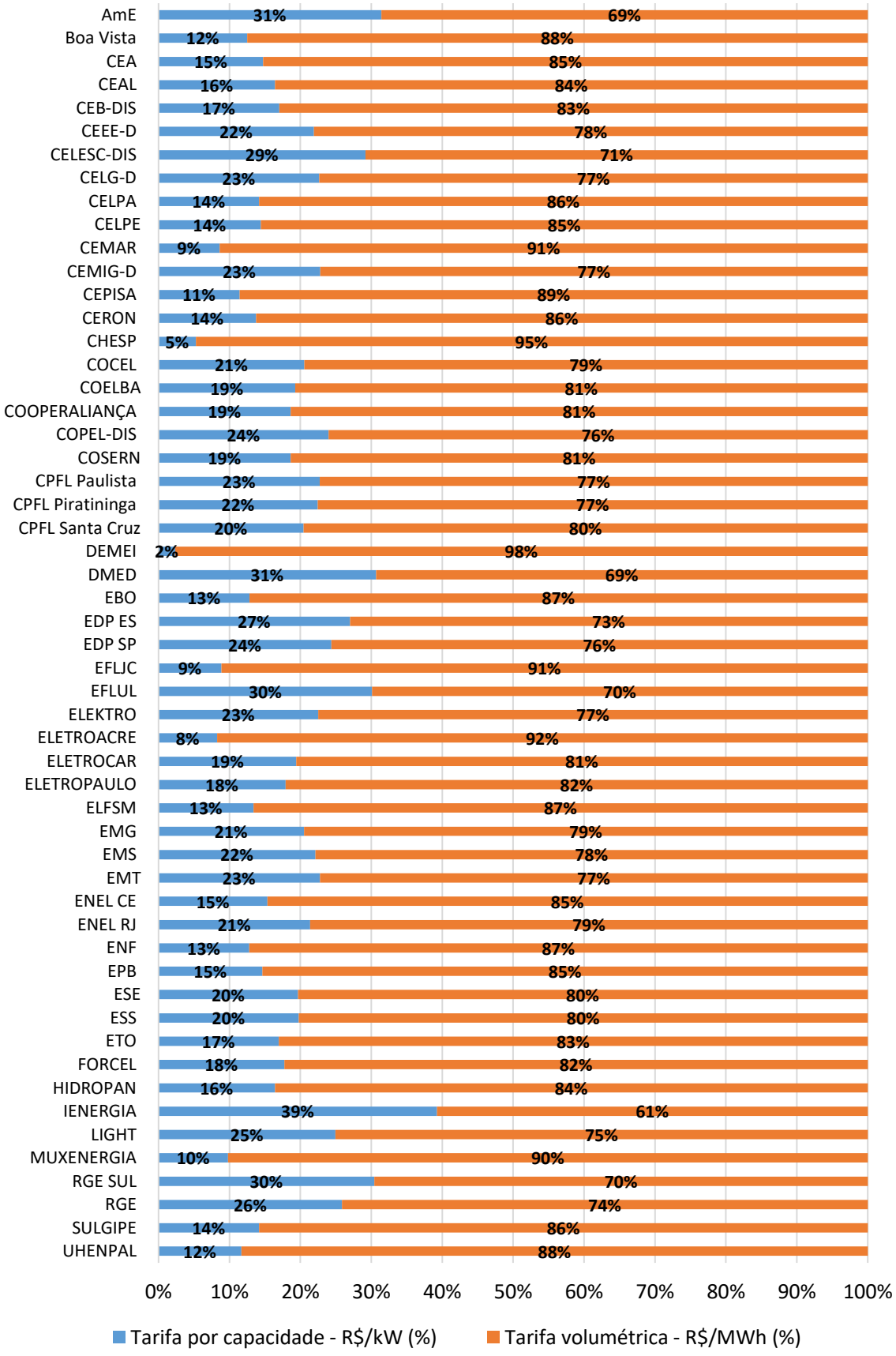



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

Observa-se que 71,2% da receita da Parcela B está vinculada ao Grupo B, ou seja, aos consumidores conectados na baixa tensão. Os consumidores conectados a partir da média tensão arrecadam, via suas tarifas, apenas 28,8% do montante total da Parcela B. Como a tarifação do Grupo B é totalmente volumétrica, já fica evidente que a receita da distribuição está bastante exposta à variação do mercado das empresas.

A fim de aprofundar essa conclusão, o gráfico da Figura 17 apresenta o peso das componentes fixa e variável na recuperação do valor da parcela B, para cada umas das 54 distribuidoras do país.

Figura 17 – Peso de cada componente tarifário na receita da Parcela B (%)




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

Na média, 21% do valor da parcela B é recuperado via tarifa por capacidade (R$/kW) e 79% por tarifa volumétrica (R$/MWh). Para o Grupo B, 100% da tarifa é volumétrica. Já para o Grupo A, 72% da receita de parcela B é recuperada por tarifa de capacidade, refletindo de forma mais adequada a estrutura de custos das distribuidoras. Assim, distribuidoras com maior concentração de consumidores industriais, de médio e grande porte, como Celesc, DME-D e RGE Sul, recuperam uma porcentagem maior da parcela B via tarifa por capacidade, diminuindo a exposição às variações de consumo, mas ainda assim essa parcela fixa responde por apenas 30% da recuperação da receita total.

De forma geral, fica evidente o descasamento entre a estrutura de custos da distribuição e a recuperação da receita nas tarifas. Por um lado, 85% dos custos de distribuição são fixos (68% por capacidade e 17% pelo número de consumidores) e apenas 15% variam conforme o consumo de energia. Do outro lado, apenas 21% da receita da distribuidora é recuperada de forma fixa e 79% de forma variável, com relação ao consumo de energia.

Conforme o art. 4º da REN 482/2012, a potência instalada da MMGD é limitada pela potência disponibilizada para a unidade consumidora que, no caso dos consumidores do Grupo A, é igual à demanda contratada, em kW. Como a recuperação da parcela B para os consumidores do Grupo A está majoritariamente vinculada à tarifa por capacidade, entende-se que, do ponto de vista econômico-financeiro, mesmo uma inserção massiva de sistemas FV não causaria desequilíbrio na recuperação dos custos da distribuidora. Portanto, no escopo deste trabalho, a análise será feita apenas para os consumidores conectados na baixa tensão, especificamente para aqueles alocados nos subgrupos B1 (classe Residencial), B2 (classe Rural) e B3 (classes Comercial e Industrial), modalidade convencional.

É preciso salientar que um modelo de negócios muito comum atualmente é a instalação de sistemas de maior porte na média tensão com compensação na baixa tensão – autoconsumo remoto –, no qual se tem um custo de projeto menor, em virtude do ganho de escala. Essa modalidade é responsável por um desajuste bastante relevante na recuperação de receita da distribuidora, pois muitas vezes impõe grandes necessidades de investimento (ver item 2.3), e causa o mesmo desequilíbrio tarifário do consumidor conectado em baixa tensão. Essa modalidade será parcialmente considerada na determinação do mercado potencial residencial,

mas seu impacto nas demais classes de consumo não será avaliado, tornando as projeções aqui apresentadas razoavelmente conservadoras.

Conclui-se, assim, que há necessidades de aprimoramentos no modelo tarifário vigente, a fim de torna-lo mais favorável a medidas de gestão da energia do lado do consumidor. Ações de eficiência energética, ou de geração própria, podem causar perda de receita para as distribuidoras, que impactarão futuramente as tarifas dos consumidores. Portanto, é fundamental que sejam feitas avaliações sobre qual o nível de inserção de MMGD no Brasil nos próximos anos e quais as repercussões para as distribuidoras e para os consumidores, a fim de tornar o modelo regulatório da MMGD economicamente mais sustentável.

# 4 METODOLOGIA

Apesar dos números apresentados no Capítulo 2, pode-se considerar que a inserção da MMGD no país ainda é incipiente. Considerando um universo de 80 milhões de consumidores, a conexão de 60 mil sistemas corresponde a menos de 0,1% do mercado consumidor. Logo, dado o grande mercado potencial e a irradiação solar bastante favorável do país, espera-se que com a retomada da atividade econômica no país, juntamente com o aumento da confiança e da demanda interna por produtos e serviços, o setor de GD apresente um crescimento ainda mais expressivo nos próximos anos.

Para o objetivo deste trabalho, de determinar o impacto financeiro e tarifário da inserção de MMGD, uma variável fundamental é a projeção do número de conexões ao sistema, assim como da potência instalada, para o Brasil nos próximos anos. O número de trabalhos a respeito do assunto ainda é limitado, assim como projeções governamentais – sempre passíveis de aprimoramentos. Dada a dificuldade de se avaliar o potencial de inserção das fontes hídrica, eólica e biomassa, a maioria das projeções disponíveis são apenas para a fonte solar fotovoltaica.

Todavia, dado que 99,6% das conexões e 85,1% da potência instalada são provenientes da fonte solar fotovoltaica, além das limitações para instalação de outras fontes em pequena escala, entende-se que as perspectivas para a MMGD no país estão concentradas no avanço dos sistemas FV (MME/EPE, 2018).

## 4.1 AVALIAÇÃO DAS PROJEÇÕES ATUAIS

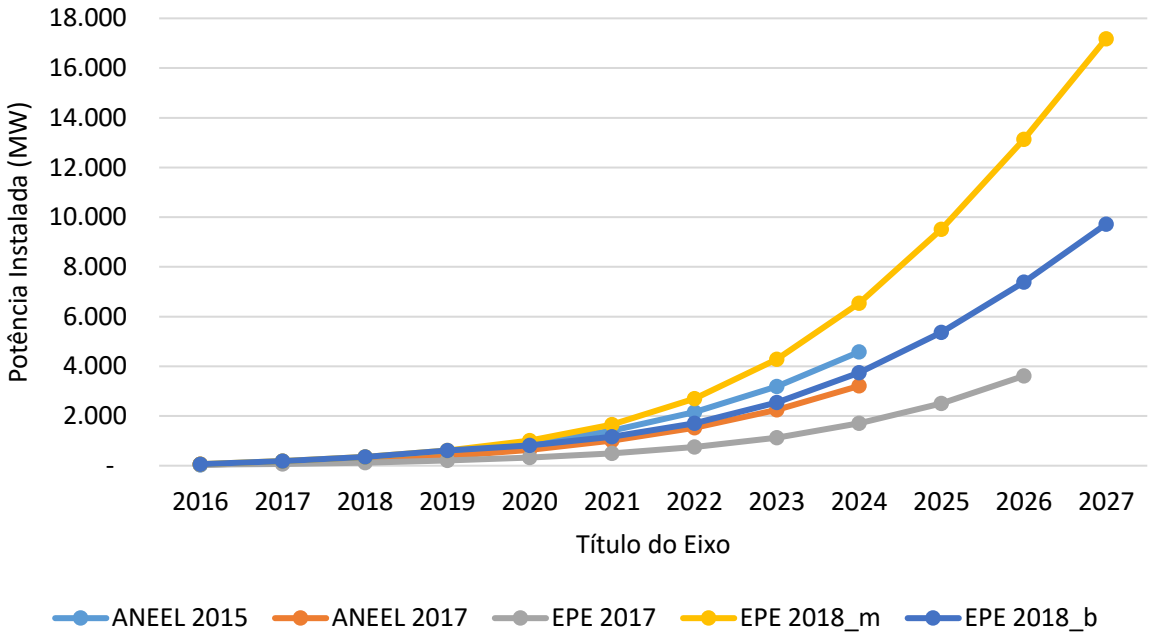
O estudo mais completo feito sobre a inserção da MMGD no país foi desenvolvido por Konzen (2014), que se baseou na Teoria da Difusão de Inovações de Rogers (2003), por sua vez construída sobre os alicerces matemáticos do modelo de Bass (1969). O modelo desenvolvido consiste no levantamento do mercado potencial residencial, de acordo com características socioeconômicas da população. Após isso, é calculado o *payback* do investimento para cada área de concessão, no período de 2014 a 2023, para estimar a parcela do mercado potencial disposta a realizar o investimento em sistemas FV. Por fim, aplica-se sobre o mercado potencial uma curva “S” típica de difusão, a partir de parâmetros específicos, baseados tanto na realidade nacional quanto na literatura internacional.

O modelo foi replicado, com pequenas alterações, pela ANEEL, no âmbito da Audiência Pública n. 026/2015, e posteriormente revisada em 2017 (ANEEL, 2017a), dadas as mudanças no mercado de energia. O mesmo modelo também foi utilizado nas projeções de demanda da EPE (EPE, 2017), no âmbito do Plano Decenal de Expansão (PDE), para o horizonte 2017-2026. Ambas as instituições ampliaram o escopo da projeção feita por Konzen (2014), aplicando a mesma metodologia para a classe de consumo comercial.

Em 2018, uma nova projeção foi feita pela EPE (EPE, 2018c), trazendo alguns aperfeiçoamentos no modelo (englobando as demais fontes de geração, além da fotovoltaica, e todos os setores de consumo), e os resultados são apresentados no PDE 2027 (MME/EPE, 2018). Para efeitos de comparação, apenas a projeção da fonte fotovoltaica será considerada abaixo. Outro aperfeiçoamento feito nas projeções do PDE 2027 foi a inclusão de dois cenários: um com tarifação binômia a partir de 2020 e outro com a manutenção do modelo tarifário atual.

As projeções feitas por ANEEL e EPE sobre a potência instalada GDFV para o horizonte 2024 a 2027 são apresentadas no gráfico da Figura 18, a seguir.

Figura 18 – Projeções de Potência Instalada GDFV - ANEEL e EPE (MW)




Fonte: elaboração própria

Observa-se que, apesar de partir de uma mesma metodologia, alterações nas premissas utilizadas e no mercado potencial implicam em projeções bem diferentes

para o horizonte em análise. Além disso, dada a inserção ainda recente da tecnologia no mercado, o erro nas projeções para o início do período tende a ser maior, dado que a curva sai de um patamar muito próximo de zero.

A Tabela 5 apresenta um comparativo entre as projeções e os dados realizados para os anos de 2016 a 2018, considerando tanto o número de conexões quanto a potência instalada. No caso da EPE, não se dispõe de dados abertos para o número de conexões. Assim a comparação será feita apenas em termos da potência instalada.

Tabela 5. Projeções para GDFV ANEEL e EPE vs. Realizado (2016-2018)

| | | ANEEL 2015 | ANEEL 2017 | EPE 2017 | Real | Real BT |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Conexões** | 2016 | 14.312 | 7.170 | | 8.464 | 8.214 |
| | 2017 | 40.909 | 26.834 | | 22.240 | 21.606 |
| | 2018 | 82.739 | 57.780 | | 55.555 | 54.193 |
| **Potência (MWp)** | 2016 | 30 | 53 | 44 | 63 | 46 |
| | 2017 | 151 | 102 | 75 | 186 | 139 |
| | 2018 | 304 | 215 | 126 | 567 | 426 |

Fonte: elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2017a) e EPE (2017)

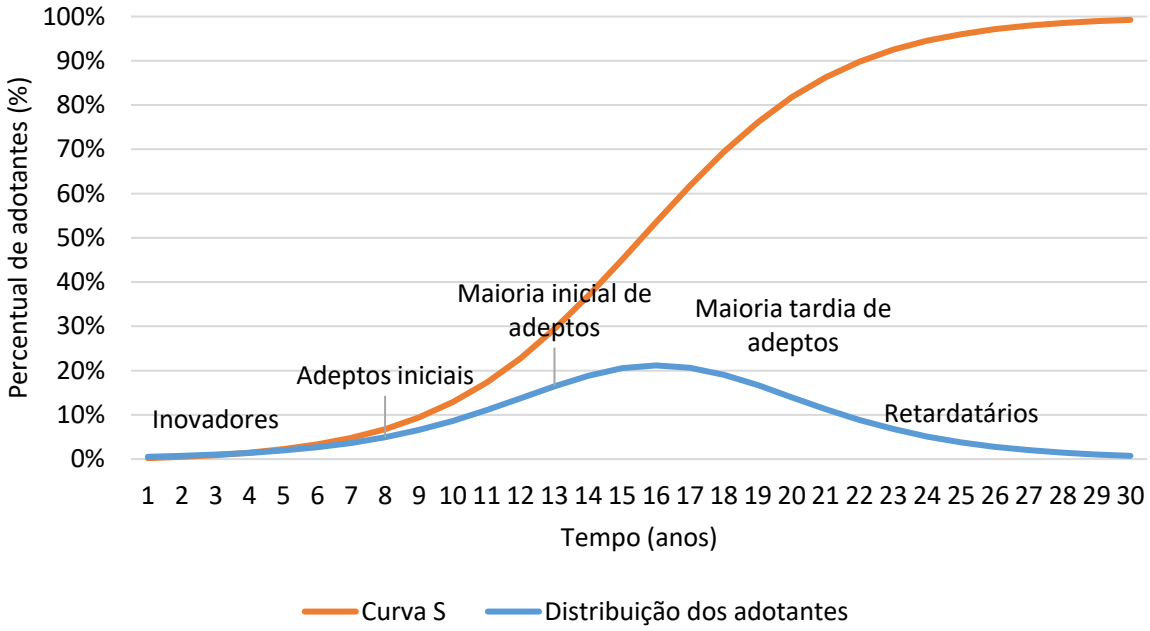
Nota-se que mesmo após a revisão feita pela ANEEL, o número de conexões estimado se aproximou do verificado. Já a potência instalada verificada é superior a todos os cenários projetados, mais de 300% acima da análise feita pela EPE. Quando se isola apenas o dado realizado para as classes residencial e comercial, unidades do Grupo B, observa-se que as projeções de potência instalada estão abaixo do verificado, ainda que o número de conexões real seja um pouco inferior à projeção mais recente da ANEEL. Conclui-se, assim, que apesar do número de conexões crescer numa taxa relativamente inferior à esperada, o porte dos sistemas está maior que o estimado.

## 4.2 MODELO MATEMÁTICO

Segundo a Teoria de Difusão, os consumidores podem ser classificados em cinco grupos distintos, de acordo com sua percepção ao risco de investir em uma nova tecnologia: inovadores, adotantes iniciais, maioria inicial, maioria tardia e retardatários. O processo é puxado pelos inovadores e adeptos iniciais. Após eles, vêm a maioria dos adotantes, sejam aqueles mais rápidos em reconhecer os benefícios da nova tecnologia, sejam aqueles mais avessos ao risco. Por fim, restam

os retardatários. A curva da Figura 19 ilustra como se dá o processo de adoção, plotado em uma curva de distribuição normal e na curva acumulada de adotantes no tempo, conhecida como curva “S” de difusão da tecnologia.

Figura 19 – Distribuição de adotantes e acumulado no tempo




Fonte: elaboração própria com base em EPE (2014)

Pela equação 1 pode ser calculada a probabilidade de adotante no tempo t, tendo como parâmetros os coeficientes de inovação (p) e imitação (q), representando as influências externa e interna para a difusão da GDFV, respectivamente.

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

onde:

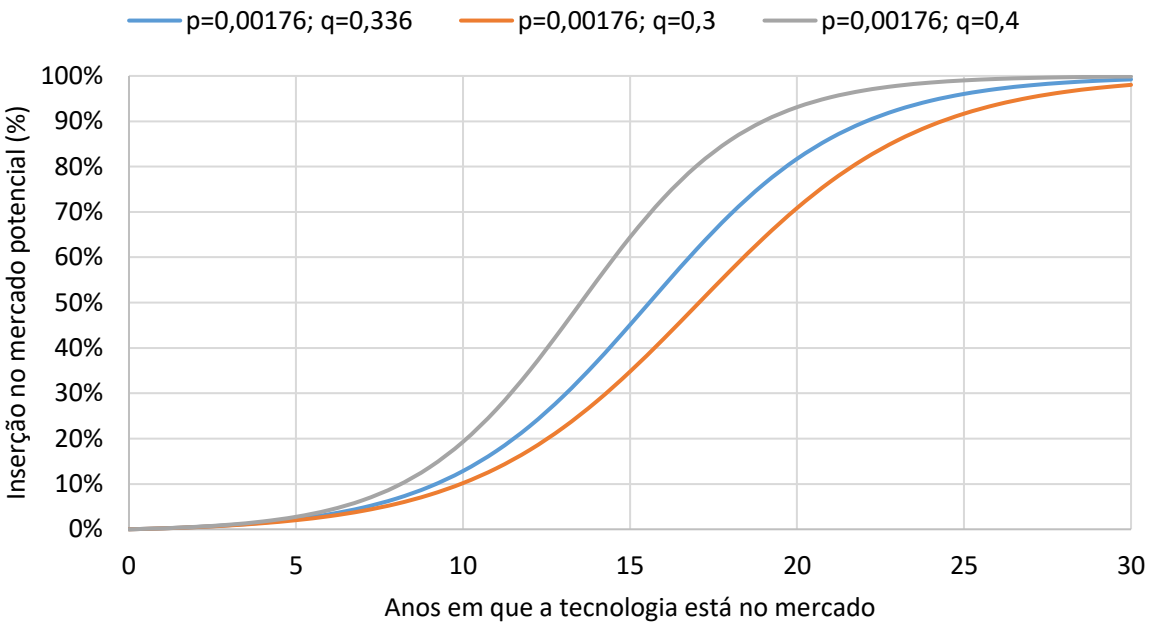
F(t) é a função distribuição acumulada;

p é o coeficiente de inovação; e

q é o coeficiente de imitação.

Foram utilizados os mesmos valores de p e q de ANEEL (2018a), que por sua vez foram baseados em estudos do NREL (DENHOLM, DRURY e MARGOLIS, 2009), para projeção da difusão da penetração de GDFV nos Estados Unidos, com *p* fixo em 0,00176 para todas as classes de consumo e *q* fixo em 0,336. O comportamento da curva, varia conforme os valores de *p* e *q*, segundo ilustrado na Figura 20. Apenas para comparação, foram plotados no gráfico dois valores diferentes de *q*. Observa-se que quanto maior o coeficiente de imitação, mais rápido a tecnologia é inserida.

Figura 20 – Taxa de adoção da tecnologia no tempo




Fonte: elaboração própria

Para estimativa do número de adotantes ao longo do tempo, aplica-se a equação 2, abaixo:

$$N(t) = m * F(t) \quad (2)$$

onde:

N(t) é o número acumulado de adotantes no tempo t;

m é o mercado potencial final; e

F(t) é a função de distribuição acumulada.

O cálculo do mercado potencial final é dado pela multiplicação do mercado potencial total, pela fração de máximo mercado, que representa um limitador ao mercado potencial, de acordo com o *payback* do investimento em determinada área e a sensibilidade dos consumidores ao *payback*. O mercado potencial final é dado pela equação 3 e a fração de máximo mercado pela equação 4.

$$m = fmm * mp \quad (3)$$

onde:

fmm é a fração de máximo mercado; e

mp é o mercado potencial total.

$$fmm = e^{-SPB*TPB} \quad (4)$$

onde:

SPB é o fator de sensibilidade ao *payback*; e

TPB é o tempo de *payback*, em anos.

Para o fator de sensibilidade ao *payback* (SPB) foi utilizado o valor de 0,348, representando um comportamento mais conservador do consumidor frente ao tempo de retorno do investimento (ANEEL, 2018a).

## 4.3 PREMISSAS PARA ATUALIZAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE GDFV NO BRASIL

A fim de avaliar a inserção de MMGD no país para o horizonte 2030, foi feita uma atualização das projeções feitas pela ANEEL e pela EPE, com aplicação da metodologia descrita no item anterior, porém com atualização das tarifas de energia e preços dos sistemas FV. A projeção foi feita para as classes residencial, rural, comercial e industrial.

Como o objetivo final é avaliar o impacto para a receita das distribuidoras e na tarifa dos consumidores, as projeções foram feitas considerando apenas o mercado potencial da baixa tensão (Grupo B), pois é aquele que apresenta tarifa volumétrica e pode causar reais impactos na recuperação da Parcela B pelas concessionárias, conforme discussão anterior. A projeção foi feita para as 54 distribuidoras do país, já considerando aquelas que unificaram suas áreas de concessão no ano de 2017.

As principais premissas utilizadas nas projeções serão apresentadas nos itens a seguir. A fim de ilustrar a metodologia, a cada passo será apresentado como exemplo de cálculo a distribuidora Elektro.

### 4.3.1 Mercado potencial: residencial, rural, comercial e industrial

Um dos fatores mais importantes para atualização das projeções é a determinação do mercado que potencialmente poderia adotar a GDFV. Em ANEEL (2017), o estudo feito limita o mercado potencial residencial para aqueles consumidores com consumo médio superior a 200 kWh/mês. Já em EPE (2018c), o mercado potencial residencial foi calculado a partir do número de domicílios cuja renda do responsável seja superior a três salários mínimos.

Conforme análise apresentada no item 2.3, a renda parece ser uma variável importante para a decisão de se investir em geração própria. Além disso, após a promulgação da REN 687/2015, a limitação de consumidores que habitam apenas em residências do tipo casa não é mais necessária, dada a figura do autoconsumo remoto

e da geração compartilhada. Ou seja, mesmo aqueles consumidores que moram em apartamentos são possíveis adotantes de MMGD, de forma remota.

Conforme EPE (2018c), o número de domicílios aptos segundo a condição renda é de 17,5% do total de domicílios do país em 2018. Esse valor é multiplicado pelo número de consumidores residenciais na área de cada distribuidora.

Além disso, também é necessário descontar outros limitantes nos telhados das casas, como sombreamento, chaminés, antenas, caixas d'águas, aquecedores solares, que diminuem o potencial de instalação de sistemas FV. Conforme Konzen (2014) e EPE (2014) será aplicado um fator de 85% sobre o mercado potencial total para atenuar o efeito desses limitantes sobre as projeções.

Para evolução do número de domicílios utilizou-se a projeção feita por EPE (2018a), conforme disposto na Tabela 6, abaixo.

Tabela 6. Evolução no nº domicílios (2018-2030)

| Região | Δ nº domicílios (2018-2030) |
|---|---|
| **Centro-Oeste** | 2,3% |
| **Nordeste** | 1,5% |
| **Norte** | 2,2% |
| **Sudeste** | 1,7% |
| **Sul** | 1,9% |
| **Brasil** | 1,8% |

Fonte: elaboração própria com base em EPE (2018a)

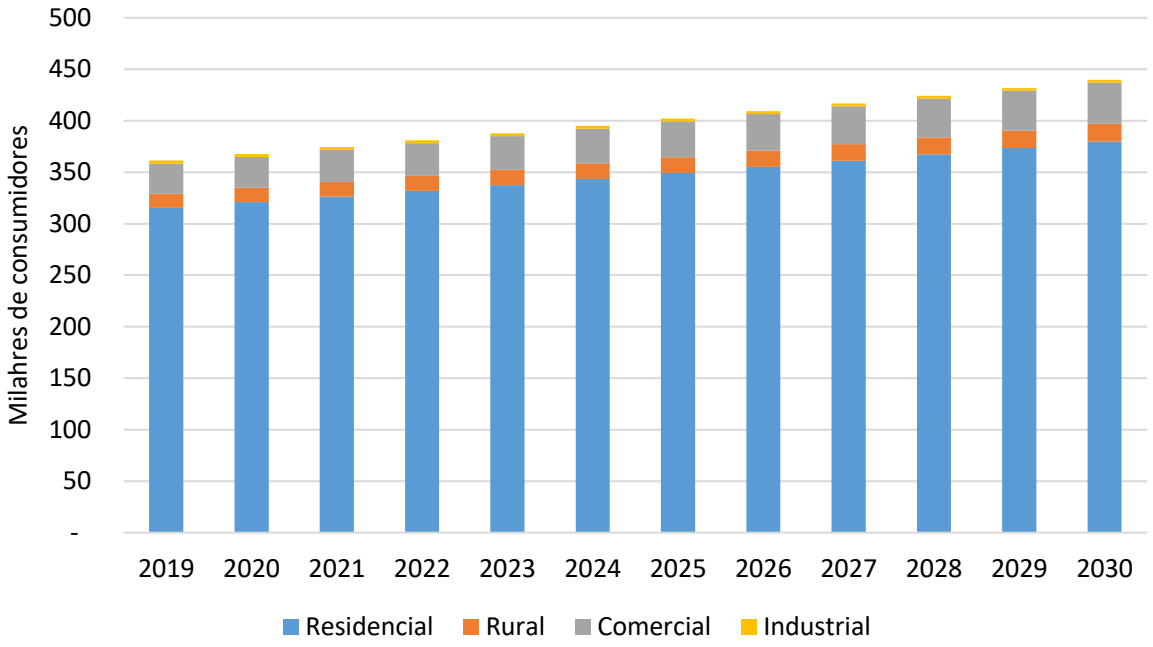
Para as classes rural, comercial e industrial não se dispõe de informações abertas, como o consumo mensal por faixa. Portanto, foi estipulada uma porcentagem de 10% do total de consumidores rurais e de 15% do total de comércios e indústrias conectados na baixa tensão, um mercado nicho ainda limitado.

Como não se dispõe de informações oficiais sobre evolução no número de consumidores das classes rural, comercial e industrial, utilizou-se como projeção a variação no número de unidades por distribuidora, para o período 2010-2018 (ANEEL, 2019c). Na média, o número de consumidores rurais cresceu 2,2%, de comerciais cresceu 2,3% e o de industriais diminuiu 0,8%. A variação negativa pode ser explicada por dois fatores principais: fundamentalmente pela retração na atividade econômica, a partir de 2014, que afetou profundamente as indústrias do país, e migração para o mercado livre – apesar de em menor número, por se tratar de indústrias menores. Como a tendência para os próximos anos é de flexibilização nos critérios para

migração para o mercado livre, manteve-se a tendência de queda no número de unidades industriais no mercado das distribuidoras.

No caso da distribuidora Elektro, por exemplo, a expectativa do mercado potencial varia ao longo dos anos conforme disposto na Figura 21.

Figura 21 – Evolução do mercado potencial da Elektro




Fonte: elaboração própria

### 4.3.2 Potência instalada por classe de consumo

Uma premissa que impacta diretamente as projeções de potência instalada de GDFV por área de concessão é a potência média dos sistemas por classe de consumo. De acordo com os dados disponíveis, a capacidade média instalada, em kWp/conexão, dos sistemas atuais conectados à rede de baixa tensão, para cada classe de consumo, é dada pela Tabela 7.

Tabela 7. Potência média dos sistemas FV por classe de consumo (kWp/conexão)

| Classe de Consumo | 2016 | 2017 | 2018 | Média |
|---|---|---|---|---|
| **Residencial** | 3,8 | 4,6 | 5,3 | 4,8 |
| **Rural** | 6,4 | 10,6 | 14,8 | 13,5 |
| **Comercial** | 14,7 | 17,5 | 20,5 | 18,7 |
| **Industrial** | 12,3 | 16,9 | 21,8 | 19,6 |

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b)

Observa-se que há uma tendência de aumento na potência média instalada dos sistemas, fator que inclusive foi apontado acima como responsável pelo erro nas projeções de ANEEL e EPE, especificamente sobre a potência total de GDFV no país. Ambas utilizaram inicialmente projeção de 3 kWp para sistemas residenciais e 10 kWp para sistemas comerciais.

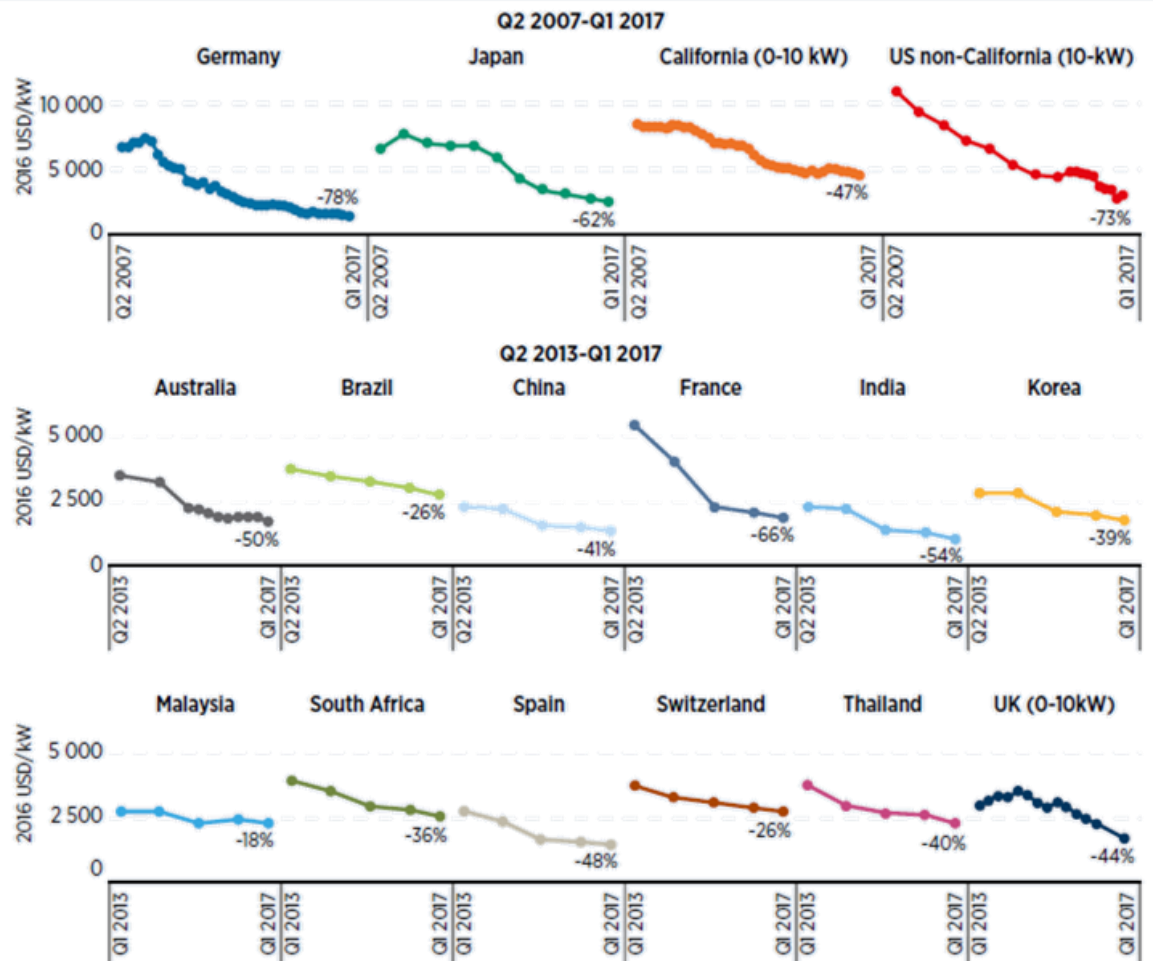
A definição sobre a potência a ser utilizada nas projeções deve levar em consideração que sempre existe a tendência de aproveitamento dos melhores potenciais no início do período. Logo, não se deve esperar que a potência média dos sistemas continue aumentando, pois o número de unidades residenciais nas quais se justifica instalar sistemas acima de 5 kWp, por exemplo, é limitado (consumo médio acima de 700 kWh/mês correspondente a menos de 3% das unidades consumidoras residenciais). Assim, ainda que os preços de sistemas maiores se tornem cada vez mais atrativos, uma conexão em massa de residências com consumo mensal inferior tende a puxar a potência média para baixo.

A partir da análise acima, optou-se por utilizar 4,5 kWp de potência média para os sistemas residenciais e 18 kWp para sistemas rurais, comerciais e industriais.

### 4.3.3 Preço dos sistemas fotovoltaicos

Existem inúmeras projeções de preços futuros para sistemas FV. Conforme apresentado no Capítulo 2, em pouco mais de 2 anos se observou no Brasil uma redução superior a 40% nos preços dos sistemas FV (GREENER, 2019). A Figura 22 apresenta a variação do preço médio dos sistemas residenciais para diversos países do mundo, no período de 2007 a 2017 (IRENA, 2018). Observa-se reduções de 20% a 80% no preço dos sistemas, com destaque para Alemanha, Japão e Estados Unidos, onde a tecnologia já está presente há mais tempo e com maior penetração no mercado.

Figura 22 – Preço médio dos sistemas FV residenciais em diversos países (2007-2017)




Fonte: IRENA (2018)

Projeções do NREL apontam para reduções de até 60% no preço dos sistemas FV residenciais até 2030, em um cenário mais agressivo, ou de 40%, em um cenário mais conservador (ARDANI, COOK, *et al.*, 2018). EPE (2014) projetava uma redução de 28% no preço dos sistemas de 2013 a 2018, chegando a 5.000 R$/kWp em 2018 (em linha com os valores verificados). Até 2023, a projeção apontava queda de mais 21%, chegando a 4.000 R$/kWp.

Baseado nas projeções internacionais e no cenário nacional, se projetou para este trabalho uma queda acumulada de 32% no preço dos sistemas para os consumidores, sendo 4% ao ano, no período 2019-2024, e 3% ao ano, no período 2025-2030. Considerou-se a mesma queda para os sistemas residenciais, comerciais e industriais, todavia partindo de patamares iniciais diferentes: 5.250 R$/kWp no residencial e 4.500 R$/kWp no rural, comercial e industrial (ver Figura 9). Os preços projetados, em R$/kWp, são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Preço dos sistemas FV (R$/kWp) no Brasil – 2019-2030

| Pot | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **4,5 kWp** | 5250 | 5040 | 4838 | 4645 | 4459 | 4281 | 4152 | 4028 | 3907 | 3790 | 3676 | 3566 |
| **18 kWp** | 4500 | 4320 | 4147 | 3981 | 3822 | 3669 | 3559 | 3452 | 3349 | 3248 | 3151 | 3056 |
| **Δ** | | -4% | -4% | -4% | -4% | -4% | -3% | -3% | -3% | -3% | -3% | -3% |

Fonte: elaboração própria

### 4.3.4 Produtividade do sistema FV por distribuidora

Outra variável que impacta o tempo de retorno do investimento é o fator de capacidade do sistema, dado pela multiplicação da disponibilidade do recurso natural (irradiação solar) pelo rendimento global do sistema (*performance ratio* – PR), que representa o desempenho do sistema, descontado das perdas elétricas, perdas no módulo fotovoltaico e eficiência do inversor. Konzen (2014) e ANEEL (2017a) utilizam um PR de 0,75, ou seja, consideram 25% de perdas no sistema. No Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, 2017), os autores utilizam uma taxa de rendimento global de 80% para os sistemas FV, para o cálculo da produtividade média, assim como Vieira (2016). NREL estima em 9,5% as perdas antes do inversor e uma eficiência média do inversor de 98%, resultando em um PR de 89% para o sistema (FU, FELDMAN, *et al.*, 2018). Para o caso alemão, o Instituto Fraunhofer aponta que o PR dos sistemas atuais já se situa entre 80 e 90% (ISE, 2018). Assim, para as projeções feitas neste trabalho será utilizado um PR de 80%, em linha com ANEEL (2018a).

Os dados georreferenciados de irradiação solar média no plano inclinado foram extraídos da base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, disponível no site do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia – LABREN (LABREN, 2018). Por meio do *software* QGIS, foi obtida a irradiação solar média por área de concessão, pelo cruzamento das informações do LABREN com dados georreferenciados das distribuidoras do país, disponíveis no Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL (ANEEL, 2018d). Multiplicando a irradiação solar média de cada área de concessão pelo rendimento global dos sistemas, de 80%, chegou-se à produtividade média dos sistemas FV para cada distribuidora do país.

Os resultados são apresentados na Tabela 9.

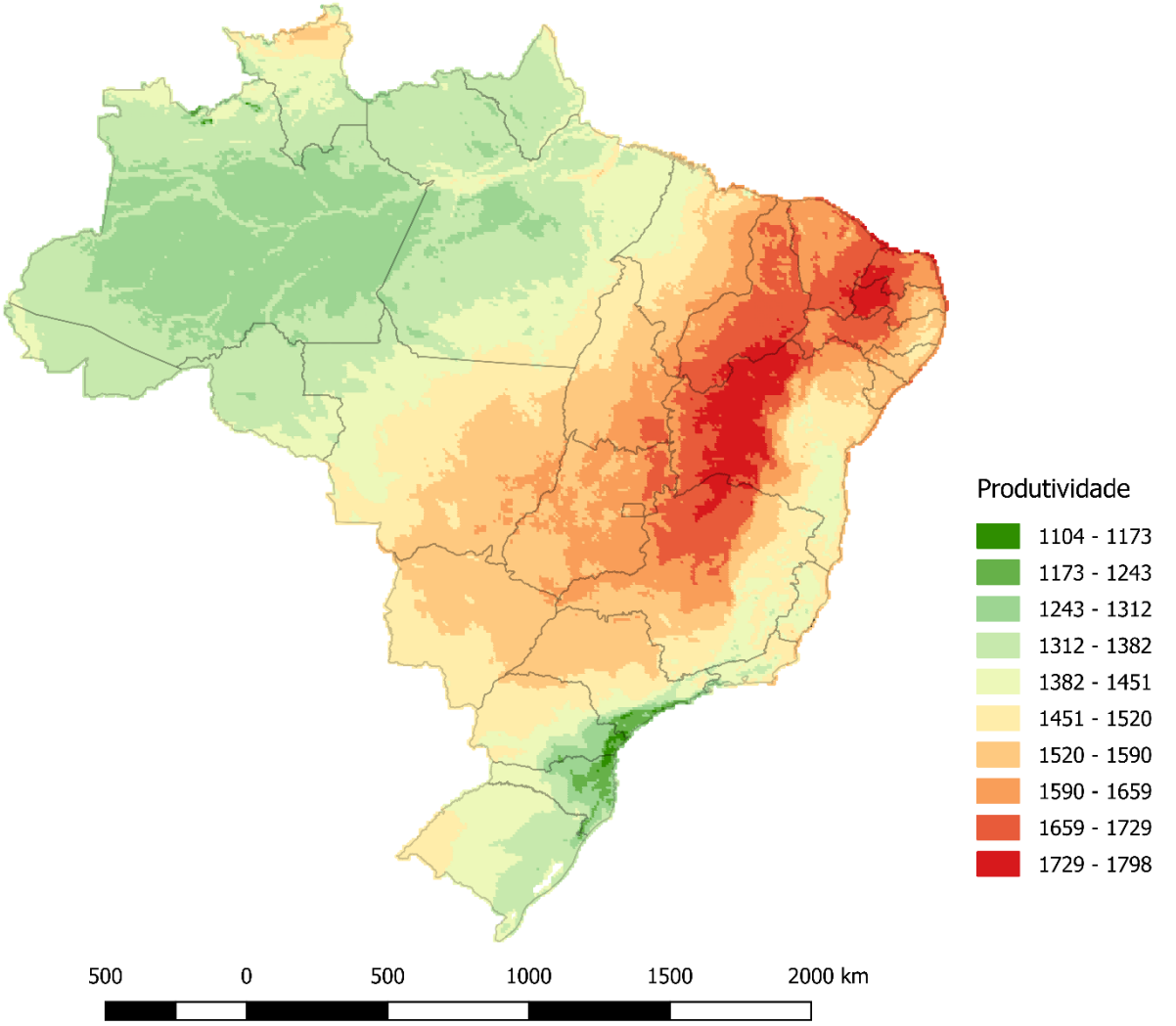
Tabela 9. Produtividade dos sistemas FV por área de concessão

| Distribuidora | Yf (kWh/kWp/ano) | Distribuidora | Yf (kWh/kWp/ano) |
|---|---|---|---|
| AmE | 1.313 | EDP SP | 1.375 |
| Boa Vista | 1.407 | EFLJC | 1.274 |
| CEA | 1.355 | EFLUL | 1.273 |
| CEAL | 1.563 | ELEKTRO | 1.471 |
| CEB-DIS | 1.610 | ELETROACRE | 1.358 |
| CEEE-D | 1.372 | ELETROCAR | 1.409 |
| CELESC-DIS | 1.311 | ELETROPAULO | 1.330 |
| CELG-D | 1.598 | ELFSM | 1.441 |
| CELPA | 1.372 | EMG | 1.437 |
| CELPE | 1.629 | EMS | 1.521 |
| CEMAR | 1.523 | EMT | 1.488 |
| CEMIG-D | 1.573 | ENEL CE | 1.664 |
| CEPISA | 1.675 | ENEL RJ | 1.440 |
| CERON | 1.359 | ENF | 1.384 |
| CHESP | 1.584 | EPB | 1.664 |
| COCEL | 1.284 | ESE | 1.555 |
| COELBA | 1.612 | ESS | 1.520 |
| COOPERALIANÇA | 1.520 | ETO | 1.561 |
| COPEL-DIS | 1.427 | FORCEL | 1.445 |
| COSERN | 1.688 | HIDROPAN | 1.416 |
| CPFL Paulista | 1.545 | IENERGIA | 1.425 |
| CPFL Piratininga | 1.418 | LIGHT | 1.421 |
| CPFL Santa Cruz | 1.466 | MUXENERGIA | 1.402 |
| DEMEI | 1.424 | RGE | 1.398 |
| DMED | 1.473 | RGE SUL | 1.431 |
| EBO | 1.575 | SULGIPE | 1.549 |
| EDP ES | 1.456 | UHENPAL | 1.384 |

Fonte: elaboração própria com base em dados do Labren (2018) e da ANEEL (2018d)

Destaca-se que a produtividade varia para cada localidade do país e os números acima são médios. Para distribuidoras que cobrem extensas áreas do mapa, como Estados inteiros do país, a produtividade pode alcançar grandes variações. Esse fenômeno é ilustrado pelo mapa da Figura 23, que apresenta a produtividade média para mais de 70 mil pontos do país, dentro dos limites de cada Estado da Federação.

Figura 23 – Produtividade dos sistemas FV ao longo do país (kWh/kWp/ano)




Fonte: elaboração própria com base em dados do Labren (2018) e da ANEEL (2018d)

### 4.3.5 Tarifa de energia elétrica por distribuidora

A última premissa necessária para o cálculo do tempo de retorno do investimento é a tarifa de energia elétrica para cada distribuidora do país. A Tabela 10 apresenta os valores de tarifa de energia por concessionária, aprovadas pela ANEEL nos processos de revisão e reajustes tarifários do ano de 2018. A metodologia para o cálculo da variação das tarifas ao longo do tempo será apresentada no item 4.4.

Na tabela também constam os valores das alíquotas de ICMS para cada classe de consumo, de acordo com a faixa de consumo mensal. As alíquotas variam para cada estado do país e também de acordo com o consumo mensal da unidade. Os dados consolidados são divulgados anualmente pela Abradee (ABRADEE, 2018).

Para o cálculo do *payback* foram selecionadas as seguintes alíquotas de ICMS: (i) classe residencial, consumo na faixa de 300 a 500 kWh/mês; (ii) classe rural, consumo acima de 500 kWh/mês; (iii) classes comercial e industrial, consumo acima de 1000 kWh/mês. Para o caso de aplicação do custo de disponibilidade, foram aplicadas as alíquotas de ICMS referentes ao consumo de 100 kWh/mês. Para as alíquotas de PIS/COFINS, foram utilizados os valores disponibilizados pela ANEEL, nas planilhas de apoio à AP 001/2019.

Não há distinção de tarifa para os consumidores dos subgrupos B1 (residencial) e B3 (comercial e industrial), na modalidade tarifária convencional. Para os consumidores do subgrupo B2 (rural), foi aplicado o desconto vigente de 30% sobre as tarifas do subgrupo B1. Todavia, em virtude da promulgação do Decreto 9.642/2018, o desconto foi reduzido, 20% ao ano, encerrando a aplicação do subsídio à classe rural no ano de 2023.

Tabela 10. Tarifas de energia elétrica e impostos por distribuidora (2018)

| Distribuidora | Tarifa (R$/MWh) | ICMS Res 300 < kWh < 500 | ICMS Com > 1000 kWh | ICMS Ind > 1000 kWh | ICMS Rural > 500 kWh | PIS/ COFINS |
|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 706,06 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 4,0% |
| Boa Vista | 634,62 | 17,0% | 17,0% | 17,0% | 17,0% | 1,4% |
| CEA | 566,38 | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 1,6% |
| CEAL | 550,90 | 25,0% | 25,0% | 17,0% | 17,0% | 5,1% |
| CEB-DIS | 557,22 | 21,0% | 21,0% | 21,0% | 18,0% | 2,8% |
| CEEE-D | 547,60 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 3,0% |
| CELESC-DIS | 520,49 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 3,2% |
| CELG-D | 561,75 | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 12,0% | 5,0% |
| CELPA | 670,98 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 7,1% |
| CELPE | 521,56 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 4,3% |
| CEMAR | 656,02 | 20,0% | 20,0% | 20,0% | 20,0% | 6,6% |
| CEMIG-D | 586,84 | 30,0% | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 4,2% |
| CEPISA | 623,66 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 3,4% |
| CERON | 617,58 | 20,0% | 20,0% | 17,0% | 17,0% | 3,7% |
| CHESP | 576,39 | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 12,0% | 4,3% |
| COCEL | 598,23 | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 4,0% |
| COELBA | 519,37 | 27,0% | 27,0% | 13,0% | 13,0% | 5,1% |
| COOPERALIANÇA | 428,57 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 25,0% | 0,5% |
| COPEL-DIS | 507,52 | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 4,2% |
| COSERN | 480,81 | 27,0% | 27,0% | 18,0% | 18,0% | 3,9% |
| CPFL Paulista | 484,63 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 2,9% |
| CPFL Piratininga | 552,92 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 2,7% |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CPFL Santa Cruz | 491,45 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 2,3% |
| DEMEI | 558,44 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 0,9% |
| DMED | 497,66 | 30,0% | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 5,0% |
| EBO | 498,85 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 4,4% |
| EDP ES | 562,28 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 12,0% | 4,4% |
| EDP SP | 561,53 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 3,2% |
| EFLJC | 657,51 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 4,3% |
| EFLUL | 673,31 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 3,1% |
| ELEKTRO | 601,79 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 5,2% |
| ELETROACRE | 612,88 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 5,6% |
| ELETROCAR | 582,68 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 5,0% |
| ELETROPAULO | 483,63 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 3,8% |
| ELFSM | 615,68 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 3,9% |
| EMG | 565,18 | 30,0% | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 4,1% |
| EMS | 545,01 | 20,0% | 17,0% | 17,0% | 17,0% | 4,7% |
| EMT | 568,25 | 25,0% | 27,0% | 27,0% | 30,0% | 4,1% |
| ENEL CE | 492,45 | 27,0% | 27,0% | 27,0% | 0,0% | 3,5% |
| ENEL RJ | 622,61 | 31,0% | 32,0% | 32,0% | 32,0% | 8,0% |
| ENF | 595,67 | 31,0% | 32,0% | 32,0% | 32,0% | 4,2% |
| EPB | 571,77 | 27,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 4,3% |
| ESE | 514,30 | 27,0% | 27,0% | 17,0% | 0,0% | 4,6% |
| ESS | 498,84 | 25,0% | 18,0% | 18,0% | 18,0% | 4,3% |
| ETO | 605,30 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 20,0% | 4,4% |
| FORCEL | 582,91 | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 4,7% |
| HIDROPAN | 570,74 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 4,8% |
| IENERGIA | 514,60 | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 25,0% | 3,8% |
| LIGHT | 574,98 | 31,0% | 32,0% | 32,0% | 32,0% | 4,8% |
| MUXENERGIA | 518,22 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 4,0% |
| RGE SUL | 547,32 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 2,9% |
| RGE | 527,59 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 3,1% |
| SULGIPE | 544,07 | 27,0% | 27,0% | 17,0% | 0,0% | 4,6% |
| UHENPAL | 467,07 | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 30,0% | 3,4% |

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a) e Abradee (2018)

### 4.3.6 *Payback* do investimento por distribuidora

Para avaliação do tempo de retorno do investimento em GDFV para cada área de concessão foi utilizada a metodologia do *payback* simples, que apesar de suas limitações, como não prever uma taxa de desconto[4] e também não avaliar despesas futuras, após a amortização do investimento inicial, é um método simples e facilmente

[4] Também compreendida como a taxa mínima de atratividade do investimento. No cálculo do *payback* descontado, é a taxa utilizada para trazer todos os valores futuros a valor presente. Ou seja, a aplicação da taxa de desconto permite a comparação de montantes futuros em uma mesma base temporal.

reproduzível por consumidores residenciais. Basicamente, o cálculo do *payback* simples é dado pela divisão do investimento inicial pelo fluxo de caixa anual esperado.

No caso da GDFV, faturada pelo modelo de *net metering*, a receita anual consiste na geração do sistema FV multiplicada pela tarifa de energia, descontada do custo de disponibilidade e dos custos de O&M[5]. Considera-se que, no caso de um sistema bem projetado, o custo de disponibilidade será aplicado em 3 meses do ano – aqueles com geração maior do que a diferença entre o consumo original, sem GD, e o custo de disponibilidade. Não há custos fixos de manutenção do sistema, apenas o custo futuro de substituição do inversor, em torno do 15º ano. Como o cálculo do *payback* simples não captura despesas após o período de amortização do investimento, foi feito um ajuste no cálculo de forma a considerar o custo de substituição do inversor, referente a 15% do investimento inicial (ANEEL, 2018a).

Para capturar o efeito da degradação do sistema, ou seja, da perda de produtividade, foi estimada a geração ao longo da vida útil do sistema – 25 anos – e depois feita uma média anual. Foi aplicada uma taxa de degradação do sistema de 0,7% ao ano, conforme estudo do NREL (FU, FELDMAN, *et al.*, 2018). O critério é semelhante ao utilizado para o custo futuro do inversor: dado que o *payback* simples não é capaz de enxergar custos futuros – ou perda de produtividade futura, nesse caso – esse efeito foi dividido ao longo do tempo, a fim de dar um sinal mais realista para o investidor.

A equação 5, abaixo, apresenta como foi feito o cálculo do fluxo de caixa anual médio ($FCA_{médio}$), para estimação do tempo de retorno do investimento, sob o olhar do investidor:

$$FCAmédio = \frac{\sum_{n=0}^{25}(Economia_n - Disponibilidade_n) - Inversor}{Vida\ útil} \quad (5)$$

onde:

Economia é dada pela energia gerada no ano n multiplicada pela tarifa vigente;

Disponibilidade é dada pelo custo de disponibilidade estimado por ano; e

Inversor é o custo de substituição do inversor.

As premissas para o cálculo do *payback* são resumidas na Tabela 11, abaixo.

[5] Considera-se que todos Estados aderiram ao Convênio ICMS 16/15, do Confaz, que permite a cobrança do ICMS apenas sobre a medição líquida e não sobre todo o montante consumido da rede, como se aplicou em alguns Estados até recentemente.

Tabela 11. Premissas para cálculo do payback simples

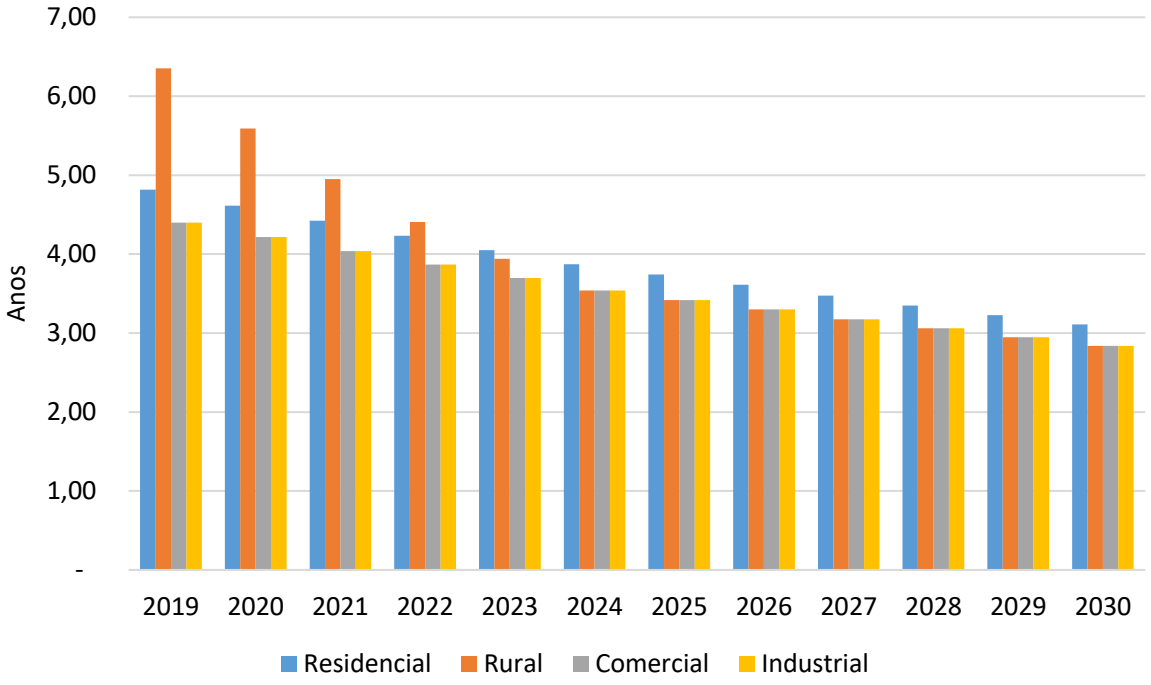
| **Premissas** | **Valor** |
|---|---|
| Potência do sistema | Residencial: 4,5 kWp |
| | Rural/Comercial/industrial: 18 kWp |
| Custo inicial (R$/kWp) | Residencial: R$ 5,25/Wp |
| | Rural/comercial/industrial: R$ 4,5/Wp |
| Redução no custo | 4% (até 2024) e 3% (até 2030) |
| *Performance ratio* | 80% |
| Custo de substituição do inversor | 15% do investimento inicial |
| Vida útil do sistema | 25 anos |
| Degradação anual do sistema | 0,7% a.a. |
| Custo de capital do investimento | 0% a.a. |

Fonte: elaboração própria

A partir das premissas acima calculou-se o *payback* simples para cada classe de consumidores, por área de concessão, para o período 2019-2030. O *payback* varia anualmente, de acordo com a queda no custo dos sistemas FV e a tarifa de energia.

No caso da Elektro, o *payback* simples[6] varia conforme gráfico da Figura 24.

Figura 24 – Evolução do *payback* na área da Elektro



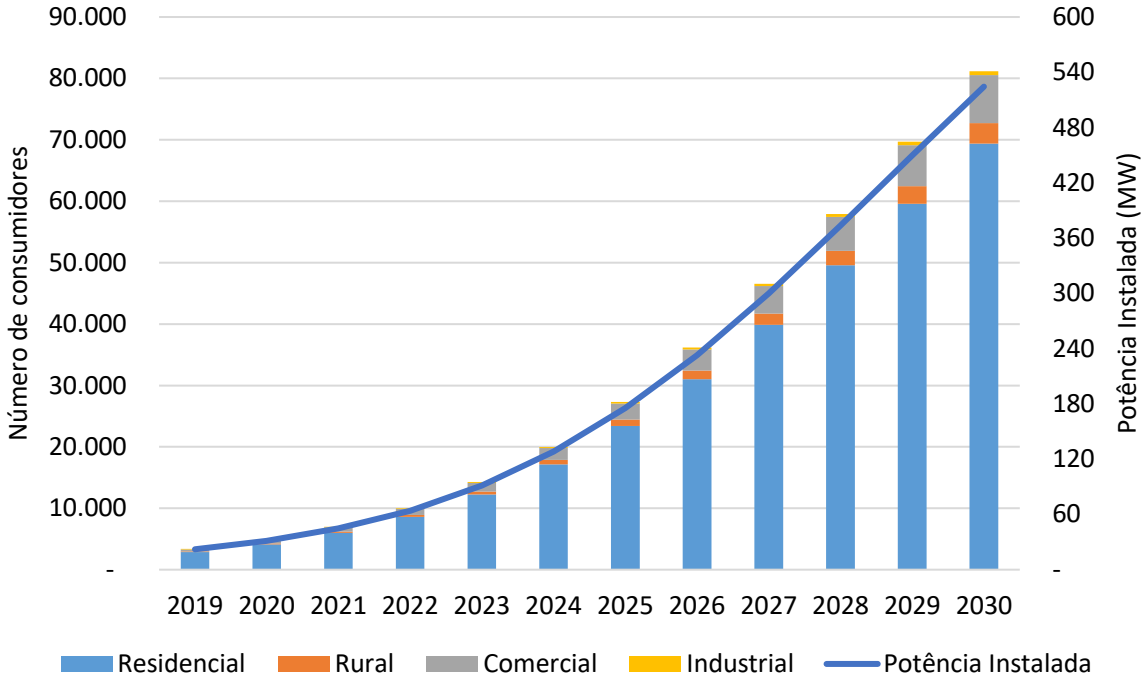

Fonte: elaboração própria

[6] Para efeitos de comparação, foi calculado o *payback* descontado para a área de concessão da Elektro, utilizando uma taxa de desconto de 7% a.a., por ser uma taxa minimamente atrativa para que um consumidor residencial comum troque uma aplicação em renda fixa, por exemplo, pelo investimento em um sistema FV. A variação no tempo de retorno é de 30%, passando de 4,8 anos para 6,3 anos.

Nota-se que o *payback* para as classes comercial e industrial são iguais, pois as premissas são iguais, assim como as alíquotas de ICMS. Em outros casos isso pode mudar. E a classe rural, ao fim do período de descontos, também se iguala às classes comercial e industrial.

A partir do *payback* calculado e das demais premissas apresentadas, projetou-se o número de consumidores atendidos por GDFV e a potência instalada, na área de concessão da Elektro. Os resultados são apresentados na Figura 25. Espera-se que o número de adotantes chegará a 82 mil, em 2030, com mais de 500 MW de potência instalada de GDFV.

Figura 25 – Projeção de GDFV na área da Elektro




Fonte: elaboração própria

## 4.4 MODELO TARIFÁRIO

Neste tópico será descrita a metodologia adotada para apuração dos impactos da inserção da MMGD sobre a receita das distribuidoras e para as tarifas dos consumidores. Ambos os casos serão analisados em três cenários distintos: segundo as regras do modelo tarifário e de compensação atual; com alteração no modelo de compensação, para aplicação da TUSD Fio B sobre o montante injetado na rede; e para o caso de aplicação da tarifa binômia para os consumidores da baixa tensão.

### 4.4.1 Desenho tarifário atual

A análise da perda de receita para as distribuidoras pode ser feita sob dois aspectos: perda total de receita em virtude da inserção da GDFV e perda de Parcela B. Em virtude do mecanismo de reajuste anual das distribuidoras (ver Apêndice A.3), eventuais perdas de receita com a Parcela A não impactam estruturalmente o caixa da distribuidora, pois são compensados nos reajustes anuais, via Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). Entretanto, a depender do nível de perda de receita total, pode haver desequilíbrio econômico-financeiro no período entre os reajustes anuais.

Já as perdas de Parcela B afetam diretamente o negócio de distribuição, pois o valor da TUSD Fio B é reavaliado apenas nos processos de revisão tarifária, que ocorrem a cada 4 ou 5 anos, sendo reajustado anualmente apenas de acordo com a inflação, descontado do fator de produtividade “X”. Assim, caso a perda de receita se torne elevada, pode afetar os resultados das concessionárias e impactar sua capacidade de investimento.

Para avaliar a influência da perda de receita sobre a difusão da GDFV, foi estimado o reajuste anual resultante da (i) redução do mercado de distribuição e (ii) do repasse da perda de Parcela A no ano anterior. A perda de Parcela A é estimada pela comparação da Parcela A sem GD e aquela com GD. Frisa-se que não foram consideradas, para efeitos de reajuste, as perdas com a parcela Energia e Perdas, por considerar que, ao menos no médio prazo, as distribuidoras dispõem de mecanismos para acomodar variações no mercado. As parcelas Encargos e Transmissão são mais difíceis de estimar e por isso considera-se que elas não variam de acordo com a redução de mercado projetado – implicando, assim, em reajustes tarifários anuais.

No caso da Parcela B, a TUSD Fio B foi mantida constante ao longo do tempo, exceto nos anos de revisão tarifária das distribuidoras, nos quais a Parcela B inicial é recomposta, a fim de zerar as perdas resultantes da GDFV. Importante destacar que não há repasse das perdas de Parcela B ao longo do ciclo, apenas um reposicionamento tarifário que permite à distribuidora recuperar sua receita requerida em cima de um mercado menor. As perdas ao longo do ciclo são consideras risco de mercado e são acumuladas ao longo do tempo. A perda de Parcela B é calculada pela comparação da estimativa da Parcela B sem GD e aquela com GD.

Em suma, o modelo tarifário consiste na projeção da receita requerida das distribuidoras para os cenários com e sem GD. Após isso, compara-se os resultados e tem-se a variação acumulada da tarifa para o horizonte 2030, a partir da aplicação da fórmula do IRT (equações 13 a 16, do item A.3.2).

Para exemplificar, apresenta-se a aplicação da metodologia acima no caso da Elektro. A Tabela 12 resume as informações necessárias para aplicação do modelo.

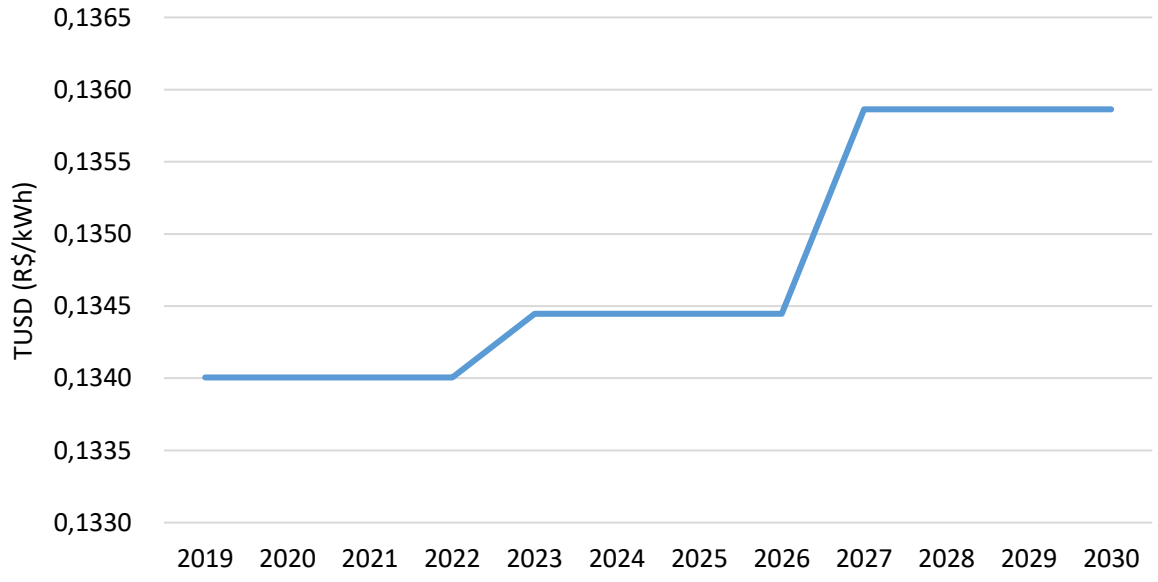
Tabela 12. Receita requerida e mercado de referência da Elektro (2018)

| **Componente** | **Receita requerida (R$)** | | **Item** | **Mercado (MWh)** |
|---|---|---|---|---|
| Distribuição | R$ 1.504.267.520 | | Fornecimento | 10.769.143 |
| Encargos | R$ 1.430.361.370 | | Suprimento TUSD | 50.203 |
| Energia | R$ 2.146.388.323 | | Consumidor Livre | 6.113.180 |
| Perdas | R$ 345.327.349 | | Baixa Tensão | 7.706.046 |
| Transmissão | R$ 847.108.024 | | Perdas | 1.740.669 |
| **Total** | **R$ 6.273.452.586** | | **Energia Requerida** | **12.559.825** |

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

A TUSD Fio B, modalidade convencional, varia para os consumidores na área da Elektro conforme o gráfico da Figura 26. Nota-se que ela permanece constante nos anos nos quais não há revisão, pois não foi considerado o efeito inflação (menos “X”). Durante o período em estudo ela passará por três revisões periódicas (2019, 2023 e 2027), nas quais teria sua tarifa fio reajustada em 0,3% e 1,1%, respectivamente.

Figura 26 – Evolução da TUSD Fio B da Elektro (R$/kWh)




Fonte: elaboração própria

Para avaliar o real problema para as concessionárias de distribuição, é preciso estimar quanto a perda de receita calculada anteriormente representa da parcela B das distribuidoras. Como o cálculo considera a tarifa constante em termos reais, a receita da distribuição irá variar apenas de acordo com o crescimento do mercado. Para projetar o consumo da rede no futuro, partiu-se da previsão do PDE 2027, ajustada para 3% a.a.

Para uma avaliação mais precisa sobre o resultado das concessionárias e sua capacidade de investimento, foi descontada da Parcela B o montante vinculado a "Pessoal, Material, Serviços e Outros" (PMSO), pois, conforme discussão anterior, a estrutura de custos operacionais das distribuidoras é predominantemente fixa. Além disso, também foi descontado o valor relativo à "Quota de Reintegração Regulatória" (QRR), pois entende-se que a manutenção da prestação dos serviços em níveis adequados depende do investimento na rede, no mínimo, no mesmo montante capaz de repor a parcela de infraestrutura depreciada. No longo prazo, o investimento no mesmo montante da QRR não é suficiente, pois implica em mera reposição da infraestrutura depreciada, por isso o investimento deverá superar a QRR. Todavia, como o objetivo é analisar o impacto da perda de receita sobre o resultado da distribuidora, descontar a QRR da Parcela B indica condição mínima de sustentabilidade do negócio[7].

Assim, a perda de receita será comparada apenas com o montante da recuperação de capital das distribuidoras (também denominada EBIT[8] regulatório), que é resultante da multiplicação da base de ativos regulatória pelo custo médio ponderado de capital (taxa WACC), aprovada pela ANEEL[9].

Considerou-se que a participação de PMSO e QRR para cada distribuidora permanece constante ao longo do tempo – exceto para casos específicos de distribuidoras que se encontram em dificuldades operacionais atualmente e por isso apresentam quase toda sua Parcela B comprometida com custos de PMSO[10]. Assim, a participação do EBIT se reduz a cada ano, de acordo com a perda de Parcela B.

---

[7] Na Nota Técnica nº 111/2016-SFF/ANEEL, que definiu critérios de sustentabilidade econômico-financeiro para as distribuidoras, a ANEEL apresenta discussão semelhante, ao definir o critério de aferição do endividamento das concessionárias.

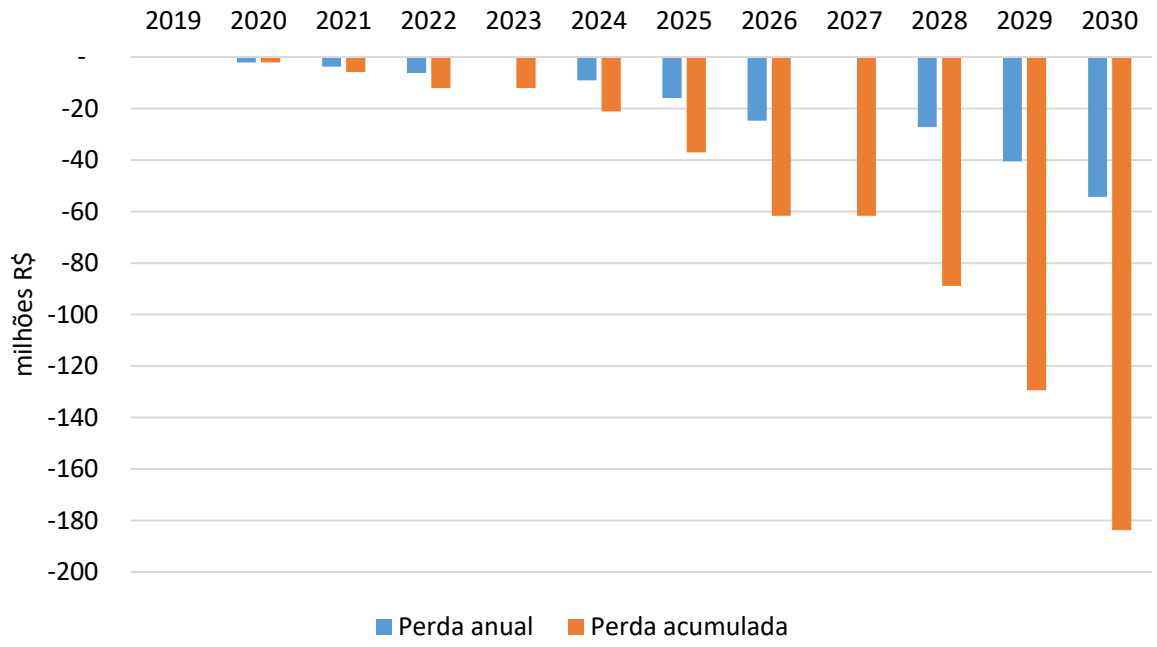
[8] EBIT: sigla em inglês para "*Earning Before Interest and Taxes*", que representa o lucro operacional da empresa, antes de juros e impostos.

[9] Para mais detalhes sobre o cálculo descrito, ver item A.3.1.2.

[10] Caso das seguintes distribuidoras, todas do grupo Eletrobras: AmE, CEAL, CEPISA, CERON. Como todas foram privatizadas no ano de 2018, espera-se que até o final do horizonte de estudo já tenham

Aplicando o modelo descrito para o caso da Elektro, obtêm-se os resultados apresentados nas Figuras 27 e 28. O efeito das revisões pode ser notado nos anos de 2019, 2023 e 2027, quando a perda é reduzida a zero, em virtude da recomposição tarifária descrita anteriormente. Porém, nota-se que, até 2030, a concessionária acumularia uma perda de receita superior a R$ 180 milhões.

Figura 27 – Perda de Parcela B para a Elektro

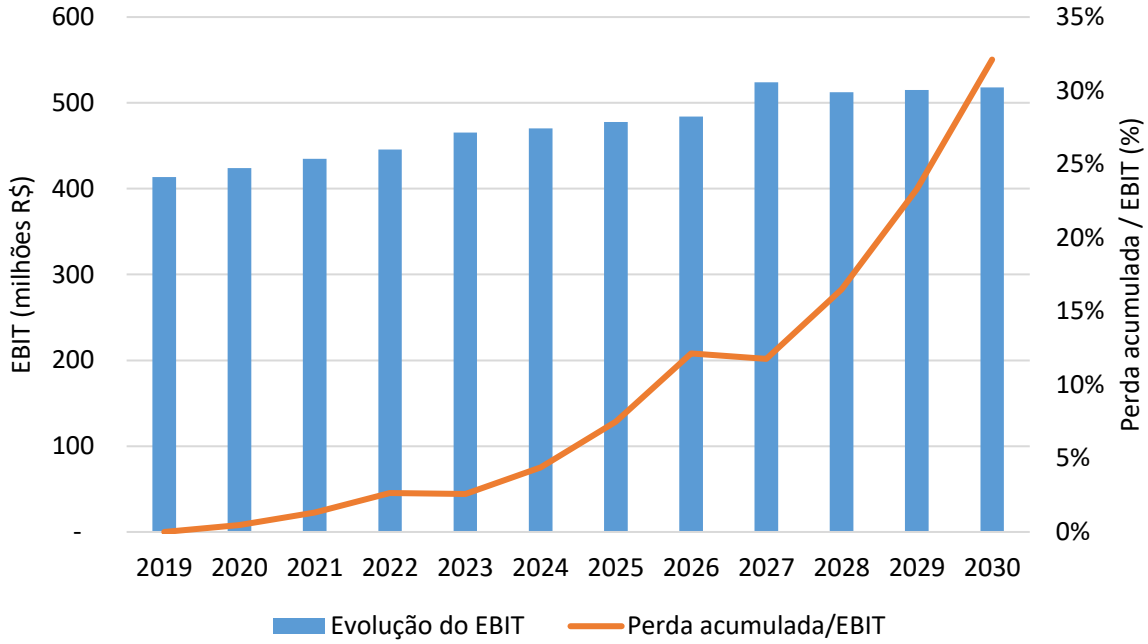



Fonte: elaboração própria

Considerando que a perda anual vai diminuindo, ano a ano, a capacidade de investimento da distribuidora, observa-se que, ao final do período de estudo, a perda acumulada representa 32% do EBIT regulatório da empresa.

recuperado parte de sua capacidade de investimento e apresentem estrutura de custos compatível com a média das distribuidoras do país.

Figura 28 – Perda acumulada sobre EBIT da Elektro




Fonte: elaboração própria

### 4.4.2 Aplicação da TUSD Fio B

Atualmente, a energia injetada na rede é integralmente valorada por todos os componentes da tarifa. Uma das alternativas para se minimizar os efeitos descritos no item anterior é reduzir o número de componentes pelos quais a energia injetada é valorada. Dado que o problema avaliado no presente trabalho é a perda de receita pelas distribuidoras, uma alternativa avaliada será valorar a energia injetada por todos os componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B.

Nessa alternativa, há aumento no *payback* do investimento, dado que a energia injetada é valorada por menos do que atualmente. Por outro lado, a perda de receita pelas distribuidoras diminui, ficando limitada ao montante de energia que é gerado e consumido instantaneamente na unidade consumidora. Inclusive, destaca-se que esse ponto tem sido alvo de muitos debates, no âmbito da revisão da REN 482/2012.

Há duas questões fundamentais a esse respeito: (i) se o montante gerado e consumido instantaneamente deve ser considerado como redução de mercado causado pela GD, ou deve ser entendido como gestão de energia pelo lado da demanda; e (ii) na média, quanto da energia gerada é consumida de forma instantânea?

Neste trabalho, o consumo instantâneo não será considerado como gestão pelo lado da demanda, pois, ainda que o seja, no atual modelo tarifário ele impacta o mercado faturado da distribuidora e afeta sua receita requerida. Como o objetivo aqui não é fazer uma avaliação completa de benefícios e impactos da GD, mas apenas verificar o efeito do sistema de compensação com as regras do modelo tarifário atual, é necessário que toda redução de demanda produzida pela GD seja considerada.

Mas uma escolha precisa ser feita, que é o percentual da energia que é gerada e consumida imediatamente. Como há escassez de trabalhos técnicos a respeito desse assunto no contexto brasileiro, será utilizado o mesmo percentual que a ANEEL no relatório de Análise de Impacto Regulatório (ANEEL, 2018a), de 38,92% – obtido a partir de dados reais colhidos no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento "Telhados Solares" Unicamp-CPFL. Vale ressaltar que esse valor é resultado da média obtida pelas medições em 271 residências, ao longo de 1 ano.

Para as demais classes de consumo – comercial, industrial e rural – não se dispõe de valores medidos. Sabe-se que, na média, o percentual de energia gerada e consumida imediatamente é bem superior à classe residencial. Assim, utilizou-se o valor teórico estimado pela agência em 2017, de 24% da energia gerada injetada na rede (ANEEL, 2017a) – que considera um percentual de simultaneidade de 76%, entre geração e consumo.

Tais valores serão utilizados apenas no cálculo do *payback* no cenário alternativo 1 e para apuração da perda de Parcela B pelas distribuidoras.

### 4.4.3 Aplicação da Tarifa Binômia

Conforme discutido no Capítulo 3, há atualmente um evidente descasamento entre a estrutura de custos das distribuidoras e a recuperação da sua receita nas tarifas. Uma das formas de se mitigar esse problema é a aplicação de tarifas com uma – ou mais – parcela fixa. Isso pode vir como uma franquia mínima cobrada nas contas mensalmente (R$/mês), ou como um encargo de capacidade (R$/kW). Essa questão tem sido alvo de intensos debates ao redor do mundo e objeto de estudos dos reguladores (CEER, 2017) (FRANZ, 2016). No Brasil, a ANEEL abriu a AP 059/2018, para debater com a sociedade a aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores conectados na baixa tensão – para aqueles conectados acima da média tensão da tarifa já é binômia, com diferenciação horária (ponta e fora ponta).

A fim de avaliar os efeitos da aplicação da tarifa binômia sobre o mercado de GD e seu rebatimento na receita das distribuidoras, procedeu-se com a estimativa da tarifa binômia para baixa tensão, para cada distribuidora do país. Há diversas metodologias para cálculo das parcelas fixa e variável. Por simplicidade no cálculo e na aplicação, foi escolhida para uso neste trabalho a binômia com uma parcela fixa aplicada a todos consumidores da BT, indistintamente, e uma parcela variável, também sem diferenciação entre as classes de consumo.

O pressuposto aplicado no cálculo é que a receita total recuperada via tarifa binômia deve ser igual àquela recuperada com a monômia. Todavia, por conta de diferenças nos padrões de consumo, o impacto pode variar entre os consumidores. Em geral, a aplicação de uma parcela fixa igual a todos faz com que a conta daqueles que consomem menos fique maior do que anteriormente. Para os que consomem mais, o efeito é inverso. No caso da Elektro, por exemplo, um consumidor com consumo médio mensal de 100 kWh poderia sofrer um aumento na sua fatura de até 15%. Já para aquele com consumo mensal de 500 kWh, a fatura cairia em torno de 10%.

Basicamente, parte-se do montante de Parcela B recuperada pelos subgrupos B1 e B3 (não foram considerados consumidores baixa renda, ou clientes do subgrupo B2, para não distorcer a média, dado que eles usufruem de descontos tarifários). Em seguida, multiplica-se esse montante pela estrutura de custos da distribuidora (apresentada na Figura 15, do item 3.3). Os valores relacionados à capacidade e número de consumidores são recuperados de forma fixa, isto é, em R$/mês. O valor relacionado à energia é recuperado de forma variável, em R$/MWh.

A Tabela 13 apresenta o cálculo descrito acima ao caso da Elektro. A Parcela B total da companhia é de R$ 1,504 bilhão e aquela vinculada aos mercados B1 e B3 de R$ 825,55 milhões.

Tabela 13. Cálculo de uma possível tarifa binômia para Elektro

| Estrutura de custos | Valor por função de custo | Mercado B1/B3 | TUSD |
|---|---|---|---|
| 59% capacidade<br>18% UCs | R$ 488,5 milhões<br>R$ 144,5 milhões | 2.316 mil | R$ 22,77/mês |
| 23% energia | R$ 192,5 milhões | 6.169 GWh | R$ 31,20/MWh |

Fonte: elaboração própria

A Tabela 14 apresenta os resultados para todas as distribuidoras do país. Tais valores serão utilizados no Capítulo 5, para um dos cenários alternativos de difusão da GDFV no Brasil.

Tabela 14. Tarifa binômia calculada com a metodologia descrita por distribuidora

| Distribuidora | TUSD (R$/mês) | TUSD (R$/MWh) | Distribuidora | TUSD (R$/mês) | TUSD (R$/MWh) |
|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 19,72 | 59,84 | EDP SP | 20,82 | 25,96 |
| Boa Vista | 43,31 | 68,15 | EFLJC | 12,08 | 137,22 |
| CEA | 61,11 | 43,57 | EFLUL | 21,27 | 101,00 |
| CEAL | 25,44 | 1,76 | ELEKTRO | 22,77 | 31,20 |
| CEB-DIS | 14,73 | 39,47 | ELETROACRE | 54,50 | 16,86 |
| CEEE-D | 18,51 | 22,66 | ELETROCAR | 32,15 | 33,12 |
| CELESC-DIS | 15,65 | 30,56 | ELETROPAULO | 21,14 | 25,68 |
| CELG-D | 23,92 | 9,72 | ELFSM | 30,90 | 19,10 |
| CELPA | 36,28 | 17,38 | EMG | 27,51 | 8,69 |
| CELPE | 23,75 | 24,19 | EMS | 44,06 | 8,89 |
| CEMAR | 38,50 | 1,10 | EMT | 53,98 | 14,33 |
| CEMIG-D | 28,19 | 10,64 | ENEL CE | 27,03 | 1,01 |
| CEPISA | 29,80 | 1,27 | ENEL RJ | 34,73 | 22,59 |
| CERON | 36,94 | 15,24 | ENF | 23,04 | 31,42 |
| CHESP | 44,82 | 2,87 | EPB | 33,83 | 1,19 |
| COCEL | 15,25 | 55,41 | ESE | 27,15 | 32,22 |
| COELBA | 29,05 | 0,86 | ESS | 20,11 | 27,32 |
| COOPERALIANÇA | 18,18 | 36,59 | ETO | 56,91 | 8,43 |
| COPEL-DIS | 19,48 | 24,95 | FORCEL | 24,70 | 89,16 |
| COSERN | 22,18 | 19,48 | HIDROPAN | 25,20 | 70,36 |
| CPFL Paulista | 19,98 | 25,44 | IENERGIA | 14,09 | 28,41 |
| CPFL Piratininga | 16,51 | 41,10 | LIGHT | 32,54 | 22,87 |
| CPFL Santa Cruz | 23,41 | 37,52 | MUXENERGIA | 19,36 | 47,93 |
| DEMEI | 26,67 | 48,77 | RGE SUL | 25,54 | 23,63 |
| DMED | 23,41 | 38,34 | RGE | 27,80 | 28,27 |
| EBO | 22,81 | 2,95 | SULGIPE | 28,40 | 1,73 |
| EDP ES | 20,79 | 25,37 | UHENPAL | 38,34 | 3,05 |

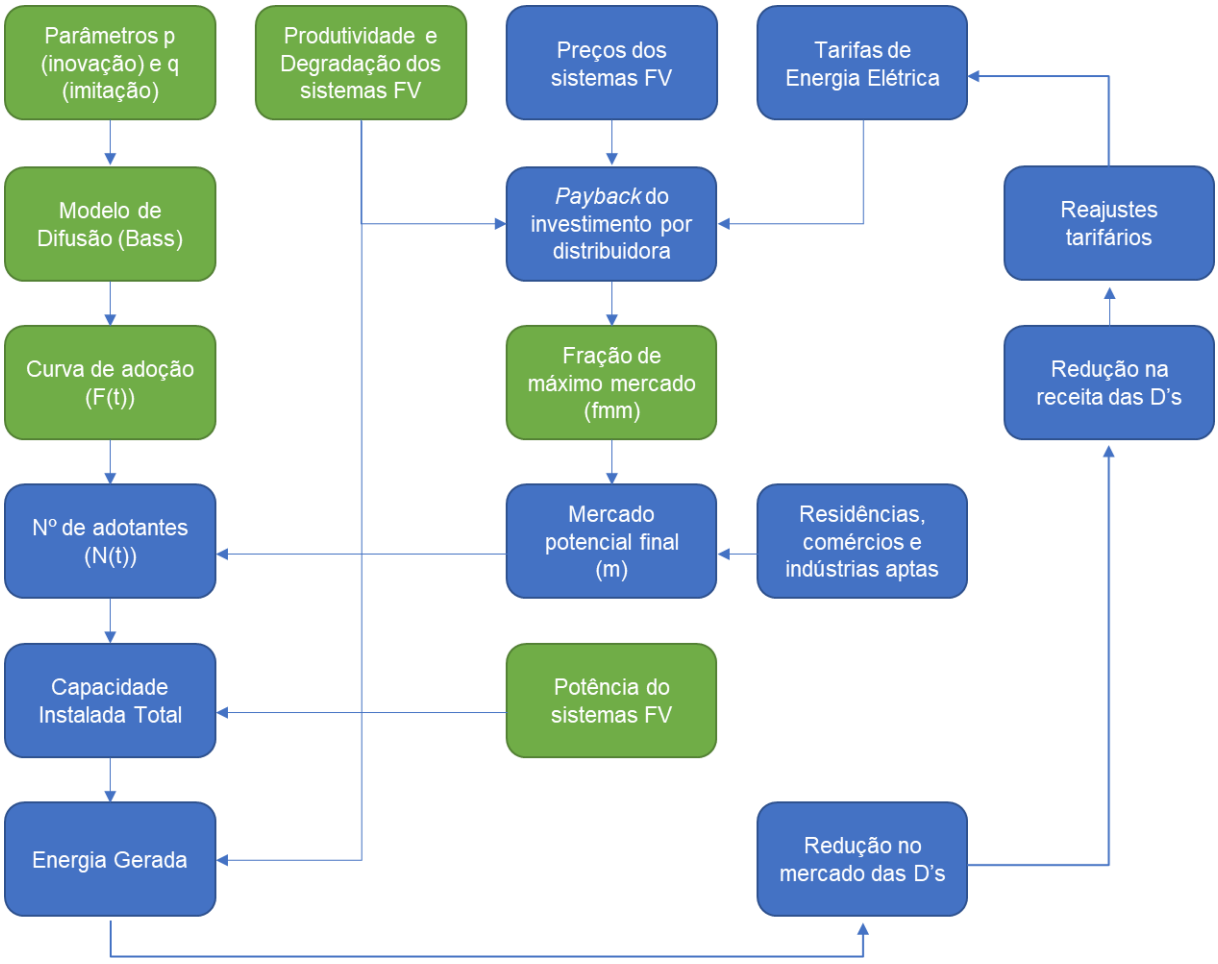
Fonte: elaboração própria

No caso da aplicação de tarifa binômia não é mais considerado no cálculo do *payback* o custo de disponibilidade, dado que os custos fixos da distribuidora que justificam a cobrança de uma franquia mínima já estão incluídos no termo fixo mensal.

## 4.5 RESUMO DA METODOLOGIA

O fluxograma da Figura 29 apresenta um resumo da metodologia aplicada para projeção do número de conexões e potência instalada de GDFV no Brasil para o horizonte 2019-2030 e seus impactos sobre a receita das distribuidoras e as tarifas dos consumidores. Todos os blocos do fluxograma foram apresentados e discutidos do item 4.2 ao 4.4, desde a descrição do modelo matemático (item 4.2), baseado na curva de difusão “S”, passando pela determinação do mercado potencial e das premissas para o cálculo do *payback* (item 4.3) e, por fim, apresentando o modelo tarifário para cálculo dos impactos (item 4.4). Os blocos em verde representam as variáveis que permanecem fixas ao longo de todo horizonte de estudo e os azuis aquelas que variam anualmente, de acordo com as premissas apresentadas.

Figura 29 - Metodologia completa para projeção da GDFV e seus impactos




Fonte: elaboração própria

# 5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados de evolução do *payback* médio, número de conexões e potência instalada de GDFV no país para o horizonte em análise, perda de receita acumulada pelas distribuidoras de todo Brasil e variações na tarifa provenientes da inserção da GDFV. Os resultados são apresentados primeiramente para o cenário base, que está fundamentado nas premissas discutidas no Capítulo 4.

Em seguida, são avaliados dois cenários alternativos. No primeiro, avalia-se o efeito da retirada da TUSD Fio B da valoração da energia injetada na rede. No segundo, avalia-se o efeito da aplicação da tarifa binômia.

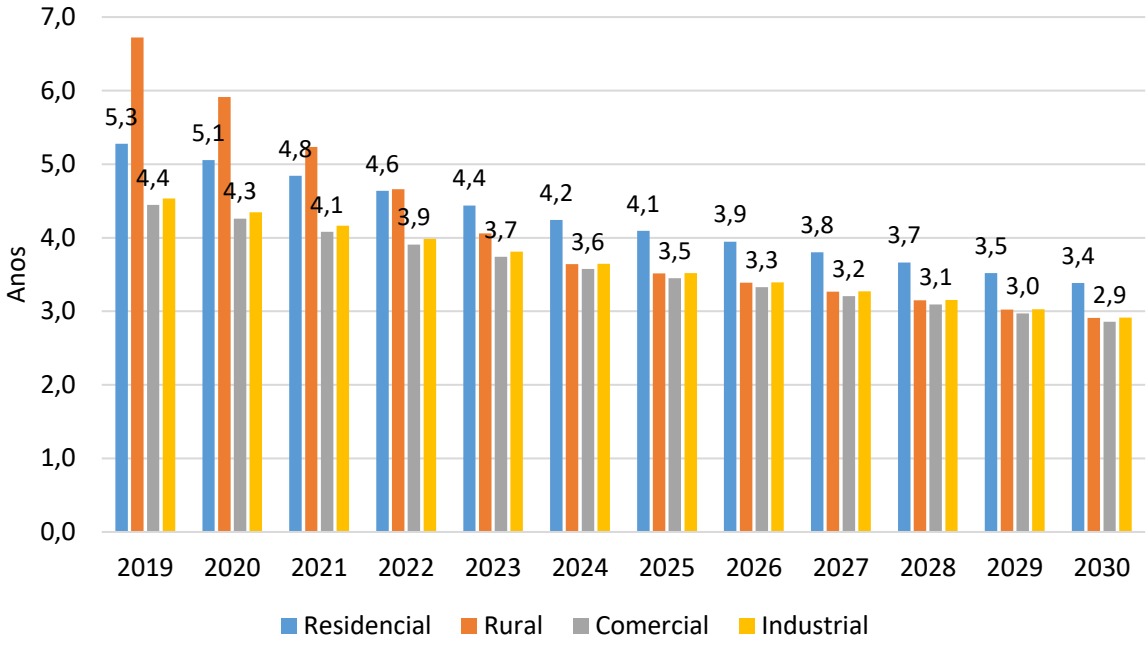
As tabelas com os resultados para cada uma das 54 distribuidoras do país, para o cenário base, estão disponibilizadas nos Apêndices B até G.

## 5.1 CENÁRIO BASE: DIFUSÃO DA GDFV NO BRASIL E IMPLICAÇÕES

### 5.1.1 Difusão da GDFV no Brasil

O gráfico da Figura 30 apresenta a evolução do *payback* médio para cada classe de consumidores. Observa-se uma redução em torno de 36% para as classes residencial, comercial e industrial e uma redução mais expressiva, superior a 50%, para a classe rural. Isso se deve ao fim do desconto aplicado sobre as tarifas dos consumidores rurais. Com o aumento nas tarifas há uma redução no tempo de retorno do investimento.

Figura 30 – Evolução do *payback* médio – cenário base

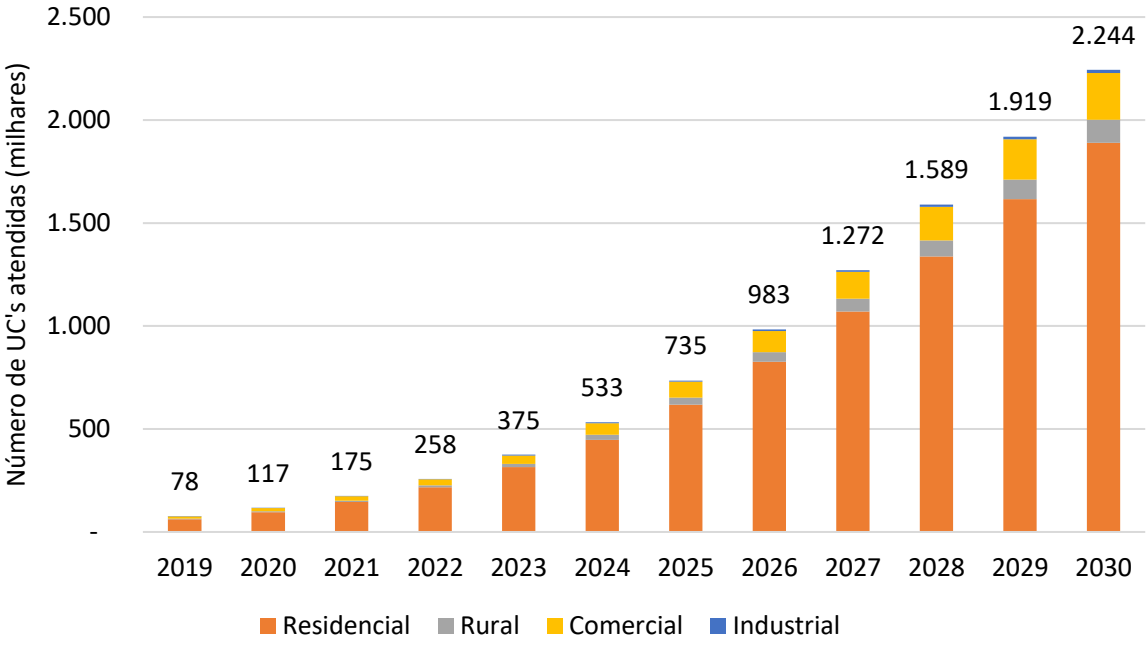



Fonte: elaboração própria

Espera-se que ao final do período de análise, em 2030, o número de unidades atendidas por GDFV no Brasil seja superior a 2,2 milhões de consumidores (Figura 31). A barreira de 1 milhão é superada no ano de 2026. Há forte predominância da classe residencial, representando 84% do total de unidades. Ainda que pareça uma projeção agressiva, o montante representa apenas 17% do mercado potencial selecionado, que, por sua vez, representa menos de 15% do total de consumidores do país. Ou seja, segundo as projeções, em 2030, pouco mais de 2% dos consumidores do país terão sistemas de geração próprio de energia.

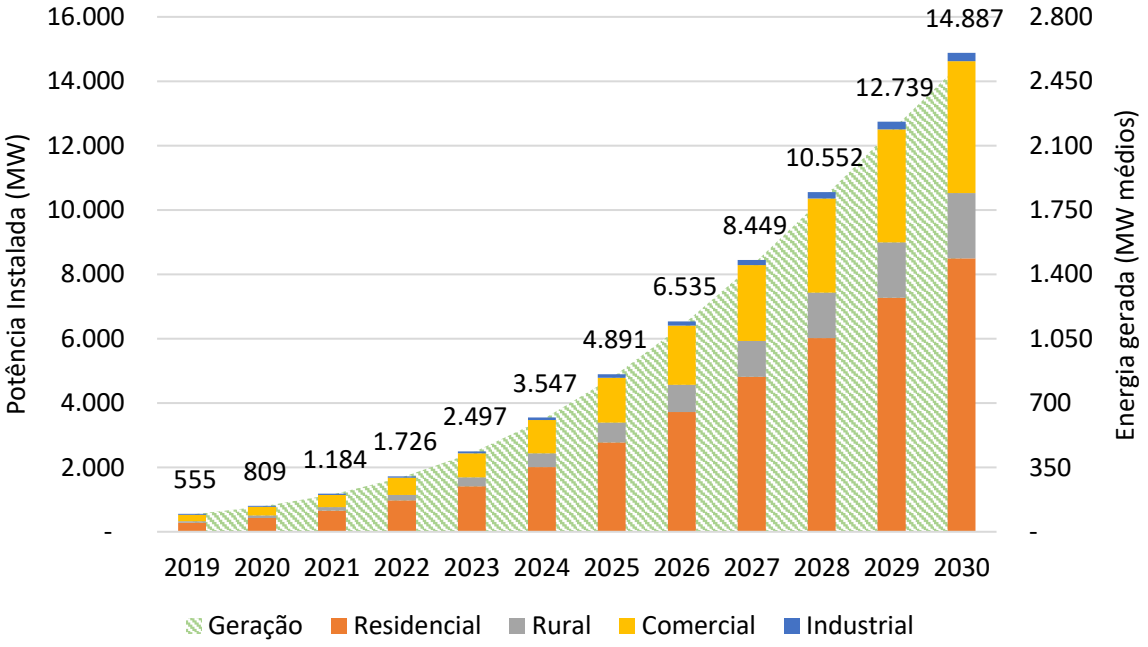
A projeção de potência instalada é apresentada no gráfico da Figura 32. Segundo os resultados abaixo, espera-se que no ano de 2030 o Brasil conte com quase 15 GW de potência instalada GDFV, com geração de 2,5 GW médios de energia. Novamente a classe residencial predomina, com 57% da capacidade total prevista, seguida pela classe comercial, com 28% do total. Considerando o cenário previsto no PDE 2027, a capacidade de GDFV, conectada na baixa tensão, seria responsável por 5 a 6% da capacidade instalada do país. Em termos de geração, os sistemas FV seriam responsáveis por 2 a 3% do montante total gerado no SIN.

Figura 31 – Número de UC's atendidas por GDFV – cenário base




Fonte: elaboração própria

Figura 32 – Potência Instalada e Geração da GDFV – cenário base

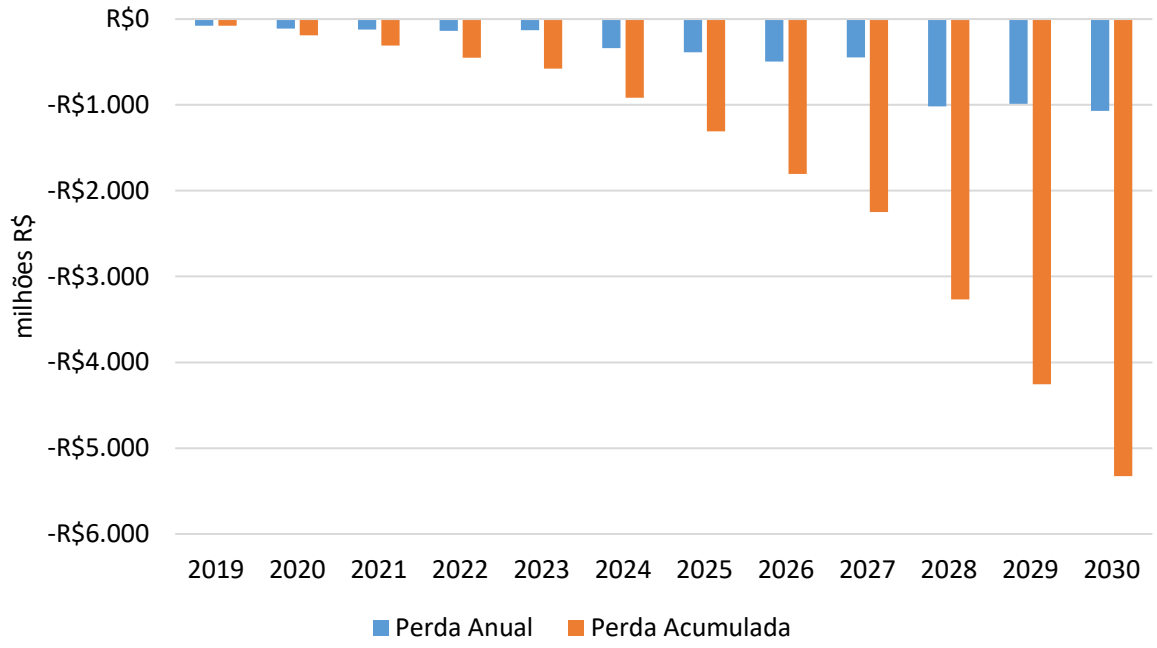



Fonte: elaboração própria

### 5.1.2 Impactos da difusão da GDFV no Brasil

Para o cenário de difusão apresentado acima, estimou-se as perdas de receita para cada distribuidora do país. O resultado consolidado é apresentado na Figura 33.

Figura 33 – Redução na Parcela B de todas distribuidoras analisadas - cenário base

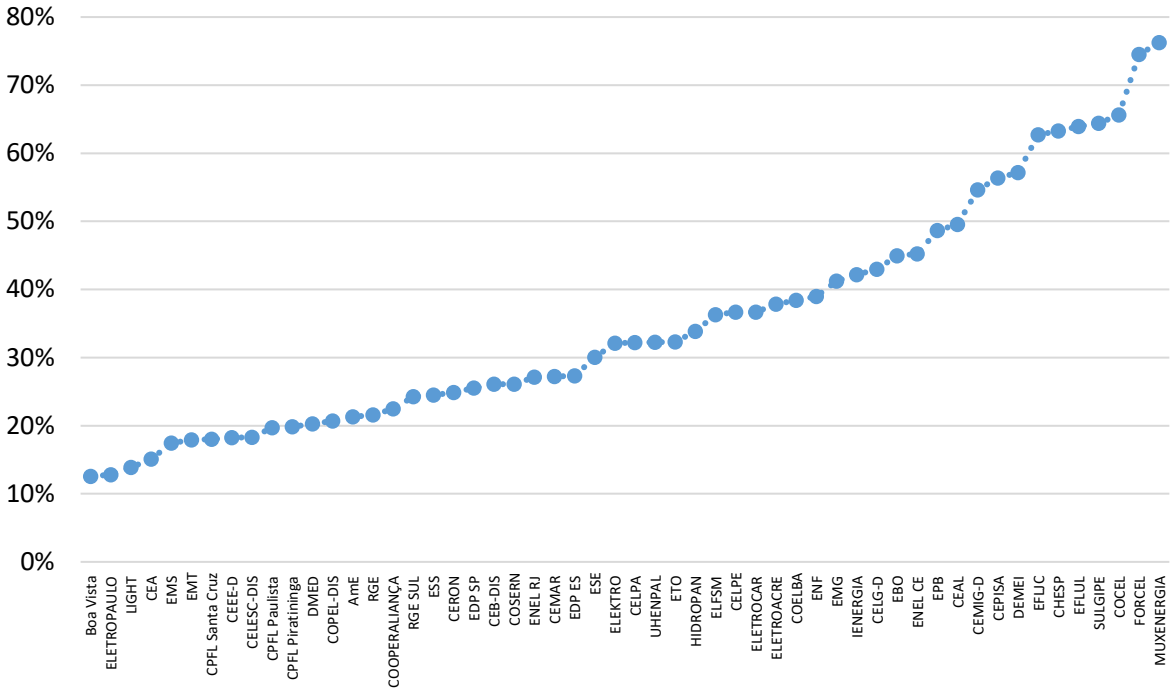



Fonte: elaboração própria

Observa-se que a perda total acumulada chega a mais de R$ 5 bilhões em 2030, já considerando o efeito das revisões tarifárias. Ou seja, mesmo que a revisão periódica recomponha o nível tarifário da distribuidora, no ano seguinte ela torna a observar um mercado de referência comparativamente inferior, o que implica em geração de receita abaixo daquela sem a inserção de GDFV.

Conforme argumentação do item 4.4, um dos efeitos da perda de receita é a redução da capacidade de investimento das distribuidoras, especialmente considerando que seus custos são predominantemente fixos. O gráfico da Figura 34 apresenta a relação entre a perda acumulada até 2030 e o EBIT de cada distribuidora. Observa-se que o impacto é maior para distribuidoras menores, que já têm menor capacidade de investimento, mas também atinge grandes distribuidoras, como Cemig, Enel CE e Celg, que poderão ter mais de 40% do seu EBIT afetado pela perda de receita resultante do sistema de compensação *net metering*.

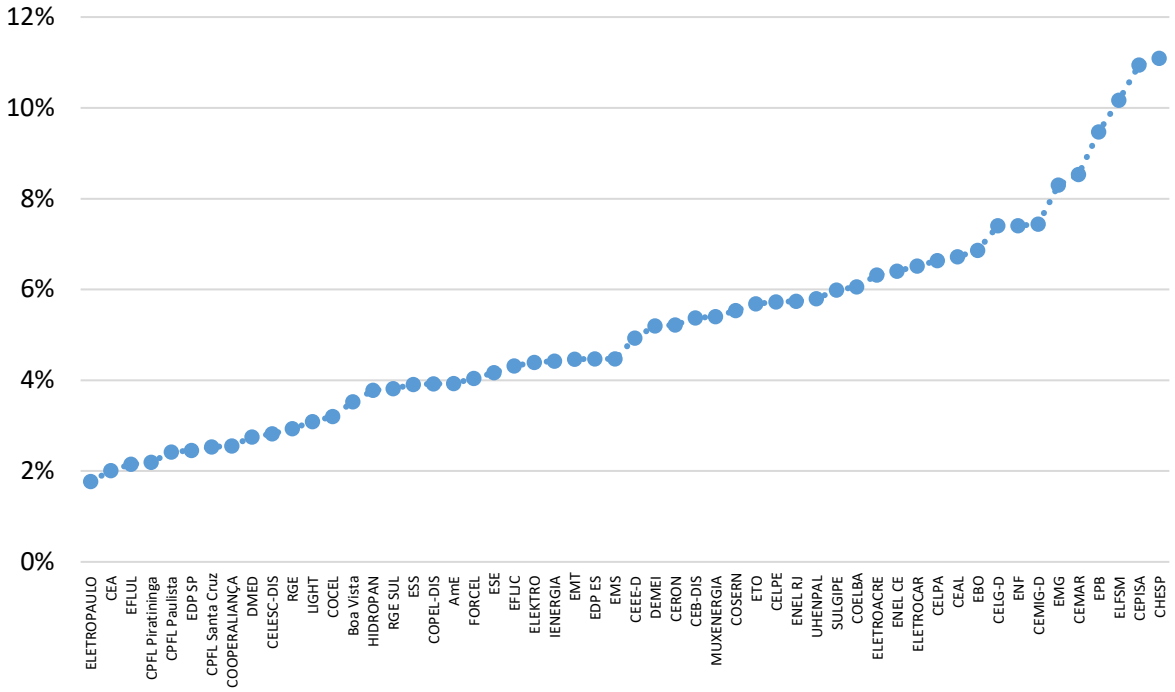
Figura 34 – Perda acumulada sobre EBIT das distribuidoras – cenário base




Fonte: elaboração própria

O gráfico da Figura 35 apresenta o impacto tarifário acumulado ao longo do período, para todas as distribuidoras analisadas. Nota-se que o impacto é bem pequeno para distribuidoras como Eletropaulo e CPFL Paulista, mas pode chegar próximo a 10% para Cemig, EMG e Cemar. Ano a ano esse impacto será menor, sendo na maior parte das vezes imperceptível para os consumidores. Mas, dado o nível já elevado das tarifas, ele não deve ser desprezado.

Figura 35 – Impacto tarifário acumulado da inserção da GDFV (%) – cenário base




Fonte: elaboração própria

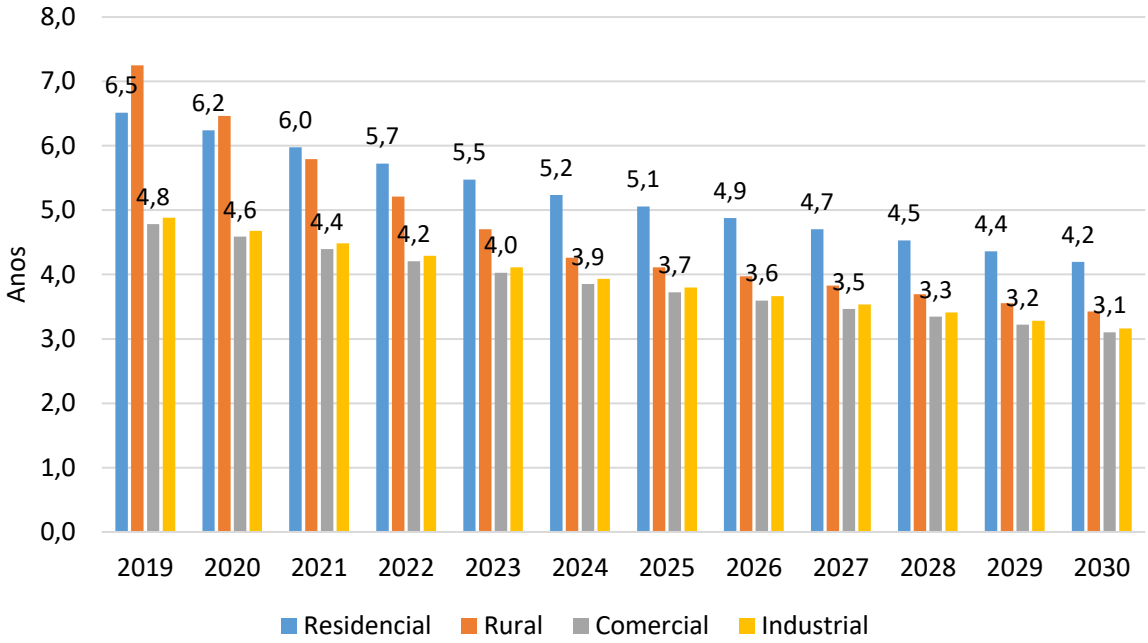
## 5.2 CENÁRIO ALTERNATIVO 1: COBRANÇA DE TUSD FIO B

Para este cenário considerou-se que a TUSD Fio B não será utilizada na valoração do montante de energia injetada na rede pelos sistemas FV. O efeito principal é de aumento do tempo de retorno do investimento, mas menores impactos futuros para distribuidoras e consumidores sem GD.

### 5.2.1 Difusão da GDFV no Brasil

O gráfico da Figura 36 apresenta a evolução do *payback* médio para cada classe de consumidores, no cenário alternativo 1. Nota-se que, na média, os valores são até 24% superiores ao cenário base, considerando o retorno esperado para os adotantes em 2030. Isso resulta do valor menor utilizado na compensação da energia injetada na rede.

Figura 36 - Evolução do *payback* médio – cenário alternativo 1

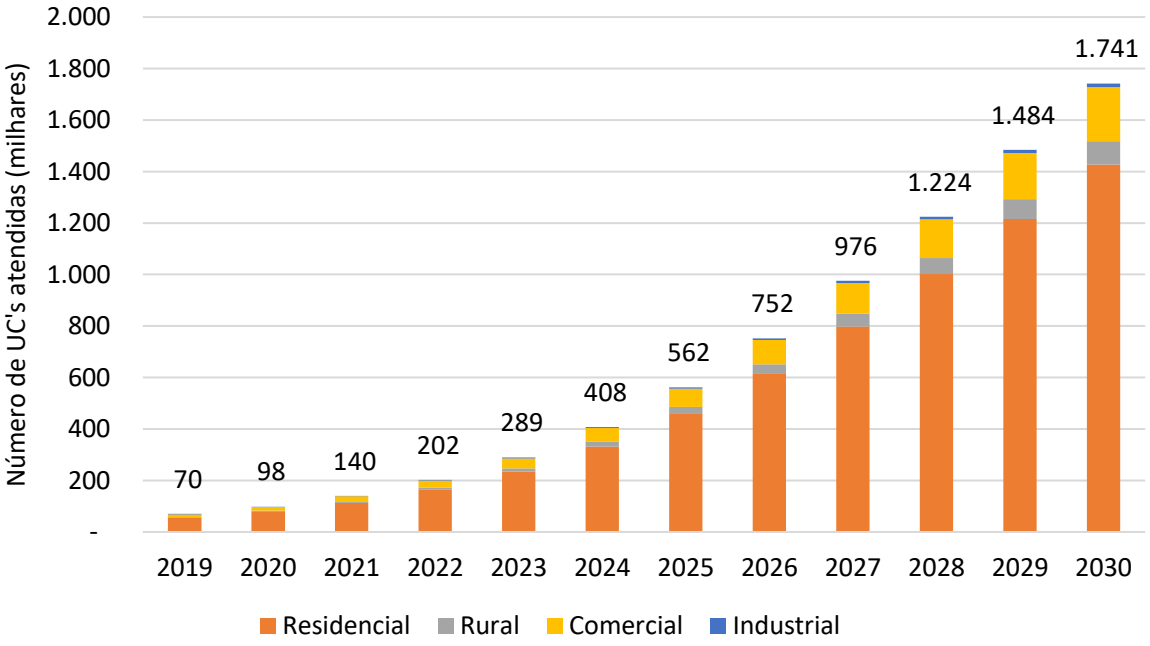



Fonte: elaboração própria

Para este cenário, espera-se que o número de consumidores atendidos por GDFV, em 2030, seja de 1,7 milhão (Figura 37). As proporções de sistemas por classe de consumo permanecem basicamente inalteradas, com predominância da classe residencial – 82% dos sistemas conectados à rede e 53% da potência total instalada de GDFV.

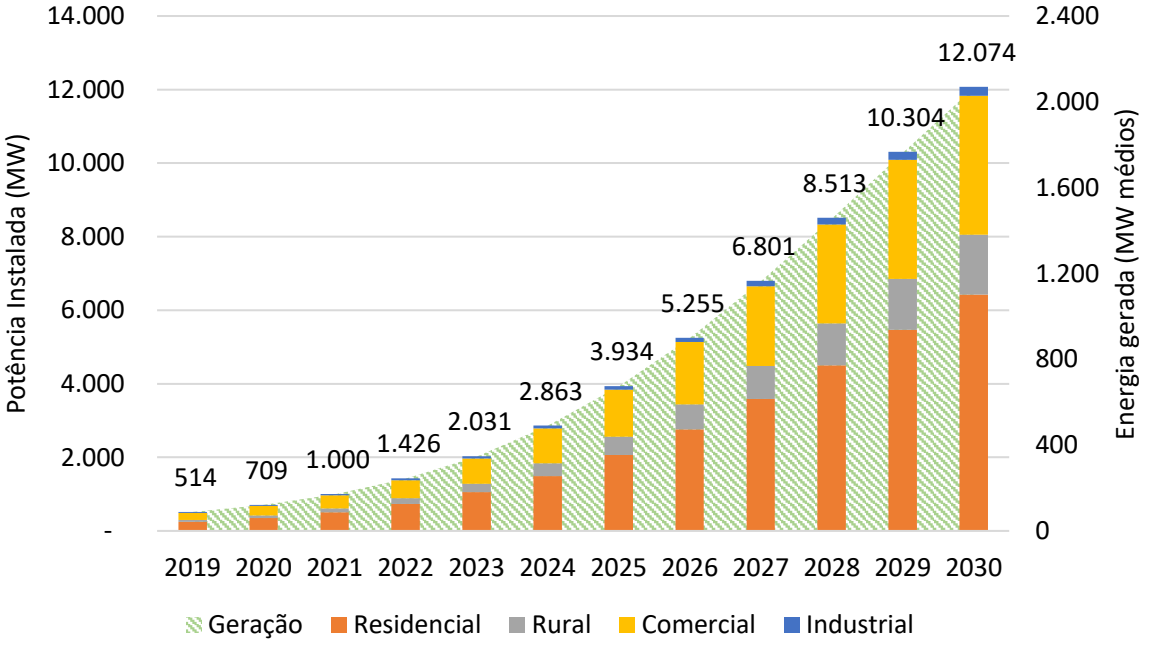
Em termos de potência instalada, o país contaria com 12,1 GW de geração distribuída (Figura 38), representando em torno de 4,5% da capacidade instalada total do país, com geração anual de 2,1 GW médios de energia.

Figura 37 – Número de UC's atendidas por GDFV – cenário alternativo 1




Fonte: elaboração própria

Figura 38 – Potência Instalada e da Geração da GDFV – cenário alternativo 1



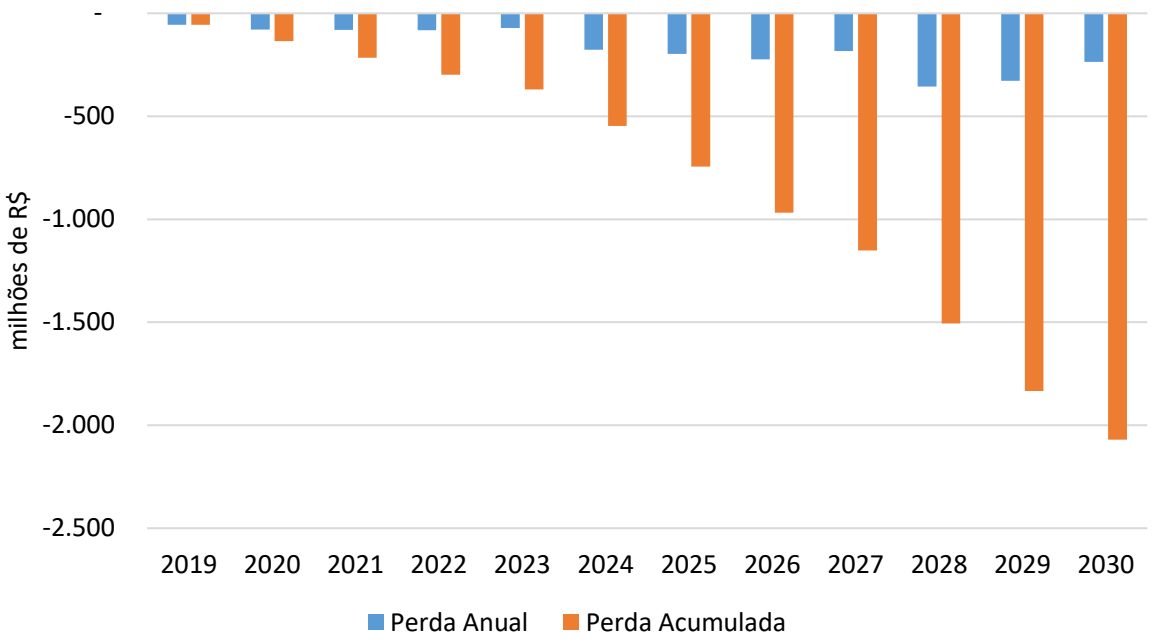

Fonte: elaboração própria

### 5.2.2 Impactos da difusão da GDFV no Brasil

A alteração na forma de valorar a energia injetada na rede reduz os impactos para as distribuidoras. Nesse caso, a redução acumulada de Parcela B alcança pouco

mais de R$ 2,0 bilhões, em 2030, já considerando o efeito das revisões tarifárias periódicas (Figura 39). O valor é 60% inferior ao observado no cenário base.

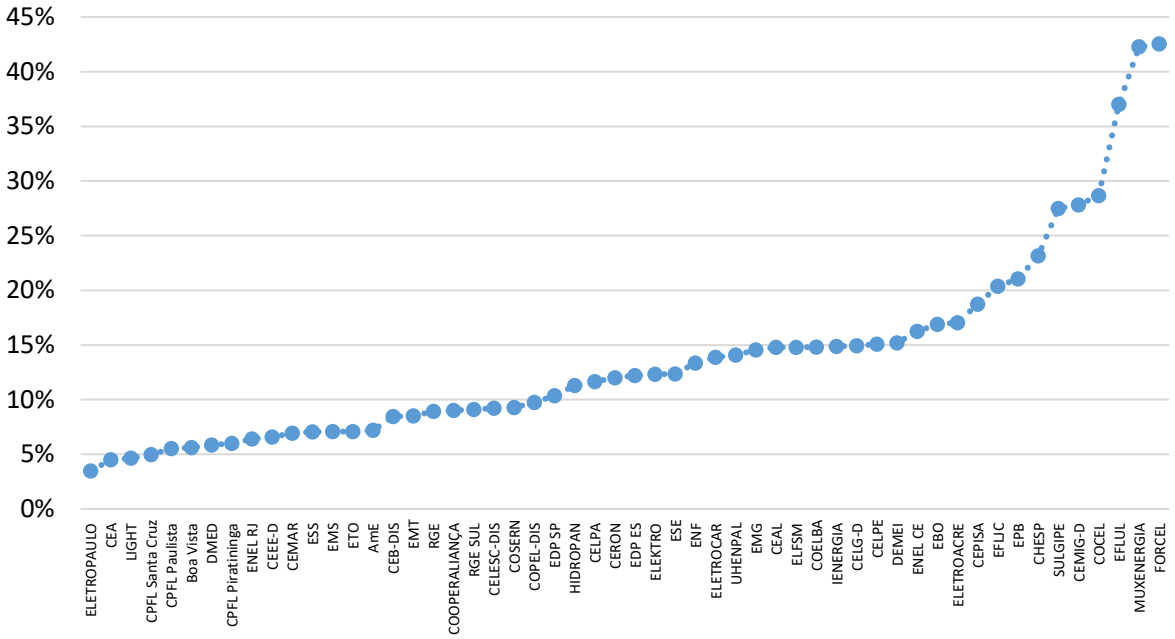
Figura 39 - Redução na Parcela B de todas distribuidoras analisadas - cenário alternativo 1




Fonte: elaboração própria

A relação entre a perda de receita e o EBIT das distribuidoras é apresentada no gráfico da Figura 40. Observa-se que o impacto acumulado sobre o EBIT é menor do que no cenário base, mas ainda expressivo no caso de pequenas distribuidoras, como EFLUL e Forcel, e também no caso de grandes distribuidoras como a Cemig, que teria quase 30% do seu EBIT comprometido com as perdas de Parcela B resultantes da inserção da GDFV.

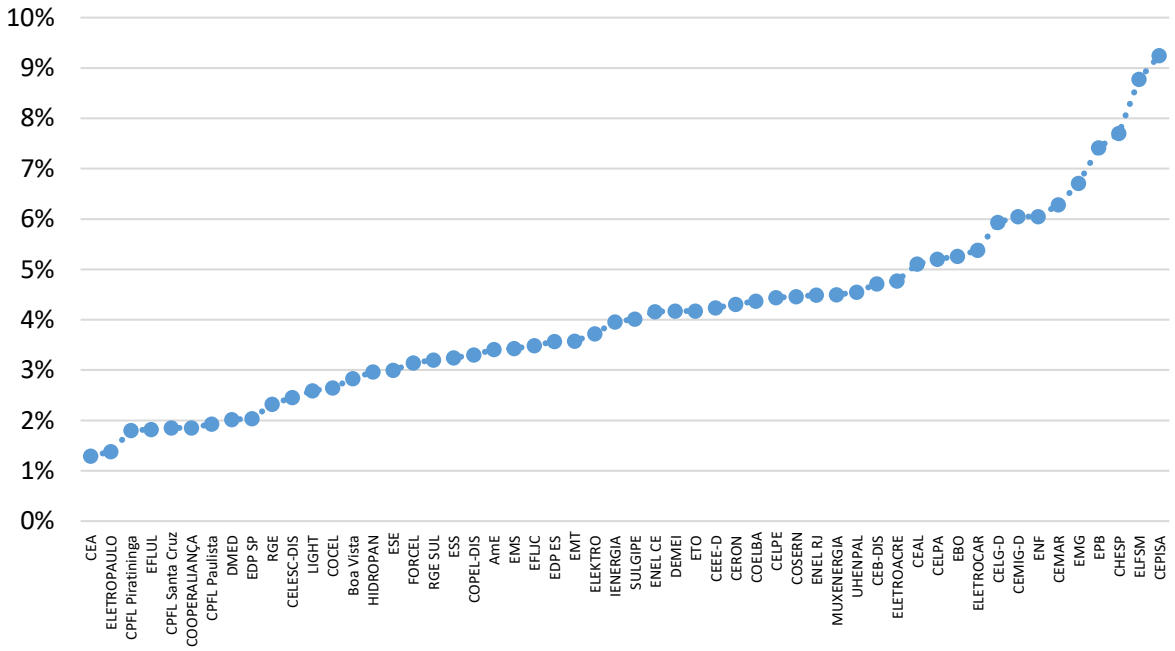
Figura 40 – Perda acumulada sobre EBIT das distribuidoras – cenário alternativo 1




Fonte: elaboração própria

O impacto tarifário resultante é apresentado na Figura 41. Neste cenário, os reajustes ficam abaixo de 10% para todas as distribuidoras, chegando no máximo a 9% no caso da Cepisa. Outras empresas, como CEA e Eletropaulo ficam com reajuste acumulado abaixo de 2%.

Figura 41 – Impacto tarifário acumulado da inserção da GDFV (%) – cenário alternativo 1




Fonte: elaboração própria

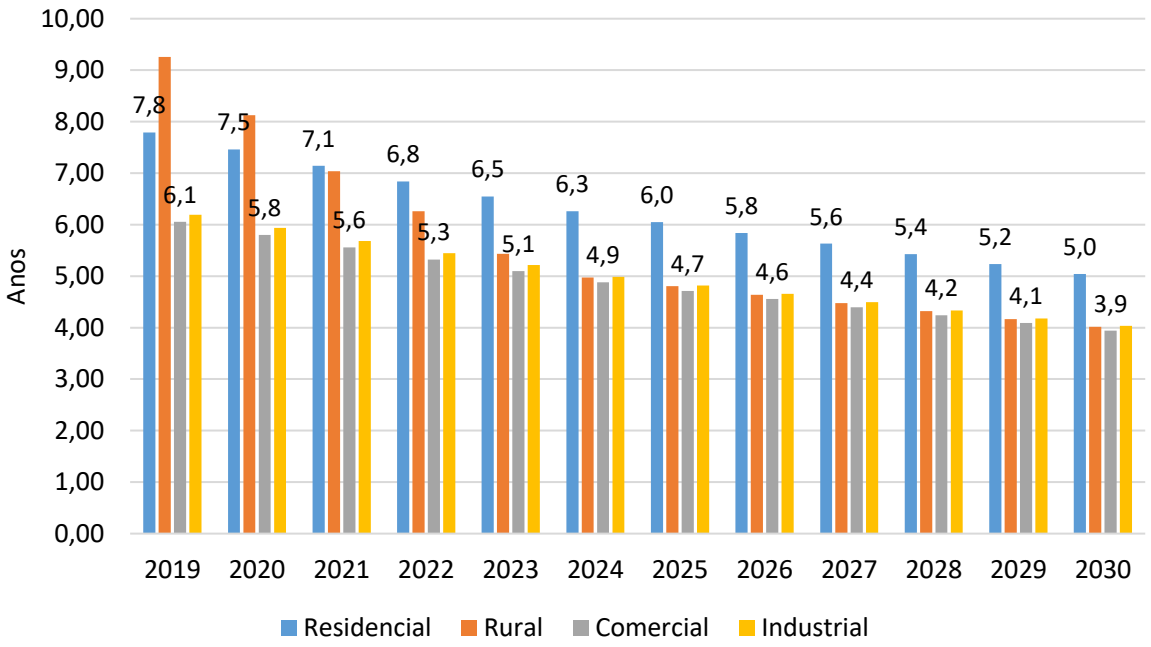
## 5.3 CENÁRIO ALTERNATIVO 2: APLICAÇÃO DA TARIFA BINÔMIA

Neste cenário é avaliado o impacto da aplicação de tarifa binômia para os consumidores da baixa tensão. A metodologia para determinação das partes fixa e variável da tarifa é aquela discutida no item 4.4.3.

### 5.3.1 Difusão da GDFV no Brasil

O gráfico da Figura 42 apresenta a evolução do *payback* médio para o cenário com cobrança de tarifa binômia. Em relação ao cenário base, o *payback* para os consumidores residenciais é quase 50% maior e para os demais consumidores 38% maior. Isso é consequência da cobrança do termo fixo nas tarifas, que implica no pagamento de um montante fixo por mês.

Figura 42 - Evolução do *payback* médio - cenário alternativo 2

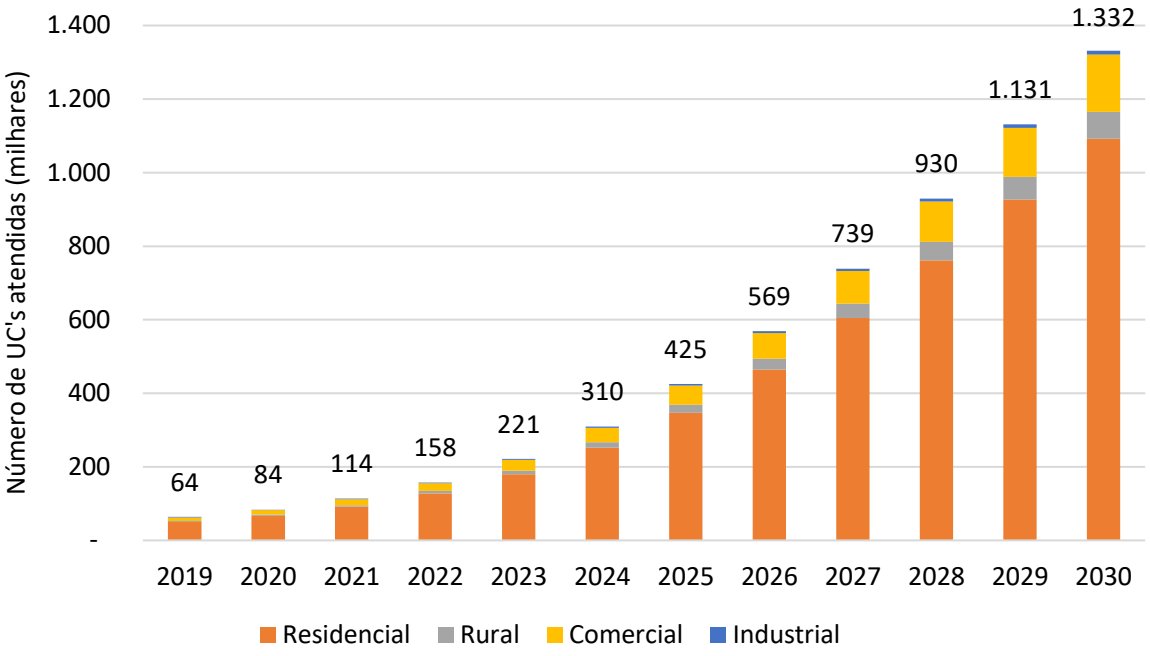



Fonte: elaboração própria

Como consequência de um *payback* mais desfavorável, o número de adotantes é 40% menor e a potência instalada 38% inferior. As projeções de consumidores atendidos por GDFV e a potência instalada para o cenário com aplicação de tarifa binômia são apresentadas nas Figuras 43 e 44. Neste cenário, espera-se 1,3 milhão

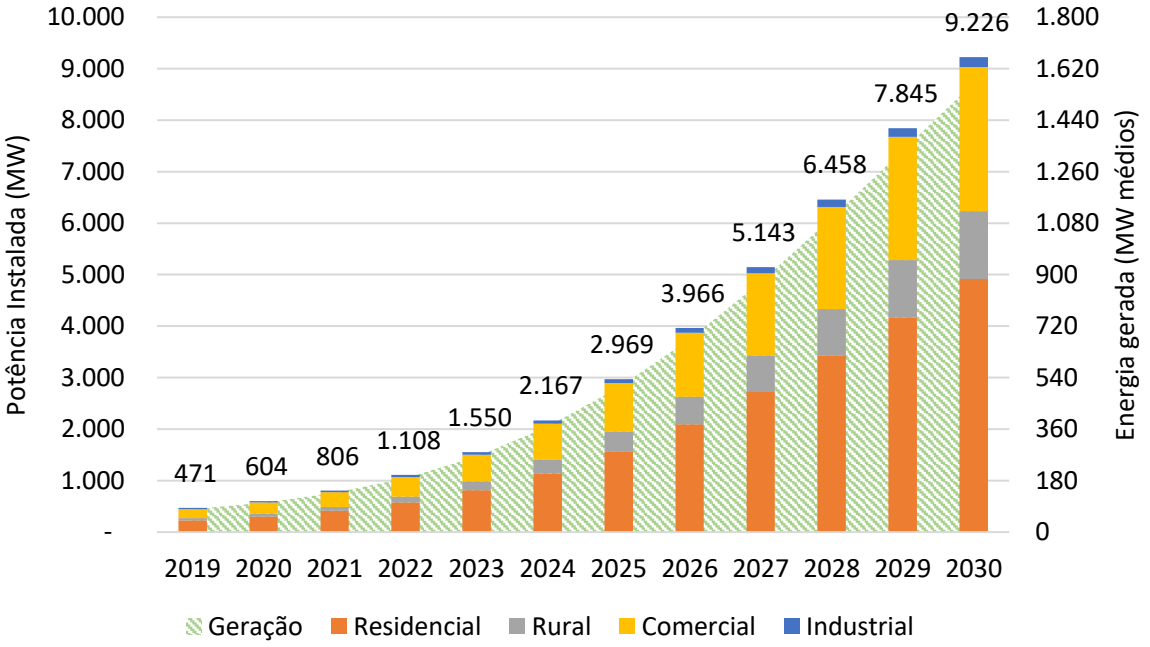
de consumidores atendidos por GDFV em 2030 e pouco mais de 9 GW de potência instalada, gerando 1,5 GW médios de energia.

Figura 43 – Número de UC's atendidas por GDFV – cenário alternativo 2




Fonte: elaboração própria

Figura 44 – Potência Instalada e da Geração da GDFV – cenário 2

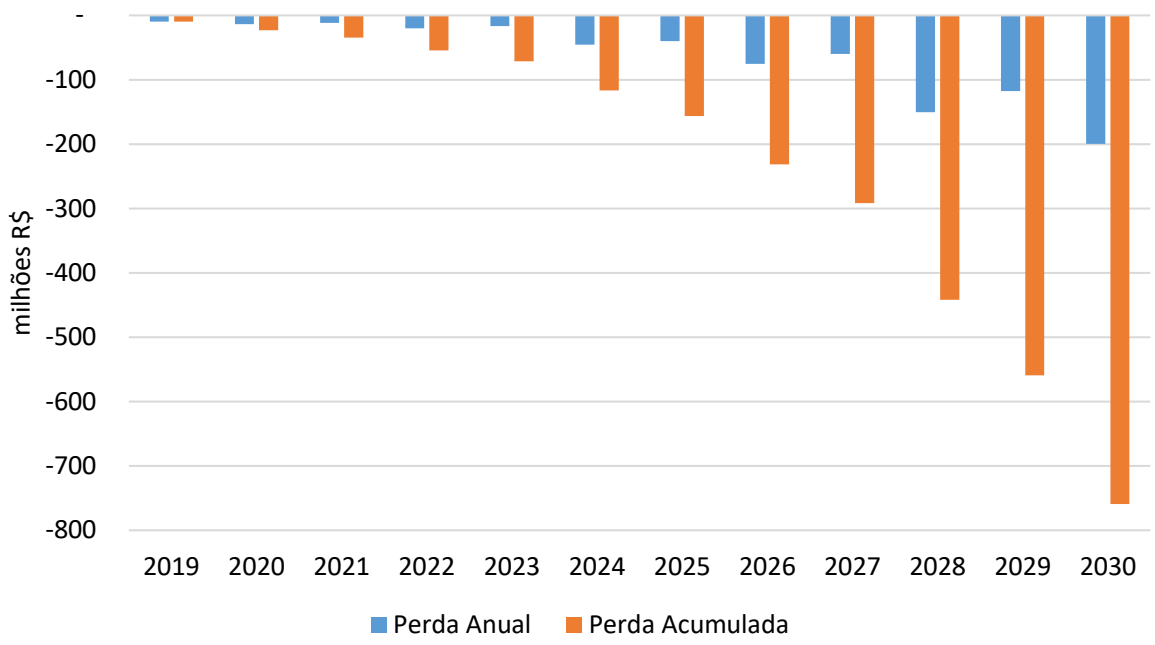



Fonte: elaboração própria

### 5.3.2 Impactos da difusão da GDFV no Brasil

Conforme esperado, neste cenário a perda de Parcela B é reduzida, ficando 86% menor do que no cenário base, alcançando R$ 760 milhões em 2030. Isso se dá em virtude da menor exposição das distribuidoras à variação do consumo, tendo uma pequena parcela de sua tarifa recuperada de forma volumétrica e o restante como parcela fixa. O gráfico da Figura 45 apresenta a evolução no tempo. Também diferente do cenário base onde a perda anual ultrapassava R$ 1 bilhão, nesse caso ela não passa de R$ 200 milhões.

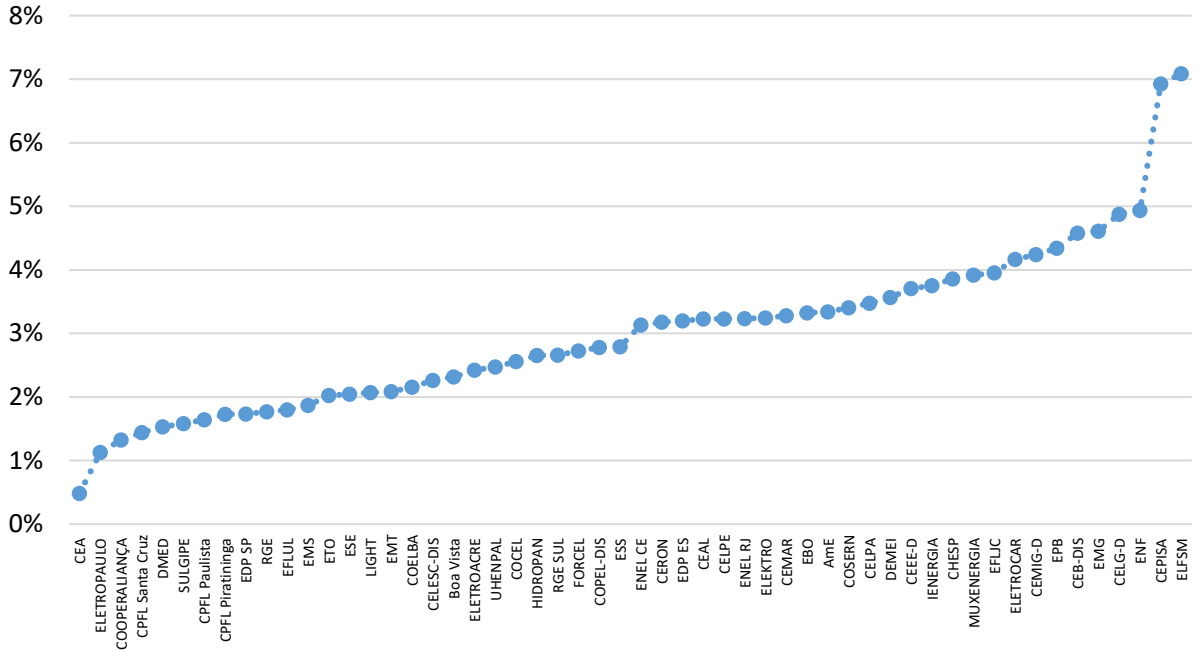
Figura 45 – Variação na Parcela B de todas distribuidoras analisadas - cenário alternativo 2




Fonte: elaboração própria

O gráfico da Figura 46 apresenta os impactos tarifários para o cenário alternativo 2. Nota-se que o efeito acumulado é menor do que nos demais casos, em virtude da projeção inferior de adotantes. Para a maioria dos casos, o reajuste acumulado é inferior a 5%, sendo praticamente imperceptível ao longo dos anos.

Figura 46 – Impacto tarifário acumulado da inserção da GDFV (%) – cenário alternativo 2




Fonte: elaboração própria

## 5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A partir dos resultados apresentados, conclui-se que a manutenção do sistema de compensação *net metering*, seguindo as regras atuais, pode trazer impactos relevantes para as empresas de distribuição e para os consumidores sem GD, conforme a inserção dos sistemas de geração própria avançar. Dentre as duas alternativas analisadas, a aplicação da tarifa binômia para os consumidores da baixa tensão é aquela que traz maior equilíbrio para a receita das distribuidoras e que também minimiza os efeitos para os demais consumidores. Por outro lado, o impacto causado sobre o retorno do investimento pode adiar – ou tornar mais lenta – a inserção da GDFV no país. A alternativa de exclusão da TUSD Fio B da valoração da energia que é injetada na rede se apresenta como cenário que reduz as perdas de receita pelas distribuidoras, mas sem impactar tanto o *payback* da GDFV.

O quadro a seguir resume os resultados obtidos neste estudo.

Tabela 15. Resumo dos resultados obtidos

| | ***Payback* médio (2030)** | **Inserção de GDFV (2030)** | **Impacto para distribuidoras (2030)** | **Impacto nas tarifas (2030)** |
|---|---|---|---|---|
| **Cenário base – regras atuais** | 3,4 anos p/ residencial | 2,2 milhões de UC's 15 GW instalados | Redução de R$ 5 bilhões na Parcela B | De 2 a 10% de aumento acumulado |
| **Cenário alternativo 1 – TUSD Fio B** | 4,2 anos p/ residencial | 1,7 milhão de UC's 12 GW instalados | Redução de R$ 2 bilhões na Parcela B | De 1 a 9% de aumento acumulado |
| **Cenário alternativo 2 – Tarifa binômia** | 5 anos p/ residencial | 1,3 milhão de UC's 9 GW instalados | Redução de R$ 750 milhões na Parcela B | De 0,5 a 7% de aumento acumulado |

Fonte: elaboração própria

Observa-se que há uma relação muito clara entre o desenvolvimento da GDFV e os impactos para as distribuidoras e para as tarifas. Conclui-se deste ponto que, ao menos para o modelo tarifário brasileiro, o sistema de compensação *net metering* constitui um subsídio cruzado nas tarifas de energia elétrica.

Por definição, "*um subsídio é o resultado de uma ação governamental que confere vantagem a consumidores ou produtores para complementar renda ou reduzir custos*" (OECD, 2005). De forma geral, a concessão de subsídios por parte dos entes públicos constitui-se política legítima, a fim de incentivar determinados grupos econômicos. O problema é que tais políticas podem ter como consequências a redução da competitividade do setor como um todo ou mesmo a redução do bem-estar social geral (OECD, 2004).

Logo, independente dos méritos e benefícios da GD – e eles existem – algumas questões emergem da discussão acima: (i) está claro para a sociedade que há um subsídio implícito nas tarifas para incentivar a inserção da GDFV no país?; (ii) haveria uma forma de tornar esse subsídio mais transparente, de forma que a sociedade possa tomar uma decisão racional, baseada em fatos, sobre qual nível de GDFV ela quer no país?; (iii) em um país cheio de desigualdades como o Brasil, qual o limite aceitável de benefícios para o desenvolvimento de agentes econômicos; e (iv) como eventuais benefícios da GD – como postergação de investimentos na distribuição e na transmissão – operam na tarifa de energia elétrica?

Uma forma de tornar o subsídio mais transparente seria aplicar a TUSD Fio B sobre o montante injetado na rede, mas com aplicação de um desconto para os

consumidores com GD – como é feito no caso das fontes incentivadas para o mercado livre, por exemplo. Nesse caso, o valor do desconto poderia ser repassado aos demais consumidores via encargo tarifário, o que tornaria claro o valor anual dado para incentivo à GD no país. É fundamental que tal desconto tenha previsão de término, que pode acompanhar a inserção da GD no país.

Assim, por exemplo, a aplicação da TUSD Fio B poderia iniciar com um desconto de 80% e ir sendo reduzida em 10% a cada 500 MW de potência instalada de GD. Nesse caso, o desconto seria zerado quando o país estivesse próximo a 5 GW de capacidade instalada distribuída. Destaca-se que se trata apenas de um exemplo, que pode ser facilmente calibrado, conforme uma diretriz de Estado para a inserção de GD no país – ou seja, de acordo com aquilo que a sociedade julga razoável dar de incentivo para esta modalidade de geração de energia.

A mesma proposta se aplica ao caso da tarifa binômia. Salienta-se que a aplicação desta modalidade teria benefícios não apenas para as distribuidoras, mas para o setor como um todo, ao dar sinais de preços mais adequados aos consumidores. Porém, nota-se que seu impacto para a evolução da GD tem contaminado as discussões, criando um clima hostil entre os agentes. Uma forma de solucionar tal impasse seria aplicar um desconto – ainda que temporário – sobre a parcela fixa dos consumidores com GD, sob o argumento do incentivo.

Sobre a quarta questão proposta, destaca-se que uma postergação de investimentos não é percebida pelo consumidor da mesma forma que uma redução no mercado. Primeiro porque uma redução de mercado implica em reajustes tarifários já no ano seguinte, quando a Parcela A é recalculada e dividida por uma base de consumo menor. Segundo, porque a remuneração de determinado investimento na tarifa é refletida no processo de revisão tarifária, ao ser incorporado à Base de Remuneração Regulatória (BRR). Porém, mesmo após incorporado à BRR, o que o consumidor percebe nas tarifas é o custo anual da depreciação daquele ativo (conforme cálculo da QRR) e não o valor do ativo como um todo. É claro que no longo prazo todo aquele investimento será amortizado e devidamente remunerado, todavia, no curto prazo, a dinâmica tarifária suaviza o impacto tarifário dos investimentos feitos. Logo, diferente da redução de mercado que é sentida “imediatamente” pelo consumidor, o impacto tarifário da postergação dos investimentos tem um resultado de mais longo prazo.

Por outro lado, a mudança do sistema de compensação, ou do modelo tarifário da baixa tensão, pode trazer efeitos negativos para o desenvolvimento dessa importante fonte de geração no país. A inserção da GD tem benefícios imensuráveis, como a democratização do acesso à energia e o aumento no protagonismo dos consumidores – em um setor extremamente centralizador, como o setor elétrico brasileiro. Logo, é fundamental que Executivo e Legislativo estejam atentos a tais questões, a fim de tomar decisões sóbrias e que tenham em vista o bem-estar social geral e não apenas de determinados segmentos da sociedade ou da economia.

# 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo do presente trabalho é demonstrar quais as repercussões da inserção de GDFV no país para a saúde financeira das distribuidoras e para as tarifas dos demais consumidores. Em nenhum momento visa-se diminuir os benefícios da GD para o setor elétrico brasileiro ou mesmo inibir seu desenvolvimento ainda recente no país. Porém, entende-se necessário apenas avaliar se o sinal de preço dado aos consumidores – com e sem geração própria – está correto. Afinal, sinais de preço equivocados ainda que representem benefícios temporários para determinada classe de consumidores, acabam se tornando em problemas futuros, muitas vezes incontornáveis.

Os resultados apresentados no Capítulo 5 demonstram que apesar das projeções animadoras, o segmento de GDFV ainda engatinha no Brasil. Caso as projeções feitas se concretizem, em 2030, menos de 3% dos consumidores de todo o país terão seu sistema de geração própria. É claro que de um universo de 100 milhões de consumidores, esse é um número expressivo. Mas os avanços tecnológicos dos próximos anos ainda podem trazer surpresas.

Os resultados de perda de receita para as distribuidoras não são desprezíveis. Ainda que o efeito tarifário acumulado não ultrapasse 10% - disperso ao longo do tempo –, as consequências para o negócio de distribuição no Brasil precisam ser consideradas. Uma perda acumulada superior a R$ 5 bilhões não apenas afeta os acionistas das empresas, mas também pode ter impactos na qualidade dos serviços, caso venham a afetar os investimentos na rede. E dado que este montante pode representar até 70% do resultado de determinadas distribuidoras, não se deve desprezar o efeito sobre a capacidade de investimento das empresas.

Por ser um setor capital-intensivo, a estabilidade regulatória e a previsibilidade das regras são dois pilares fundamentais para a garantia de investimentos futuros em infraestrutura e, em especial, no setor de energia elétrica. Nesse sentido, a manutenção dos investimentos é função da atuação do Poder Concedente, que por meio de contratos apresenta suas exigências para a prestação dos serviços, do Legislador, que orienta as políticas públicas pela discussão de Leis, e do Regulador, que é o responsável pelo cumprimento dos contratos e da legislação vigente.

Conforme apresentado no Capítulo 1, a ANEEL tem tido papel relevante no desenvolvimento da MMGD no país. A promulgação da REN 482/2012,

posteriormente revisada pela REN 687/2015, criou o ambiente regulatório necessário para os primeiros investimentos em GDFV. Com a consolidação das regras e o desenvolvimento da tecnologia, a MMGD ultrapassou, em pouco tempo, 800 MW de capacidade instalada em pouco mais de 70 mil sistemas de geração.

Todavia, a partir do exposto no Capítulo 3 e dos resultados apresentados, ficou evidente que o atual modelo tarifário da distribuição precisa de aprimoramentos. Ainda que ao longo dos últimos anos o atual sistema tenha dado os incentivos necessários para as distribuidoras investirem e melhorarem a qualidade dos serviços prestados, a inserção de novas tecnologias de digitalização e descentralização do setor elétrico tornam premente a revisão do atual modelo tarifário. Nesse sentido, a discussão proposta pela ANEEL de aplicação da tarifa binômia para consumidores da baixa tensão é necessária e deve ser complementada por outras consultas.

Algumas recomendações para o regulador podem ser feitas a partir deste trabalho de pesquisa.

a) Sinais de preço correto resultam de transparência na composição das tarifas. Independente do mérito do sistema de compensação *net metering* no incentivo à MMGD, subsídios cruzados implícitos podem ter efeitos adversos para a sociedade, como redução do bem-estar social e perda de competitividade da economia (aumento do “custo Brasil”). Logo, tornar o benefício explícito nas tarifas é um passo importante para o desenvolvimento sustentável da MMGD no país.

b) Avaliar os efeitos do sistema de compensação *net metering* para a sustentabilidade econômica do negócio de distribuição no país. A despeito dos méritos da análise de custo-benefício da GD – utilizada, por exemplo, no âmbito da AP 01/2019, da ANEEL –, alguns custos e benefícios impactam a tarifa de energia de forma diferente (ver exemplo dado sobre a postergação e investimentos na distribuição, no item 5.4). Assim, além da análise de custo-benefício, uma análise econômica e financeira mais detalhada deve ser feita tendo em vista as empresas de distribuição.

c) Subsídios são objeto de política pública governamental e, portanto, deveriam ser desenvolvidos no âmbito dos Poderes Executivo e Legislativo. Ainda que a ANEEL tenha desempenhado papel fundamental na promoção da MMGD no país, questiona-se se uma Resolução Normativa do regulador é o instrumento mais adequado para criação de subsídios nas tarifas. É

importante que os Ministérios competentes e o Legislativo não se omitam dessa importante tarefa, a fim de que os incentivos para determinado grupo econômico estejam alinhados com uma visão mais ampla de Estado e país.

d) A discussão do modelo tarifário da baixa tensão é fundamental e deveria preceder qualquer revisão nas normas da MMGD. Conforme apontado no capítulo 3, o atual modelo tarifário brasileiro não convive de forma harmoniosa com novas tecnologias, especialmente aquelas de gestão pelo lado da demanda. Portanto, os estudos sobre a tarifação binômia, assim como substituição do parque de medição do país, devem ser concluídos o quanto antes, a fim de criar as condições necessárias para desenvolvimento das soluções energéticas distribuídas e mesmo das redes inteligentes.

e) O sistema *net metering* não é a única forma de incentivar a inserção da GD no país. Outros modelos de negócios e mecanismos poderiam ser utilizados para compensar o reequilíbrio do sistema de compensação, como a venda de excedentes da GD, por exemplo. Um mecanismo de mercado, que permitiria ao consumidor com geração própria comercializar excedentes e auferir receitas além da compensação dos créditos na fatura.

Os resultados aqui apresentados também demonstram que há amplo espaço para estudos futuros, para aperfeiçoamento da regulação da GD e do modelo tarifário vigente no Brasil. Aspectos como: sinal locacional e tarifas dinâmicas não foram aqui avaliados e podem ter relevante influência sobre o processo de difusão da GDFV no país. A diferenciação de tarifas regionalmente, por exemplo, sinaliza ao consumidor em qual local da rede é mais importante para o sistema que a geração seja conectada. Diferentes valores de tarifas ao longo do dia também podem representar um grande benefício para a fonte solar fotovoltaica, especialmente com a transição do pico de demanda para o meio da tarde – momento em que ocorrem os maiores níveis de geração da fonte.

Outros temas como a comercialização de excedentes, valoração dos atributos da energia injetada e precificação de serviços ancilares também podem ser objeto de estudos futuros, com alto potencial para tornar o negócio de geração distribuída no país cada vez mais atrativo e economicamente viável.

# BIBLIOGRAFIA

ABRADEE. **ICMS por classes de consumo, 2018**. Disponivel em: <http://www.abradee.org.br/mapa-brasil-icms-por-classes-de-consumo/>. Acesso em: 11 abril 2019.

ACENDE BRASIL, I. **Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos**. São Paulo, p. 24. 2011.

AGORA. **Projected EEG Costs up to 2035**. *Agora Energiewende*. Berlin. 2016.

ALLAN, G. et al. **The economics of distributed energy generation: A literature review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 543-556, 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 414, de 9 de setembro de 2010**. Brasília. 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília. 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 610, de 1º de abril de 2014**. Brasília. 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 648, de 3 de fevereiro de 2015**. Brasília. 2015a.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília. 2015b.

ANEEL. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. Brasília. 2017a.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília. 2017b.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**. Brasília. 2017c.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 775, de 10 de julho de 2017**. Brasília. 2017d.

ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2018a.

ANEEL. **Nota Técnica nº 46/2018-SGT/ANEEL**. Brasília. 2018b.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 807, de 6 de março de 2018**. Brasília. 2018c.

ANEEL. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - SIGEL**, 2018d. Disponivel em: <http://sigel.aneel.gov.br>. Acesso em: 9 julho 2018.

ANEEL. **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**, 2019a. Disponivel em: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 11 abril 2019.

ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**, 2019b. Disponivel em: <http://www.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>. Acesso em: 13 abril 2019.

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**, 2019c. Disponivel em: <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em: 20 janeiro 2019.

ARDANI, K. et al. **Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV) 2017–2030**. *National Renewable Energy Laboratory*. Colorado, p. 44. 2018.

BASS, F. M. **A new product growth for model consumer durables**. *Management Science*, v. 15, n. 5, p. 215-227, 1969.

BMWI. **EEG-Umlage 2018: Fakten & Hintergründe**. *Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie*. Berlin. 2017.

BRASIL. **Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004**. Brasília. 2004a.

BRASIL. **Decreto n. 5163, de 30 de juho de 2004**. Brasília. 2004b.

BRASIL. **Lei n. 13.203, de 8 de dezembro de 2015**. Brasília. 2015a.

BRASIL. **Decreto n. 8.461, de 2 de junho de 2015**. Brasília. 2015b.

BRITO, E. H. G. D. **Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil: aperfeiçoamentos da metodologia tarifária a partir de parâmetros da continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 349. 2017.

BURGER, S. P.; LUKE, M. **Business Models for Distributed Energy resources: a review and empirical analysis**. MIT. USA, Cambriedge, p. 40. 2016.

CAISO. **Managing oversupply**. *California ISO*, Califórnia, 2019. Disponivel em: <http://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx>. Acesso em: 20 abril 2019.

CASTRO, N. D. et al. **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída**. Gesel/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 64. 2018a.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. **Experiências Internacionais em Geração Distribuída: motivações, impactos e ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018b.

CEER. **Electricity Distribution Network Tariffs: CEER Guidelines of Good Practice**. *Council of European Energy Regulators*. Brussels, Belgium. 2017.

DENHOLM, P.; DRURY, E.; MARGOLIS, R. **The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results**. NREL. Colorado, p. 63. 2009.

EIA. **Short-Term Energy Outlook**. *Energy Information Administration*. Washington DC. 2019.

EL HAGE, F. **A estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ELETROPAULO. **Contribuição referente à Consulta Pública Nº 002/2018**. Eletropaulo. São Paulo. 2018.

EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica no Brasil - Condicionantes e Impactos**. EPE. Rio de Janeiro. 2014.

EPE. **Eficiência Energética e Geração Distribuída: para os próximos 10 anos** *(2015-2024)*. EPE. Rio de Janeiro, p. 92. 2016.

EPE. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026)**. EPE. Rio de Janeiro, p. 95. 2017.

EPE. **Caderno de Demanda de Eletricidade**. Rio de Janeiro. 2018a.
EPE. **Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2018b.

EPE. **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2018c.

EUROPEAN COMMISSION. **Study on tariff design for distribution systems - Final Report**. EU. Bruxelas, p. 182. 2015.

FRANZ, B. F. **Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply**. GIZ. Santiago. 2016.

FU, R. et al. *U.S.* **Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018**. *National Renewable Energy Laboratory*. Colorado, p. 73. 2018.

FUGIMOTO, S. K. **Estrutura de tarifas de energia elétrica: análise crítica e proposições metodológicas**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 195. 2010.
GODOI, M. **Falta de contratos trava expansão da GD via distribuidoras**. *CanalEnergia*, 2018. Disponivel em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53053369/falta-de-contratos-trava-expansao-da-gd-via-distribuidoras>. Acesso em: 4 abril 2018.

GREENER. **Mercado Fovoltaico de Geração Distribuída: Estudo Estratégico**. São Paulo. 2019.

HECO. **Hawaiian Electric Companies propose plan to sustainably increase rooftop solar**, 2015. Disponivel em: <https://www.hawaiianelectric.com/hawaiian-electric-companies-propose-plan-to-sustainably-increase-rooftop-solar>. Acesso em: 17 abril 2019.

IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica.** Instituto Ideal. Florianópolis, p. 68. 2017.

IEA. **New business models for power: setting the scene**. Paris, France. 2017a.
IEA. **IEA PVPS TRENDS 2017 in Photovoltaic Applications**. IEA. Sankt Ursen. 2017b.

IEA. **Trends 2018 in Photovoltaic Applications**. *International Agency Energy*. St. Ursen, Switzerland, p. 88. 2018.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. IRENA. Abu Dhabi, p. 160. 2018.

ISE. **Photovoltaics Report**. *Fraunhofer Institute for Solar Energy*. Freiburg, p. 47. 2018.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 109. 2014.

LABREN. **LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia**, 2018. Disponivel em: <http://labren.ccst.inpe.br>. Acesso em: 10 julho 2018.

MANKIW, G. N. **Introdução à Economia**. 3ª. ed. São Paulo: Cengage, 2009.

MIT. **Utility of the future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition**. Cambriegde, MA: Massachusetts Institute of Technology, 2016.

MME. **Relatório Final do Plano de Redução Estrutural das Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**. Ministério de Minas e Energia. Brasília/DF. 2018a.

MME. **Portaria n. 65, de 27 de fevereiro de 2018**. MME. Brasília. 2018b.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. 2018.

NREL. **Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant**. *National Renewable Energy Laboratory*. Golden. 2017.

OECD. **Competition Policy in Subsidies and State Aid**. *OECD Journal: Competition Law and Policy*, Paris, v. 6/1, 2004.

OECD. **Environmentally Harmful Subsidies: Challenges for Reform**. *Organisation for Economic Cooperation and Development*. Paris. 2005.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2ª. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

RAUSCHMAYER, H. **Contribuições da experiência alemã para a regulamentação da geração distribuída no Brasil**. Solarize. Brasília. 2018.
REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**. Paris. 2018.

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. *The Free Pass*, New York, USA, n. 5 th edition, 2003.

RÜTHER, R.; ZILES, R. **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil**. *Energy Policy*, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011.

SANTOS, P. E. S. **Tarifa de distribuição para unidades consumidoras e micro-geradores considerando a elasticidade-preço das cargas**. UNIFEI. Itajubá, p. 163. 2008.

SPE. **Global Market Outlook for Power Solar - 2016-2020**. Bélgica. 2016.

STATS, C. D. **California Distributed Generation Statistics**, 2019. Disponivel em: <https://www.californiadgstats.ca.gov/>. Acesso em: 16 abril 2019.
TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

VIEIRA, D. **Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede**. Universidade de Brasília. Brasília/DF, p. 186. 2016.

# APÊNDICE A – TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

## A.1 A INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE

O modelo regulatório ora vigente no Brasil, apesar de ter passado por inúmeras pequenas alterações desde sua concepção, ainda é o “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”, de 2004, que resultou das discussões posteriores à crise de abastecimento de 2001 – conhecida popularmente como “Racionamento”. Legalmente, ele está fundamentado na Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 2004a) e no Decreto nº 5.163/2004 (BRASIL, 2004b). Em termos gerais, o Novo Modelo foi construído sobre três pilares fundamentais: segurança do abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços de energia elétrica.

Em relação ao modelo anterior, o Novo Modelo apresentou uma série de alterações, a saber (TOLMASQUIM, 2011):

i. Criação de dois ambientes de contratação de energia: Regulado (ACR), com contratação de energia via leilões centralizados, e Livre (ACL), com contratação de energia bilateralmente;
ii. Reorganização das competências institucionais e criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), agente responsável pela gestão dos contratos e liquidações financeiras do setor, e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento setorial de médio e longo prazo;
iii. Retomada de programas de universalização.

O sucesso do modelo é atestado pelos seus anos de aplicação, cumprindo com as metas de garantir a segurança no abastecimento e universalizar os serviços de energia elétrica. Todavia, a escalada tarifária observada no país nos últimos anos, parece apontar a exaustão do atual modelo e necessidade de se reavaliar diversas dispositivos, como: a contratação de energia pelas distribuidoras, via leilões centralizados; a rigidez nas regras de migração para o ACL; a ampla concessão de subsídios para grupos seletos; o modelo de formação de preços por modelos computacionais; etc.

Nesse contexto, diversos fóruns de discussão têm feito propostas para aperfeiçoamento do modelo regulatório atual, de forma a adequar as regras do setor a um novo momento da indústria de eletricidade, com maior presença de fontes

renováveis e intermitentes – o que traz maior volatilidade para o preço da energia no curto prazo –, com geração descentralizada – alterando o paradigma tradicional dos sistemas elétricos de potência – e maior protagonismo dos consumidores, especialmente com o advento das redes inteligentes. Assim, é fundamental que uma reforma no modelo regulatório adote mecanismos de mercado capazes de dar maior dinamismo ao setor, segurança jurídica e estabilidade regulatória para os investidores, transparência na formação de preços e liberdade para os consumidores.

Todavia, ainda que se opte por um modelo setorial mais orientado pelo mercado do que por estruturas rígidas de regulação, alguns setores ainda exigirão um arrazoado de regras capazes de cuidar do seu funcionamento. E isso se dá justamente por conta da lógica de mercado, que exige regulação em atividades conhecidas como “monopólios naturais”.

Segundo Mankiw (2009):

> uma indústria é um monopólio natural quando uma só empresa consegue ofertar um bem ou serviço a um mercado inteiro a um custo menor do que duas ou mais empresas. Um monopólio natural surge quando há economias de escala para toda a faixa relevante de produção. (MANKIW, 2009, p. 316)

Aplicada à indústria de eletricidade, constata-se que todos os segmentos de transporte de energia possuem características de monopólio natural. Primeiro, porque na possibilidade de mais de uma empresa atender determinada região, o custo total médio das empresas seria superior ao custo médio de um único agente, pelo fato de haver sobreposição nas atividades. Segundo, porque em virtude dos altos investimentos necessários é altamente inviável a presença de duas infraestruturas de transporte ocupando a mesma região geográfica.

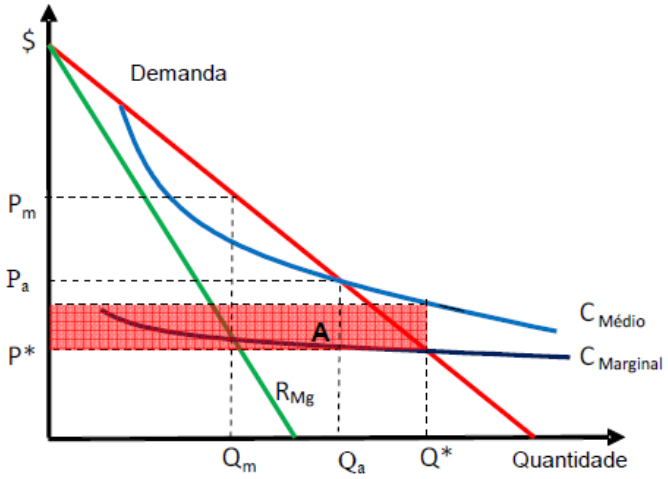
De forma mais elaborada, Fugimoto (2010) afirma:

> Do ponto de vista de uma empresa no mercado competitivo, a curva de demanda corresponde ao preço estabelecido pelas forças de mercado (oferta de mercado *versus* demanda de mercado), sendo constante independentemente da quantidade. Como há “infinitas” empresas nessa estrutura de mercado, nenhuma delas tem condições de alterar o preço ou praticar preço superior ao estabelecido no mercado por não dispor de quantidade suficiente. Contudo, a esse preço dado pelo mercado, a empresa poderá vender até o limite da sua estrutura de custos que corresponde a quantidade em que o custo marginal do produto iguala ao preço de mercado. Por outro lado, no monopólio, a curva de demanda da empresa é a própria curva de demanda do mercado como um todo. A empresa monopolista, ao ser exclusiva no mercado, não está sujeita aos preços competitivos. O monopolista não utiliza a igualdade entre a oferta e a demanda para determinar preço e quantidade de equilíbrio, como no mercado competitivo. A maximização dos lucros é obtida igualando-se o custo marginal à receita marginal.

> Comparando essa condição com um mercado em concorrência perfeita, no qual o preço de equilíbrio é a interseção da curva de demanda com a curva de custos marginais, observa-se que a condição de maximização de lucro em monopólio não otimiza a condição de bem-estar social, pois o preço é superior ao custo marginal no ponto em que este equivale à receita marginal. (FUGIMOTO, 2010, p. 24-5)

O argumento de Fugimoto pode ser observado no gráfico da Figura 47, abaixo.

Figura 47 – Preço e Demanda em monopólios naturais




Fonte: Adaptado de Fugimoto (2010)

Onde:

$Q_m$ é a quantidade no ponto em que o custo marginal é igual à receita marginal;

$P_m$ é o preço no ponto em que o custo marginal é igual à receita marginal;

Q* é a quantidade no ponto em que a curva de custo marginal corta a curva de demanda;

P* é o preço no ponto em que a curva de custo marginal corta a curva de demanda;

$Q_a$ é a quantidade no ponto em que a curva de custo médio corta a curva de demanda;

Pa é o preço no ponto em que a curva de custo médio corta a curva de demanda.

O que existe, então, no caso de monopólios naturais é um *tradeoff* entre eficiência alocativa e produtiva (EL HAGE, 2013). Como a eficiência produtiva busca minimização dos custos, ela requer apenas uma empresa produzindo. Todavia, isso acaba dando a essa empresa poder de mercado, de forma que ela pode vir a praticar preços acima do custo marginal, impactando negativamente o bem-estar social. Por outro lado, a atuação de outras empresas nesse mesmo mercado, apesar de produzir

concorrência e aproximar o preço médio do custo marginal, aumentando a eficiência alocativa, piora a eficiência produtiva. Logo, é necessária regulação do governo a fim de se alcançar o equilíbrio entre eficiência alocativa e produtiva.

Nesse contexto, o regulador tem um papel fundamental na formação de preços. Conforme El Hage (2013) expõe:

> Para tanto, a formação de preço do monopólio natural visa atender as necessidades de regulação econômica que viabilizem a competição no setor, mas garantindo a expansão dos sistemas monopolísticos em qualidade satisfatória. Assim, a estruturação tarifária objetiva os princípios de: neutralidade – o mais próximo possível de seus custos; de igualdade – que não ocorra assimetria no tratamento entre cargas com características semelhantes; e de eficácia – racionalização do consumo e uso dos excedentes sociais. (EL HAGE, 2013, p. 27)

Assim, conclui-se que por se tratar de monopólio natural, o setor de distribuição de energia elétrica deve ser submetido à regulação governamental, a fim de que os serviços de eletricidade alcancem o maior número de consumidores com a melhor qualidade possível, mas com uma tarifa módica e que garanta às empresas adequada remuneração. Esse equilíbrio é alcançado pela fixação de tarifas que reflitam os custos do serviço (neutralidade), cobrem de cada consumidor-tipo o custo que ele impõe à rede (igualdade) e incentivem um consumo racional (eficácia).

Segundo Santos (2008), as tarifas de energia podem ser categorizadas de acordo com os seguintes aspectos:

- Variância no tempo: podem variar de acordo com as horas do dia, dos dias do mês, ou dos meses do ano;
- Número de componentes: podem ser apenas volumétricas (cobrança monômia) ou separadas em capacidade (demanda) e energia (volumétrica);
- Adesão: se aplicam a todos consumidores indistintamente ou têm diferentes possibilidades de adesão;
- Alocação: incluem sinal de preço de acordo com a localização no sistema, de forma a sinalizar eventuais restrições de transporte ou carga.

Ainda segundo Santos (2008), quanto a variância no tempo, as tarifas podem ser classificadas como:

- "*Time-of-use*" (TOU): aplicação de diferentes preços por energia ou capacidade durante diferentes blocos de tempo;
- "*Critical peak princing*" (CPP): aplicação de patamares elevados de preço por energia ou capacidade para momentos críticos do sistema;

- “*Real-time princing*” (RTP): aplicação de preços por energia ou capacidade que podem variar ao longo do tempo.

Outro aspecto importante na determinação das tarifas é o regime tarifário escolhido. Até a década de 1980, o regime de regulação de tarifas empregado na maioria dos países – incluindo o Brasil – era a Regulação pelo Custo do serviço (ACENDE BRASIL, 2011). Nesse regime, o regulador apura a base de remuneração e os custos incorridos na prestação do serviço e determina o nível tarifário capaz de recuperar os custos. Apesar de eficiente, por coibir abuso de poder de mercado e dar segurança ao investidor, a Regulação pelo Custo acaba por favorecer ineficiência operacional no longo prazo, ao repassar os custos diretamente para as tarifas. “Neste contexto, a empresa não tem incentivos para conter novos investimentos desnecessários e gastos operacionais ineficientes” (ACENDE BRASIL, 2011).

A fim de transpor esse problema, a partir de meados da década de 80, os reguladores passaram a aplicar um novo regime regulatório, conhecido como Regulação pelo Preço (ou “*price cap*” na literatura internacional) (BRITO, 2017). De acordo com Acende Brasil (2011), esse regime é baseado em um princípio básico: o desacoplamento entre os custos de fornecimento e a tarifa de energia elétrica.

Nesse regime, fixa-se uma tarifa inicial por um prazo pré-determinado, com reajustes periódicos segundo índice escolhido descontado de um fator de produtividade “X”. Assim, com um preço-teto determinado, a concessionária é incentivada a obter ganhos de produtividade por meio da redução de seus custos (sem fugir aos parâmetros de qualidade), de forma a aumentar sua margem. A maximização dos lucros da concessionária é então revertida em benefício ao consumidor, ao final de cada ciclo tarifário, quando os ganhos de produtividade são considerados na fixação da nova tarifa-teto.

Como no regime *price cap* a tarifa sempre é calculada de forma prospectiva, isto é, olhando para o horizonte tarifário a frente e não para os custos realizados no passado, o consumidor também se beneficia da alocação mais adequada de riscos que esse regime permite. Enquanto na Regulação pelo Custo todo o risco de variação de custos e de variação na demanda fica com o consumidor, na Regulação pelo Preço tais riscos ficam com a própria distribuidora, que tem maior capacidade de gerir riscos do que o consumidor.

Por fim, além de ser uma atividade de monopólio natural e, portanto, submetida ao regime de Regulação pelo Preço, a atividade de distribuição no Brasil também é

considerada um serviço público, de modo que é direito do cidadão e um dever do Estado zelar por esse direito (BRITO, 2017). Conforme versa o art. 175 da Constituição Federal de 1988, cabe ao Poder Público a prestação de serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão, isto é, o Estado pode prestar o serviço de distribuição de energia elétrica por meio de empresas por ele controladas, ou por meio de concessionárias que atuam segundo determinadas regras e sob fiscalização do Poder Público.

## A.2 COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA NO BRASIL

Os procedimentos gerais para cálculo da TUSD e da TE constam do Submódulo 7.1 do PRORET (2.4) (ANEEL, 2017c), aprovado pela REN 775/2017 (ANEEL, 2017d).

### A.2.1 Composição e incidência da TUSD

As funções de custo da TUSD são formadas de acordo com as seguintes componentes tarifárias:

I. TUSD TRANSPORTE – compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:
   a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida basicamente pelo uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica e de Fronteira, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e custos de conexão.
   b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: (i) custo anual dos ativos (CAA); (ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

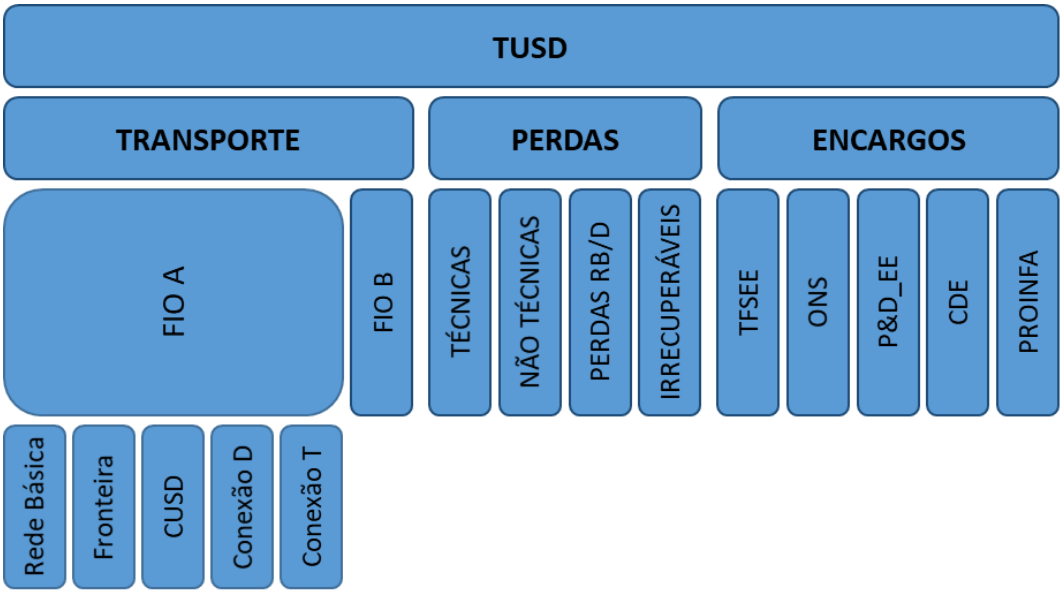
II. TUSD PERDAS – recupera os custos regulatórios com: (i) perdas técnicas da distribuição; (ii) perdas não técnicas (comerciais); (iii) perdas na Rede Básica vinculadas às perdas regulatórias da distribuidora; e (iv) e perdas irrecuperáveis (inadimplência, por exemplo).

III. TUSD ENCARGOS – recupera os custos dos encargos setoriais que incidem sobre a tarifa, a saber: (i) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE); (ii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

(TFSEE); (iii) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema (ONS); (iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e (v) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

A Figura 48 apresenta de forma gráfica as funções de custo descritas acima:

Figura 48 - Componentes Tarifários da TUSD

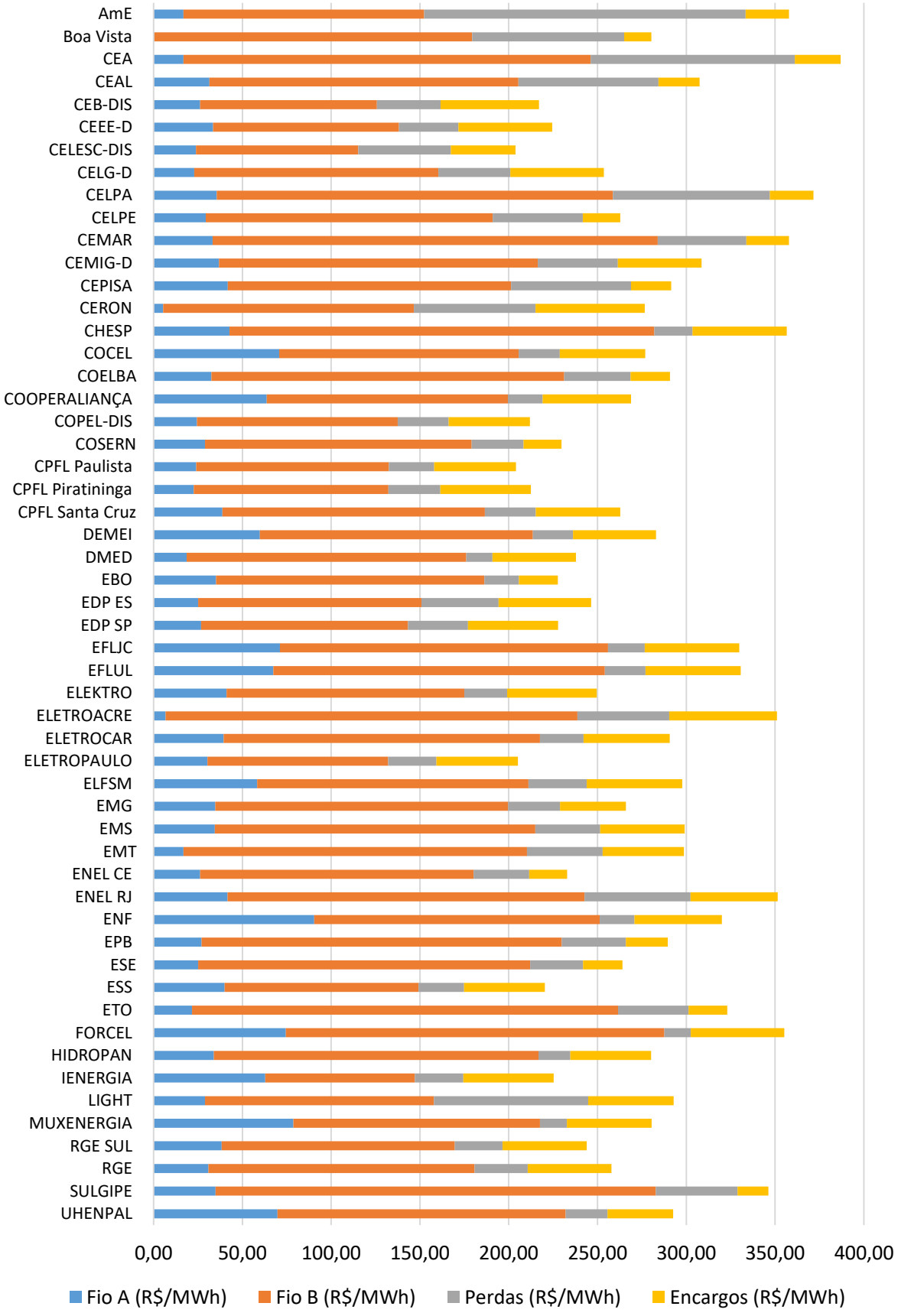



Fonte: elaboração própria com base em ANEEL (2017c)

Todas as componentes da TUSD são aplicadas aos usuários do sistema de distribuição, exceto para casos previstos no Submódulo 7.1 do PRORET. No geral, a TUSD classifica-se em: AZUL, VERDE, BRANCA e DISTRIBUIÇÃO, para as quais há diferenciação de postos tarifários; CONVENCIONAL monômia (R$/MWh) definida sem distinção horária; e GERAÇÃO (R$/kW) definida sem distinção horária.

O gráfico da Figura 49 apresenta a composição da TUSD (base econômica), classe residencial, para cada uma das concessionárias de distribuição do país, sem considerar a incidência de impostos. Os dados foram extraídos do site da ANEEL, das planilhas com os resultados consolidados dos processos de revisão e reajustes tarifários do ano de 2018. Pequenas diferenças podem ser encontradas em relação à tarifa de aplicação, em virtude de ajustes financeiros aplicados sobre a tarifa base econômica (ver item A.3.2).

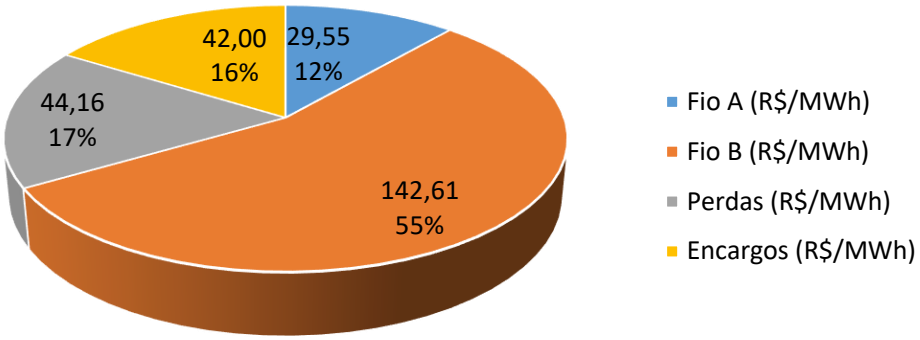
Figura 49 – Composição da TUSD Residencial (R$/MWh) - 2018




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

O gráfico da Figura 50 apresenta a composição média da TUSD residencial, pela ponderação dos dados apresentados acima, multiplicado pelo mercado do subgrupo residencial, modalidade convencional. Observa-se que 55% da TUSD é composta pelos custos da distribuição (Fio B), a um custo médio de R$ 143/MWh, e o restante se divide em parcelas bastante semelhantes.

Figura 50 – Composição média da TUSD residencial - Brasil




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

### A.2.2 Composição e incidência da TE

As funções de custos da TE são formadas de acordo com as seguintes componentes tarifárias:

I. TE ENERGIA – recupera os custos com compra de energia para revenda ao consumidor, incluindo a energia comercializada nos leilões do ACR, as quotas de Itaipu, geração própria e geração distribuída (adquirida pela distribuidora segundo as regras vigentes).

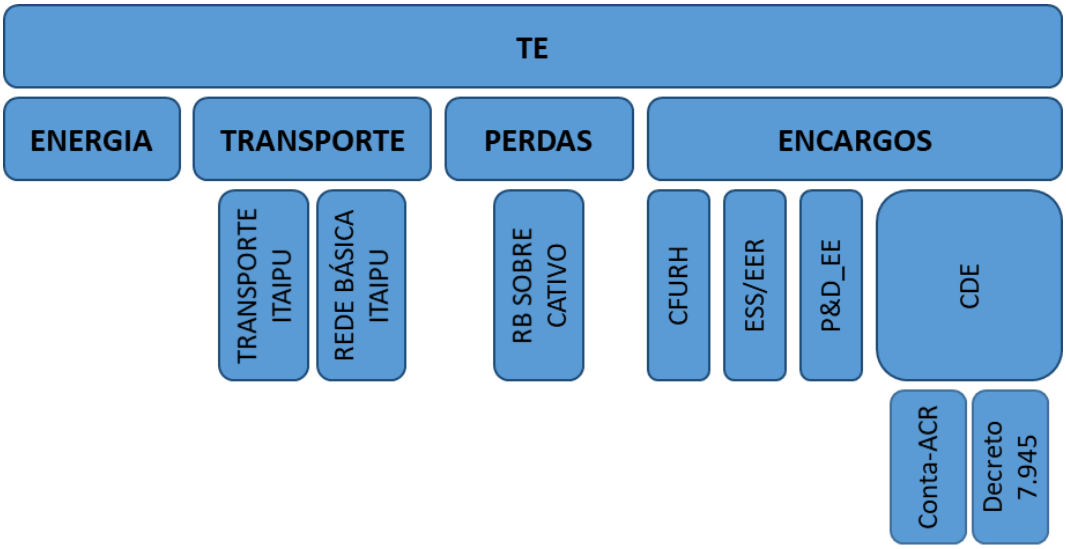
II. TE TRANSPORTE – recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

III. TE PERDAS – recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

IV. TE ENCARGOS – recupera os custos de outros encargos setoriais, como: Encargos de Serviços de Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER); Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); e algumas atribuições da CDE que não são cobertas pela TUSD.

A Figura 51 apresenta de forma gráfica as funções de custo descritas acima:

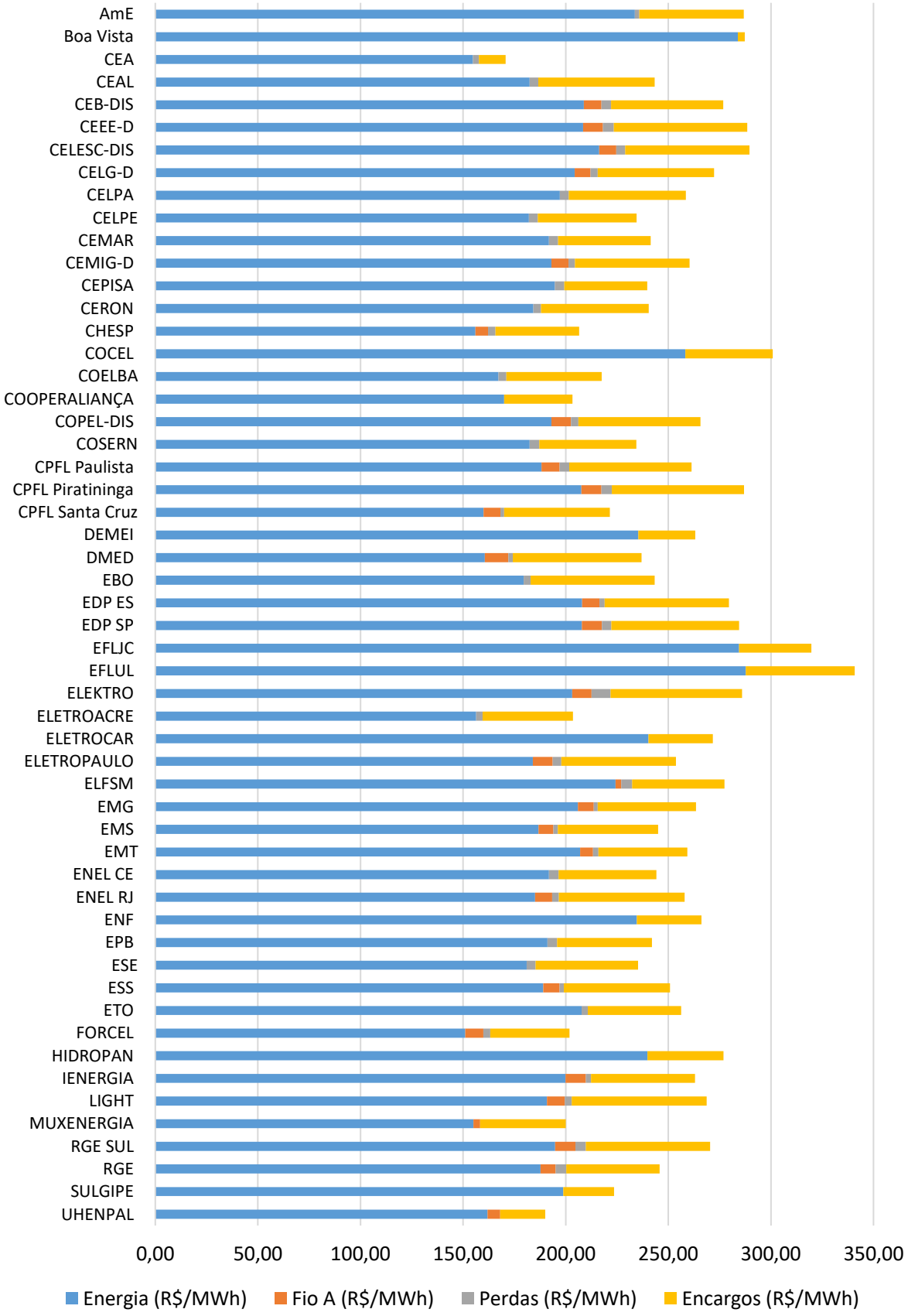
Figura 51 – Componentes Tarifários da TE




Fonte: elaboração própria com base em ANEEL (2017c)

O gráfico da Figura 52 apresenta a composição da TE (base econômica), classe residencial, para cada uma das concessionárias de distribuição do país, sem impostos. Os dados foram extraídos do site da ANEEL, das planilhas com os resultados consolidados dos processos de revisão e reajustes tarifários do ano de 2018. Pequenas diferenças podem ser encontradas em relação à tarifa de aplicação, em virtude de ajustes financeiros aplicados sobre a tarifa base econômica (ver item A.3.2).

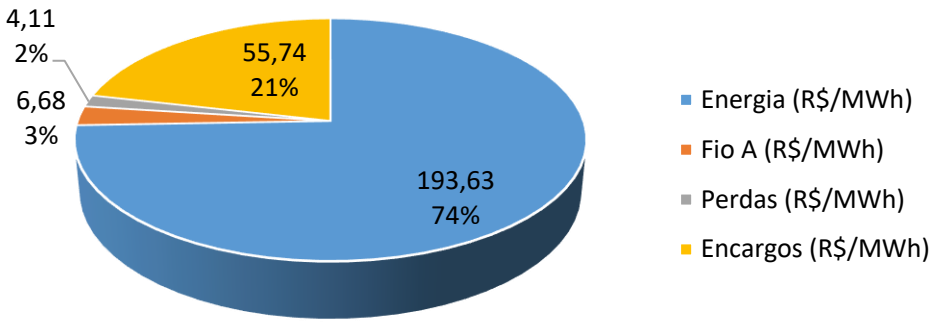
Figura 52 – Composição da TE (R$/MWh) - 2018




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

O gráfico da Figura 53 apresenta a composição média da TE residencial, pela ponderação dos dados apresentados acima, multiplicado pelo mercado do subgrupo residencial, modalidade convencional. Observa-se que 95% da TE é composta pelos custos da energia e por encargos, sendo que a compra de energia corresponde a 74% da TE, a um custo médio de R$ 194/MWh.

Figura 53 – Composição média da TE residencial - Brasil




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

### A.2.3 Subgrupos e modalidades tarifárias

Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária. Segundo o PRORET, os postos tarifários se dividem em:

- Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados nacionais;
- Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
- Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto de horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

As modalidades tarifárias existentes são:

I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
III. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme REN n. 414/2010 (ANEEL, 2010), caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
IV. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
V. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
VI. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;
VII. Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da REN n. 610/2014 (ANEEL, 2014);

A Tabela 16 apresenta os grupos, subgrupos e modalidades tarifárias, assim como as grandezas de faturamento (demanda ou volumétrica) para cada posto tarifário.

Tabela 16. Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias

| GRUPO | SUBGRUPO | MODALIDADE | TUSD | | | | TE | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Ponta | Intermediária | Fora Ponta | Sem posto | Ponta | Intermediária | Fora Ponta | Sem posto |
| A (≥ 2,3 kV) | A1 (≥ 230 kV) | Azul | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | A2 (88 kV a 138 kV) | Azul | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Distribuição | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Geração | | | | R$/kW | | | | |
| | A3 (69 kV) | Azul | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Distribuição | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Geração | | | | R$/kW | | | | |
| | A3a (30 kV a 44 kV) | Azul | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Verde | R$/MWh | | R$/MWh | R$/kW | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Distribuição | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Geração | | | | R$/kW | | | | |
| | A4 (2,3 kV a 25 kV) | Azul | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Verde | R$/MWh | | R$/MWh | R$/kW | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Distribuição | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Geração | | | | R$/kW | | | | |
| | AS (< 2,3 kV subterrâneo) | Azul | R$/kW | | R$/kW | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | |
| | | Verde | R$/MWh | | R$/MWh | R$/kW | R$/MWh | | R$/MWh | |
| B (< 2,3 kV) | B1 (residencial) | Convencional | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Branca | R$/MWh | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | R$/MWh | R$/MWh | |
| | | Pré-pagamento | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | B2 (rural) | Convencional | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Branca | R$/MWh | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | R$/MWh | R$/MWh | |
| | | Pré-pagamento | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | B3 (demais classes) | Convencional | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | | Branca | R$/MWh | R$/MWh | R$/MWh | | R$/MWh | R$/MWh | R$/MWh | |
| | | Pré-pagamento | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | B4 (IP) | Convencional | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | Distribuição | Distribuição | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |
| | Geração | Geração | | | | R$/MWh | | | | R$/MWh |

Fonte: adaptado de ANEEL (2017c)

Além da divisão por subgrupos e modalidades tarifárias, a REN n. 414/2010 (ANEEL, 2010) também apresenta a divisão por classes de consumo. Elas agrupam os mais diversos tipos de consumidor segundo as seguintes classes: residencial, comercial, industrial, rural e poder público (inclui a iluminação pública – IP).

Tão importante quanto entender a forma como as tarifas são aplicadas aos consumidores, é compreender quais são os elementos de custos considerados nos cálculos das tarifas. Esses custos são abertos e avaliados nos processos de revisão e reajuste tarifários.

## A.3 REVISÕES E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Conforme discutido no item A.1, um mecanismo fundamental no regime de regulação *price cap* são as revisões tarifárias. Dado que o objetivo da tarifa é garantir

à concessionária a recuperação dos seus custos eficientes e o retorno pelos investimentos, nas revisões tarifárias periódicas (RTP) as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo tarifário e as alterações de custos. Durante os reajustes tarifários anuais (RTA) os níveis tarifários são atualizados, de forma a proteger a concessionária de variações nos custos de energia, transmissão e encargos e também de variações monetárias.

### A.3.1 Revisão Tarifária Periódica

A RTP é um processo complexo, que acontece, em média, a cada quatro anos, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão. Até 2014 as revisões aconteciam de acordo com ciclos tarifários, nos quais havia uniformidade de regras – ou seja, os processos de todas as distribuidoras seguiam o mesmo conjunto de regras durante aquele período de tempo. O primeiro ciclo tarifário aconteceu entre 2003 e 2006, o segundo de 2007 a 2010 e o terceiro de 2011 a 2014. A partir do ano de 2015, foi extinto o conceito de ciclo tarifário. Desde então, a metodologia aplicada a cada componente da Parcela B pode variar de uma distribuidora para outra, de forma a tornar o processo mais eficiente e adequado à realidade da concessionária.

Na RTP são definidos os custos operacionais eficientes da atividade de distribuição, assim como as regras de aplicação do fator de produtividade (conhecido como Fator X) nos reajustes tarifários anuais (RTA). Ou seja, no momento da RTP fixa-se o valor da Parcela B que será considerado na tarifa até a próxima RTP. Durante esse período, o Valor da Parcela B (VPB) será reajustado apenas pela inflação (IGP-M ou IPCA) descontada do Fator X, não tendo seus componentes reavaliados anualmente. Na RTP seguinte, os ganhos de eficiência obtidos pela concessionária são repassados ao consumidor.

Portanto, o resultado final da RTP é um índice de reposicionamento tarifário, que é dado pela razão entre a Receita Requerida (RR) e a Receita Verificada (RV), ambas calculadas de acordo com o Mercado de Referência (MR) – período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da revisão tarifária.

A Receita Requerida é composta pelos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição. Também compõem a RR os custos atualizados de geração,

transmissão e encargos. Logo, a RR é dada pela soma do Valor da Parcela A (VPA) mais o Valor da Parcela B (VPB), conforme equação 6:

$$RR = VPA + VPB \quad (6)$$

Já a Receita Verificada é dada pela multiplicação do quadro tarifário vigente pelo Mercado de Referência, ou seja, aponta qual seria a receita auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes. O resultado da razão entre a RR e a RV corresponde ao quanto as tarifas da distribuidora devem variar na média.

O cálculo do Reposicionamento Tarifário Médio (RT) é dado pela equação 7:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1\right) * 100\ (\%) \quad (7)$$

A.3.1.1 Valor da Parcela A

O Valor da Parcela A (VPA) é dado pela soma dos custos de energia, transmissão e encargos setoriais, conforme a equação 8:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (8)$$

onde:

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

Diferentemente da Parcela B que tem o seu valor fixado na RTP, a Parcela A é atualizada anualmente, de acordo com os custos aferidos de energia, transmissão e encargos. No cálculo dos custos de aquisição de energia devem ser considerados os valores regulatórios de perdas elétricas, definidas no momento da revisão tarifária.

A.3.1.2 Valor da Parcela B

Os custos da Parcela B se dividem em: custos operacionais e custo de capital. Os custos operacionais são aqueles necessários para a empresa prover os serviços de distribuição dentro dos critérios de qualidade exigidos pela ANEEL, incluindo os custos com gestão de pessoas, materiais, serviços e infraestrutura física (cabos, transformadores, subestações, equipamentos de rede, etc).

O custo de capital inclui o montante investido pela concessionária ainda não depreciado, chamado de base de remuneração (BRR). A multiplicação da base de

remuneração pela taxa de retorno (WACC) determina o total de remuneração do capital (RC) investido pela distribuidora. Também é incluída no cálculo do custo de capital a quota de reintegração regulatória (QRR), que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos. Por fim, é adicionado ao custo de capital o valor dos tributos a ele associados – Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL).

No cálculo da Parcela B também é aplicado um fator de ajuste de mercado ($P_m$), de modo a considerar eventuais variações de mercado – em relação ao mercado de referência – ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na RTP. Da mesma forma, são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivo à melhoria da qualidade (MIQ).

Por fim, são descontadas as Outras Receitas (OR) auferidas pela concessionária (com prestação de serviços diversos) e que devem ser em parte revertidas para modicidade tarifária.

O cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária segue a formulação abaixo:

$$VPB = (CAOM + CAA) * (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (9)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

$P_m$: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade; e

OR: Outras Receitas.

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos custos operacionais mais receitas irrecuperáveis, definidos pela ANEEL, segundo critérios estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET.

O Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela equação 10:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (10)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

De forma simplificada, a Remuneração de Capital pode ser calculada conforme e equação 11:

$$RC = BRRl * r_{WACC_{pré}} \quad (11)$$

onde:

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida; e

$r_{WACCpré}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos.

A Remuneração do Capital é um dos parâmetros mais importantes no cálculo da Parcela B, pois representa o retorno econômico-financeiro da concessionária. A multiplicação da sua Base de Remuneração Regulatória, que nada mais é do que sua Base de Ativos valorada segundo critérios regulatórios, pelo Custo Médio Ponderado de Capital, que é a taxa de retorno do negócio, representa a capacidade da distribuidora em realizar novos investimentos, assim como a atratividade do negócio de distribuição. Por isso, a definição da taxa de retorno, que antes era feita no início de cada ciclo tarifário e agora ocorre de acordo com períodos definidos, é fundamental para a formação de um ambiente econômico capaz de atrair investimentos (ou afastar, caso as condições sejam desfavoráveis).

Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês), conforme equação 12:

$$r_{WACC} = \left(\frac{P}{P+D}\right) * r_p + \left(\frac{D}{P+D}\right) * r_d \quad (12)$$

onde:

$r_{WACC}$: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

$r_P$: custo do capital próprio real depois de impostos;

$r_D$: custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio; e

D: capital de terceiros ou dívida.

O custo de capital em termos reais definido para o período de março de 2015 a dezembro de 2017 é de 8,09% a.a., considerando uma participação de capital de terceiros na estrutura de custos das distribuidoras de 48,76%. A metodologia aprovada pela Resolução Normativa 648/2015 (ANEEL, 2015a) previa a revisão do custo de capital, pela simples atualização dos parâmetros de cálculo, a ser aplicado de janeiro de 2018 a dezembro de 2020, quando a metodologia seria revisada.

Todavia, em decisão da diretoria colegiada da Agência, em março de 2018, a Resolução anterior foi revogada e o valor definido em 2015 teve sua vigência

estendida até dezembro de 2019, novo prazo para revisão da metodologia. Isso permitiu às concessionárias de distribuição a manutenção da taxa de retorno em 8,09% a.a., quando a atualização seguindo a metodologia estabelecida reduziria a taxa de retorno para 7,50% a.a., segundo cálculos da área técnica da Agência (ANEEL, 2018c).

A Quota de Reintegração Regulatória corresponde à parcela que considera a depreciação de amortização dos investimentos realizados, e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. É calculada de acordo com a equação 13:

$$QRR = BRRb * \delta \quad (13)$$

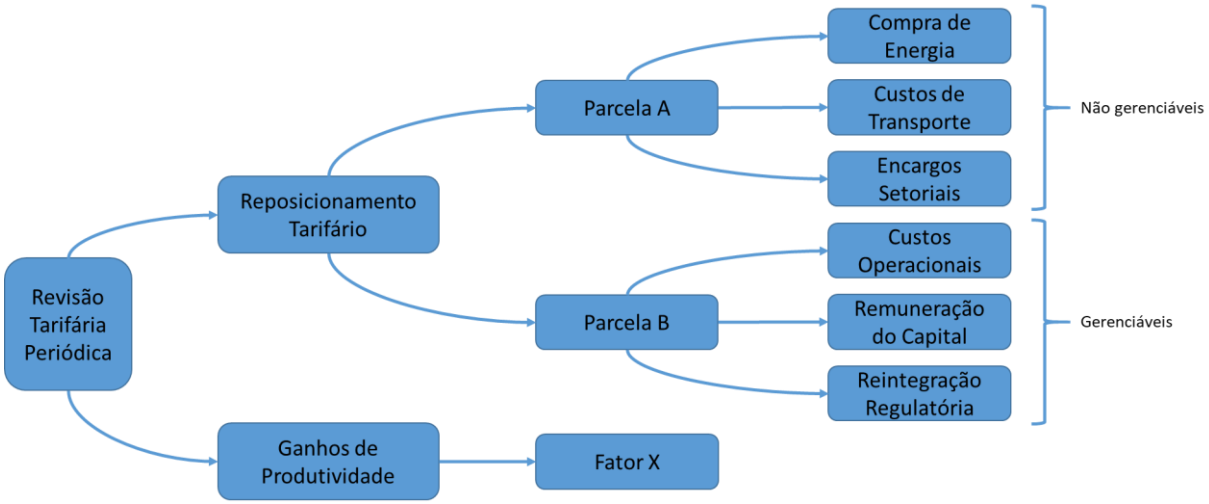
onde:

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ: Taxa anual média de depreciação das instalações.

O quadro da Figura 54 resume as principais etapas da revisão tarifária periódica.

Figura 54 – Processo de Revisão Tarifária Periódica




Fonte: adaptado de Acende Brasil (2011)

### A.3.2 Reajuste Tarifário Anual

Mais simples que o processo de revisão tarifário, o reajuste tarifário anual é o mecanismo utilizado para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato nos períodos entre as revisões tarifárias. Basicamente, procede-se com a

atualização do valor da Parcela B por um índice monetário (IGP-M ou IPCA[11]) descontado o Fator X e com a atualização dos custos de energia, transporte e encargos, segundo o mercado de referência. O resultado final é um Índice de Reposicionamento Tarifário Anual que multiplica o quadro tarifário vigente e forma o novo quadro de tarifas.

O Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Econômico ($IRT_{eco}$) é calculado pela razão entre a Receita Anual na Data do Reajuste em Processamento (DRP) – RA1 – e a Receita Anual na Data de Referência Anterior (DRA) – RA0 –, conforme a equação 14:

$$IRT_{eco} = \frac{RA_1}{RA_0} \quad (14)$$

sendo:

$$RA_1 = VPA_1 + (VPB_0 * (IGPM \pm Fator\ X)) \quad (15)$$

$VPA_1$: Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e

$VPB_0$: Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA).

Assim, garante-se cobertura tarifária para os itens da Parcela A, cujos montantes e preços não são gerenciáveis pela distribuidora, mantém-se o poder de compra da empresa, ao reajustar os itens gerenciáveis da Parcela B e repassa-se para os consumidores os ganhos de eficiência auferidos pela concessionária (via Fator X).

Há duas metodologias vigentes para cálculo do Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior ($VPB_0$). Na primeira, vigente para as concessionárias que não tiveram seus contratos renovados nos termos do Decreto 8.461/2015 (BRASIL, 2015b), $VPB_0$ é calculado pela equação 16:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0 \quad (16)$$

onde:

$VPA_0$: Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA).

Já para as distribuidoras que tiveram seus contratos renovados em 2015, o Decreto 8.461/2015 estabeleceu uma nova forma de cálculo para a o VPB0, tornando o cálculo mais direto (não resultado de uma diferença entre outros dois valores de receita):

[11] Até 2015 o índice monetário utilizado para atualizar as tarifas de distribuição era o IGP-M. Todavia, isto foi alterado para as empresas que tiveram suas concessões renovadas nos termos do Decreto 8.461/2015, que definiu o IPCA como novo índice a ser aplicado nos reajustes tarifários anuais.

$$VPB_0 = (TUSD_{fioBvigente} * Mercado\ Ref) \quad (17)$$

onde:

$TUSD_{fioBvigente}$: valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref: Mercado de Referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados nos 12 meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual.

Outro item importante dos reajustes anuais é o Índice de Reajuste Tarifário Anual Financeiro ($IRT_{fin}$), dado pela razão entre o somatório dos Componentes Financeiros – i.e., custos financeiros aferidos pela distribuidora, mas que não possuem cobertura tarifária – apurados na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e a Receita Anual na Data de Referência Anterior (DRA) – $RA_0$, flexibilizada pela razão de variação de mercado ($r_m$), se positiva, conforme a equação 18:

$$IRT_{fin} = \frac{\sum Componentes\ Financeiros\ (R\$)}{RA_0 * (1 + r_m)} \quad (18)$$

Por fim, o Índice Médio Total do Reajuste Tarifário Anual ($IRT_{total}$) é dado pela soma dos índices de reajuste econômico e financeiro, conforme equação 19:

$$IRT_{total} = IRT_{eco} + IRT_{fin} \quad (19)$$

É a multiplicação do IRT pelo quadro tarifário vigente que dará as novas tarifas de aplicação, após o processo de reajuste tarifário.

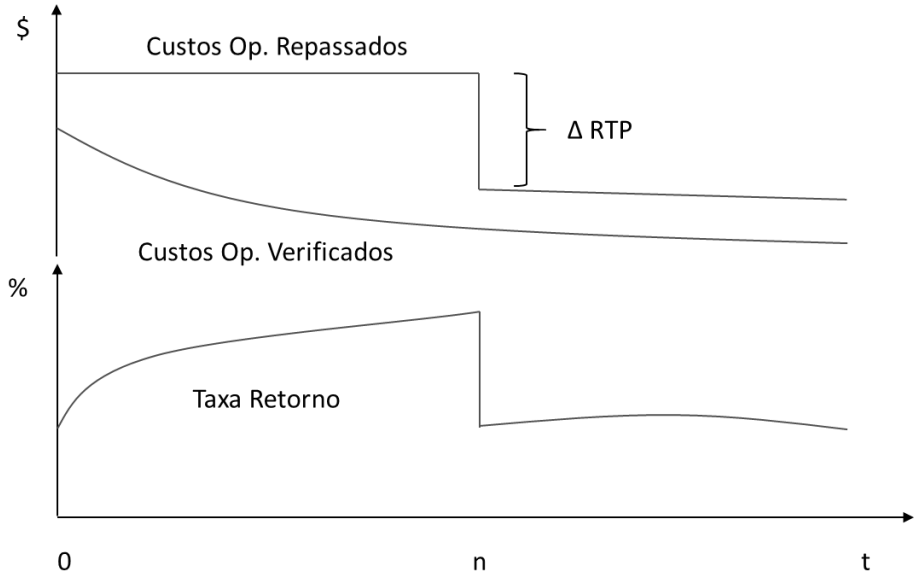
### A.3.3 Efeito da RTP e da RTA

Conclui-se que os mecanismos de revisão e reajustes tarifários cumprem com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, garantindo ao investidor a cobertura dos seus custos operacionais eficientes, justa remuneração pelos seus investimentos, além de dar neutralidade à Parcela A, por meio das atualizações anuais dos seus custos reconhecidos na tarifa. O risco para a distribuidora aparece na forma como os reajustes anuais consideram a Parcela B, pois eventuais variações de mercado podem afetar a receita das distribuidoras até o próximo processo de revisão tarifária. Dado que a estrutura de custos de uma distribuidora é, predominantemente, fixa, constata-se que a cobrança de tarifas volumétricas acaba expondo a distribuidora a variações de mercado – capazes de

reduzir sua receita de Parcela B, afetando diretamente o retorno do negócio e sua capacidade de investimento.

No médio e longo prazo, caso o mercado consumidor tenha um comportamento crescente, espera-se ganhos operacionais por parte das distribuidoras e, consequentemente, tarifas (ao menos de distribuição) cada vez mais competitivas para os consumidores da rede. O comportamento esperado dos custos operacionais e da taxa de retorno aferida pela distribuidora no longo prazo pode ser representado pelo gráfico da Figura 55, abaixo.

Figura 55 – Efeito da RTP sobre a tarifa

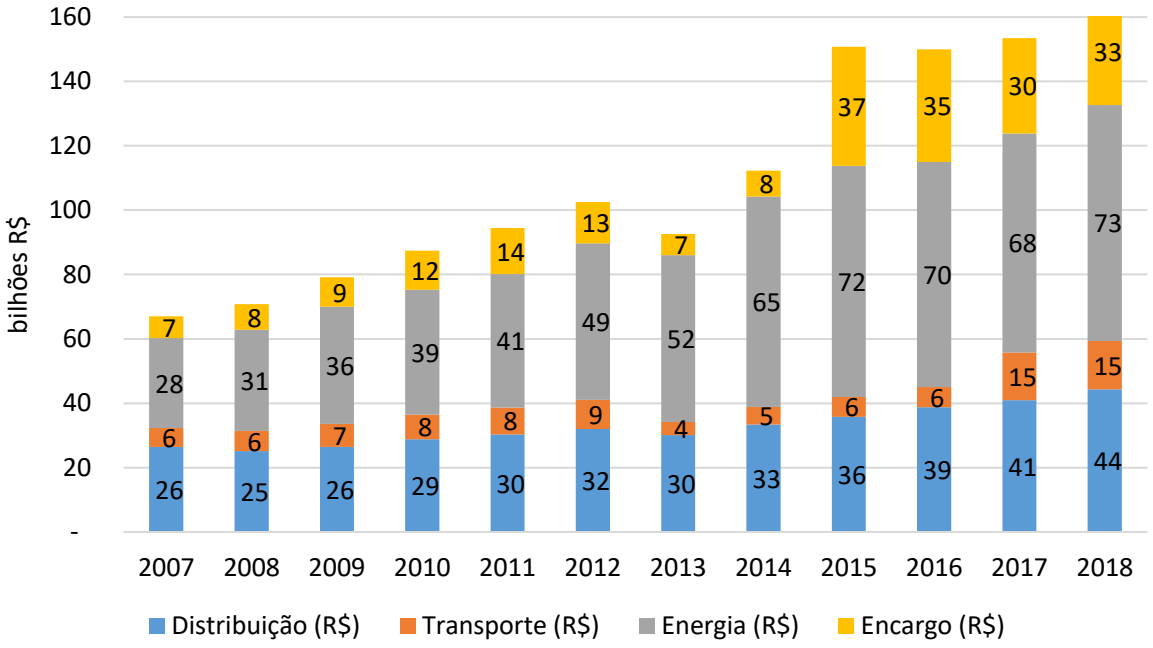



Fonte: adaptado de El Hage (2013)

## A.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O resultado da sistemática descrita acima, de revisões plurianuais e reajustes anuais, pode ser observado nos gráficos abaixo. A Figura 56 apresenta a evolução dos componentes tarifários, em bilhões de reais, de 2007 a 2018, em termos nominais, ou seja, sem atualização monetária. Observa-se, a partir de 2015, um salto tarifário, basicamente motivado pelo aumento dos encargos tarifários – já apontado anteriormente como resultado da crise fiscal que atingiu o país e exigiu o fim dos aportes governamentais para suportar os subsídios incluídos nas tarifas, assim como políticas públicas para o setor elétrico.

Figura 56 – Evolução dos componentes tarifários (bilhões R$) – nominal



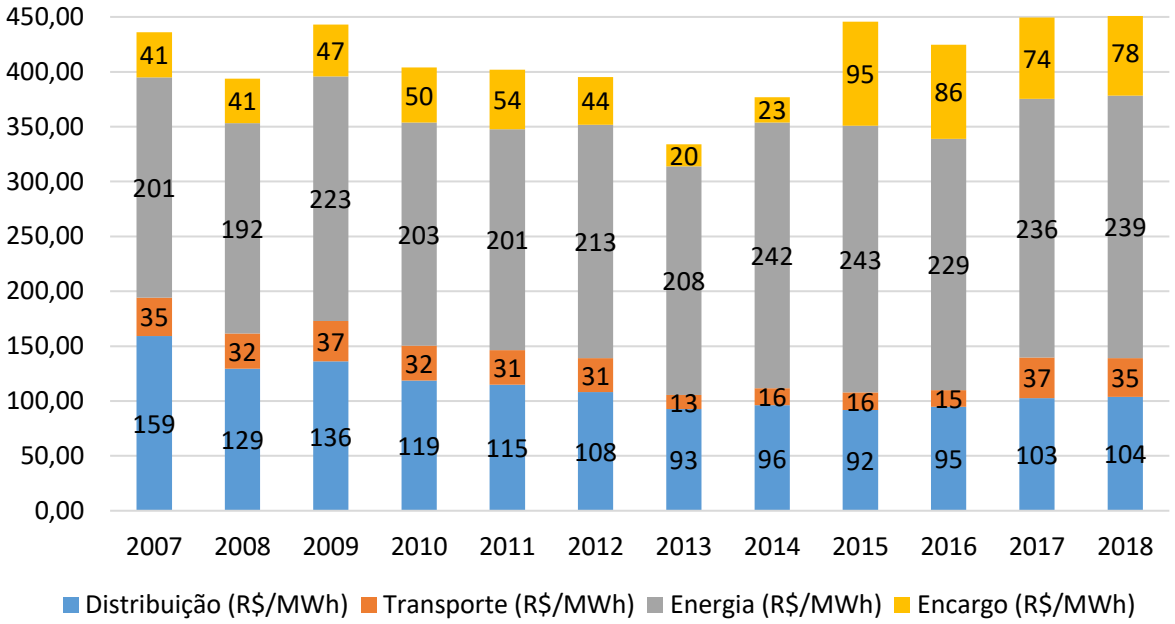

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

A Figura 57 apresenta a evolução da tarifa, em R$/MWh, em termos reais, atualizada por IGP-M até dezembro de 2018. Observa-se que apesar da aparente escalada tarifária vista no gráfico anterior, em termos reais, ou seja, descontado o efeito da inflação, alguns componentes da tarifa estão em um patamar inferior ao de 10 anos atrás. Há uma redução consistente na componente Distribuição, de 35% considerando o intervalo 2007-2018. O aumento no ano de 2017, que continua sendo observado em 2018, é resultado de dois movimentos: incremento na Base de Remuneração das distribuidoras, por conta de investimentos feitos no último ciclo tarifário, e aumento na taxa WACC, que foi atualizada em 2014, mas que foi incorporada à tarifa de algumas distribuidoras apenas nos anos de 2017 e 2018 – em virtude dos calendários das revisões tarifárias ordinárias.

Além disso, destaca-se a variação na componente Transmissão, que apresentou uma queda de quase 60% em 2013, mas retornou ao patamar anterior em 2017. A variação pode ser explicada pela retirada da parcela de amortização dos ativos de transmissão, promovida pela Medida Provisória 579/2012. Como parte do acordo feito com as transmissoras, em 2016, investimentos anteriores a maio de 2000 foram reconsiderados no cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) de transmissão, com a devida indenização pelos anos sem remuneração, o que levou a tarifa de transmissão a subir mais de 100%.

A componente Geração apresenta um crescimento consistente, e em linha com custos marginais de expansão crescentes, em virtude da mudança na matriz elétrica brasileira de hidrotérmica para mais diversificada e mais dependente de fontes intermitentes.

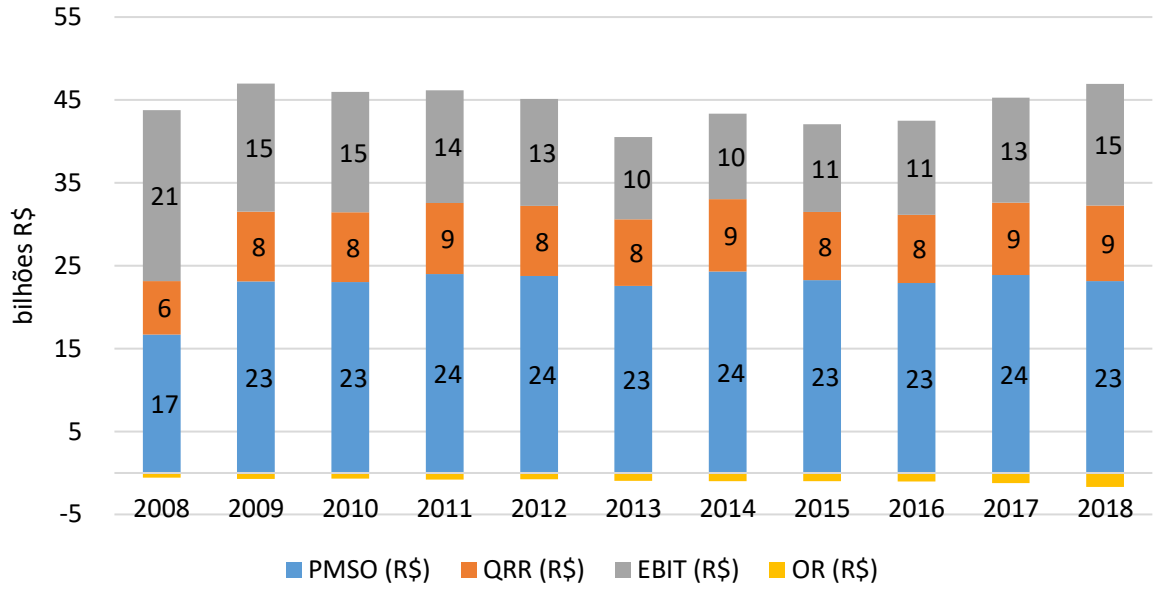
Figura 57 – Evolução Tarifa de Energia Elétrica (R$/MWh) – atualizado




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

Especificamente a Parcela B, ou seja, a componente Distribuição, variou ao longo da última década segundo o gráfico da Figura 58. Observa-se que houve pequena variação na participação de cada componente da Parcela B. A componente EBIT é dada pela soma da Remuneração do Capital mais 33,56% do CAIMI, conforme regulamentação da ANEEL. A QRR é dada pela soma da Quota de Reintegração Regulatória propriamente dita, mais 66,44% do CAIMI. O item OR representa Outras Receitas e aparece negativo no gráfico, pois é convertido para modicidade tarifária e, portanto, é deduzida da Parcela B a ser repassada aos consumidores. Os valores estão atualizados por IGP-M para dezembro de 2018.

Figura 58 – Evolução da Parcela B por componente (bilhões R$) - 2008-2018




Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019a)

## A.5 PERSPECTIVAS PARA O MODELO TARIFÁRIO DO GRUPO B

O Decreto n. 62.724, de 17 de maio de 1968, estabeleceu normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Em seu Art. 11, o Decreto define que as tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo A serão estruturadas sob forma binômia, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia. Já para os consumidores do Grupo B, o Art. 13 do Decreto define que as tarifas serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômia, mas serão fixadas, após conversão, para a forma monômia equivalente. Esse é o modelo de tarifação em vigor para o Grupo B nos últimos 50 anos. Recentemente, o Decreto n. 8.828, de 2 de agosto de 2016, revogou o Art. 13 do Decreto 62.724/2016, abrindo a possibilidade de aplicação da tarifa binômia para os consumidores do Grupo B – conectados na Baixa Tensão.

O tema da cobrança binomial foi discutido tanto no âmbito da Consulta Pública n. 33/2017, do Ministério de Minas e Energia, quanto no âmbito da Consulta Pública n. 02/2018, da ANEEL. A crítica central feita ao modelo de tarifação atual é que, ao se aplicar uma tarifa monômia e flat (sem distinção horária), baseada simplesmente no consumo, o consumidor não tem um sinal econômico adequado a respeito do real custo de utilização da rede (predominantemente fixo, portanto de disponibilidade e não de consumo) e pode acarretar subsídios cruzados entre os consumidores. Nesse

sentido, consumidores com baixo consumo acabam por pagar proporcionalmente menos pela disponibilização da rede, mesmo que contribuam da mesma forma na formação da demanda máxima da rede. Por outro lado, consumidores com consumo maior, mas com carga mais modulada, pagam mais pela disponibilização da rede, sem necessariamente haver uma responsabilidade de custo direta.

A REN 414/2010 define o custo de disponibilidade como uma franquia mínima de consumo. Para unidades consumidoras monofásicas, o consumo mínimo é de 30 kWh/mês, para bifásicas é de 50 kWh/mês e para trifásicas de 100 kWh/mês. Tais montantes foram originalmente definidos pela Portaria n. 378/1975 e nunca mais foram alterados. A dúvida é se tais cobranças refletem o real custo de disponibilização da rede ou se estão defasados.

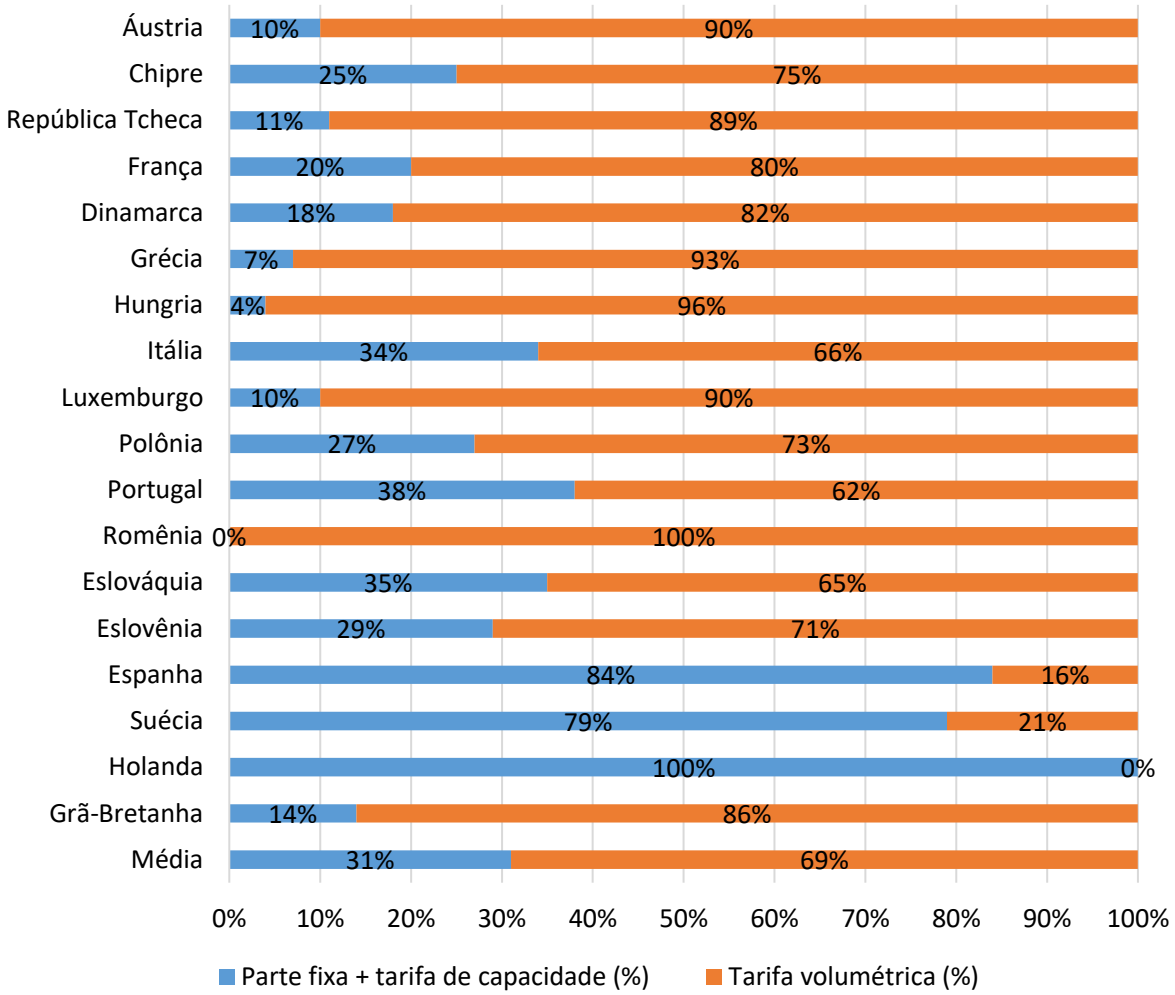
Em sua contribuição enviada no âmbito da CP 02/2018, da ANEEL, a concessionária Eletropaulo argumenta que “91% dos custos de distribuição são eminentemente fixos e não se alteram com a variação do volume de energia consumido ou da carga demandada da rede” (ELETROPAULO, 2018). Para chegar a esse valor, a Eletropaulo analisa que 59% dos custos da distribuição são de OPEX, ou seja, custos de administração, custo de operação e manutenção e custos comerciais, todos de natureza fixa, dado que estão relacionados à continuidade na prestação dos serviços. Os outros 41% são custos de CAPEX, ou seja, investimentos em medidores, linhas e equipamentos de distribuição e subestações. Segundo a concessionária, apenas os investimentos em subestações e transformadores variam efetivamente de acordo com a demanda do consumidor.

Diante disso, a Eletropaulo propõe duas alternativas de modelos tarifários que, segundo argumenta, seriam mais adequadas à estrutura de custos das concessionárias de distribuição. Sua primeira proposta é de cobrança da TUSD FIO B como um custo fixo na tarifa (R$/mês). Dado que a Parcela B representa menos de 20% da tarifa final, o impacto para os consumidores seria reduzido. A segunda proposta é de cobrança da TUSD FIO B como uma tarifa multipartes, composta por: (i) parte volumétrica (R$/kWh); (ii) parte por capacidade (R$/kW); e (iii) parte fixa (R$/mês). Os custos relativos ao OPEX seriam remunerados pela parcela fixa e os custos de CAPEX seriam remunerados pela parcela de capacidade. Os demais custos da tarifa permanecem cobrados de forma volumétrica.

Outro estudo relevante citado no âmbito da CP 02/2018, da ANEEL, foi o “*Study on tariff design for distribution systems*” (EUROPEAN COMMISSION, 2015), que fez

um mapeamento completo sobre o estado da arte da tarifação de energia elétrica na União Europeia. Um resultado importante do estudo é o peso que cada componente tarifário tem para o segmento residencial, conectado em baixa tensão. O gráfico da Figura 59 reproduz os resultados apresentados no relatório.

Figura 59 – Peso das componentes das tarifas de distribuição para classe residencial (%)




Fonte: elaboração própria com base em dados da European Commission (2015)

Observa-se que, na média, os países selecionados apresentam 31% das tarifas residenciais cobradas por parcela fixa ou por custo de capacidade, ou por uma união de ambos. Para alguns países, como Holanda, Espanha e Suécia, o percentual é bem mais elevado, superior a 80% e chegando a 100%, no caso da Holanda. Dentre os países avaliados, apenas a Romênia apresenta um quadro semelhante ao Brasil, com tarifa residencial com cobrança 100% volumétrica.

A ANEEL avalia diversos outros países e conclui que:

> Em resumo, diante do estado da arte internacional, há uma tendência recente de aumento da parcela fixa da tarifa, de forma a refletir os custos do sistema

> considerados como tal e atender às alterações tecnológicas e comportamentais pelas quais passa o setor elétrico nos diversos países. Ademais, observa-se também que os custos com o sistema de distribuição são mais propensos a serem considerados fixos; os custos do sistema de transmissão, em geral, mantem-se ligados a uma variável volumétrica; e os custos de comercialização tendem a ser considerados fixos. Há também sempre uma preocupação com o impacto na fatura dos consumidores menores com esse aumento da parte fixa da tarifa. De qualquer forma, o peso da parte volumétrica na fatura tende a ser preponderante (exceções são Espanha, Suécia e Holanda). (ANEEL, 2018b)

Diante do exposto, fica evidente que o Brasil deve passar por algum tipo de alteração no modelo tarifário da Baixa Tensão em um futuro próximo. O cronograma da ANEEL prevê a conclusão dos estudos até o final de 2019. Há propostas no Legislativo para implantação da tarifa binômia para o Grupo B a partir de 2023. Ainda há diversas questões a serem endereçadas, como: o tipo de medição a ser utilizada e quem arcará com as despesas de substituição dos medidores – em um país com 80 milhões de consumidores; como dar publicidade e educar os consumidores que utilizam um mesmo tipo de tarifação há 50 anos; e, em especial, qual o impacto para consumidores com GD e como tratar aqueles que instalaram seus sistemas no modelo tarifário atual e que, portanto, consideraram tarifação monômia no cálculo do *payback* do investimento.

# APÊNDICE B – EVOLUÇÃO DO PAYBACK RESIDENCIAL POR DISTRIBUIDORA (2019-2030)

Tabela 17. Evolução do *payback* residencial por distribuidora (anos)

| Distribuidora | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,2 | 3,1 |
| Boa Vista | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 |
| CEA | 6,5 | 6,2 | 6,0 | 5,7 | 5,5 | 5,2 | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,6 | 4,4 | 4,3 |
| CEAL | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,1 |
| CEB-DIS | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 |
| CEEE-D | 5,5 | 5,3 | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 |
| CELESC-DIS | 6,5 | 6,3 | 6,0 | 5,7 | 5,5 | 5,3 | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,6 | 4,4 | 4,3 |
| CELG-D | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 2,8 |
| CELPA | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 2,9 | 2,8 |
| CELPE | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,3 |
| CEMAR | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 2,9 | 2,8 |
| CEMIG-D | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 2,7 |
| CEPISA | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 2,9 | 2,8 | 2,6 | 2,5 |
| CERON | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 5,0 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,7 | 3,6 |
| CHESP | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,1 | 3,0 | 2,8 | 2,7 |
| COCEL | 5,4 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,5 |
| COELBA | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,2 |
| COOPERALIANÇA | 7,1 | 6,8 | 6,5 | 6,2 | 6,0 | 5,7 | 5,5 | 5,3 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 |
| COPEL-DIS | 5,7 | 5,5 | 5,3 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 |
| COSERN | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 |
| CPFL Paulista | 5,9 | 5,7 | 5,4 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,5 | 4,3 | 4,2 | 4,0 | 3,9 |
| CPFL Piratininga | 5,7 | 5,4 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,9 | 3,7 |
| CPFL Santa Cruz | 6,2 | 6,0 | 5,7 | 5,5 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 |
| DEMEI | 5,3 | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 |
| DMED | 5,5 | 5,3 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 |
| EBO | 5,5 | 5,3 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,5 |
| EDP ES | 5,3 | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,4 |
| EDP SP | 5,7 | 5,5 | 5,3 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,5 | 4,3 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,8 |
| EFLJC | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,4 |
| EFLUL | 5,2 | 5,0 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,4 |
| ELEKTRO | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,1 |
| ELETROACRE | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,3 | 3,2 |
| ELETROCAR | 4,8 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,4 | 3,2 | 3,1 |
| ELETROPAULO | 6,9 | 6,6 | 6,3 | 6,1 | 5,8 | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 5,0 | 4,9 | 4,7 | 4,5 |
| ELFSM | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,4 | 3,2 | 3,1 | 2,9 | 2,8 |
| EMG | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,2 | 3,1 |
| EMS | 5,6 | 5,4 | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,8 | 3,6 |
| EMT | 5,1 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 |
| ENEL CE | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 |
| ENEL RJ | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 2,7 | 2,6 |
| ENF | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,1 | 3,0 |
| EPB | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 2,8 | 2,7 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESE | 5,3 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,4 |
| ESS | 5,7 | 5,5 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 |
| ETO | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 3,1 | 3,0 | 2,9 |
| FORCEL | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 3,2 |
| HIDROPAN | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,5 | 3,4 | 3,2 |
| IENERGIA | 5,9 | 5,7 | 5,5 | 5,2 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,5 | 4,3 | 4,2 | 4,0 | 3,8 |
| LIGHT | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 3,1 |
| MUXENERGIA | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,6 |
| RGE SUL | 5,3 | 5,1 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,4 |
| RGE | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 4,9 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,7 |
| SULGIPE | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,5 | 3,3 | 3,2 |
| UHENPAL | 6,4 | 6,1 | 5,9 | 5,6 | 5,4 | 5,1 | 5,0 | 4,8 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,1 |

# APÊNDICE C – NÚMERO DE CONSUMIDORES COM GDFV POR DISTRIBUIDORA (2019-2030)

Tabela 18. Número de consumidores com GDFV por distribuidora

| Distribuidora | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 0,5 | 1,0 | 1,8 | 3,0 | 4,7 | 6,9 | 9,7 | 13,2 | 17,2 | 21,6 | 26,2 | 30,8 |
| Boa Vista | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,9 | 1,3 | 1,7 | 2,3 | 2,9 | 3,5 | 4,2 |
| CEA | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,9 | 1,2 | 1,7 | 2,2 | 2,8 | 3,4 | 4,0 |
| CEAL | 0,7 | 1,2 | 2,1 | 3,3 | 4,9 | 7,1 | 10,0 | 13,5 | 17,6 | 22,0 | 26,7 | 31,3 |
| CEB-DIS | 1,1 | 1,7 | 2,6 | 3,8 | 5,6 | 8,0 | 11,1 | 14,9 | 19,4 | 24,3 | 29,5 | 34,6 |
| CEEE-D | 1,4 | 2,2 | 3,4 | 5,1 | 7,4 | 10,7 | 14,9 | 20,0 | 26,1 | 32,7 | 39,7 | 46,6 |
| CELESC-DIS | 4,7 | 5,7 | 7,3 | 9,6 | 12,9 | 17,5 | 23,4 | 30,8 | 39,5 | 49,2 | 59,5 | 69,7 |
| CELG-D | 3,2 | 5,1 | 7,9 | 11,9 | 17,5 | 25,1 | 34,7 | 46,6 | 60,4 | 75,6 | 91,3 | 106,8 |
| CELPA | 1,5 | 3,0 | 5,1 | 8,2 | 12,5 | 18,3 | 25,7 | 34,8 | 45,5 | 57,2 | 69,3 | 81,3 |
| CELPE | 1,9 | 3,5 | 5,7 | 8,9 | 13,4 | 19,5 | 27,2 | 36,7 | 47,7 | 59,7 | 72,3 | 84,6 |
| CEMAR | 1,4 | 2,7 | 4,5 | 7,2 | 10,8 | 15,6 | 21,8 | 29,3 | 38,1 | 47,6 | 57,6 | 67,3 |
| CEMIG-D | 12,3 | 17,7 | 25,4 | 36,5 | 51,8 | 72,4 | 98,6 | 130,7 | 167,8 | 208,4 | 250,3 | 291,5 |
| CEPISA | 0,9 | 1,6 | 2,6 | 4,1 | 6,0 | 8,7 | 12,0 | 16,1 | 20,8 | 26,0 | 31,4 | 36,7 |
| CERON | 0,3 | 0,5 | 0,9 | 1,5 | 2,3 | 3,4 | 4,9 | 6,7 | 8,8 | 11,1 | 13,6 | 16,0 |
| CHESP | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 1,1 | 1,3 |
| COCEL | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 1,4 |
| COELBA | 3,1 | 5,9 | 9,9 | 15,7 | 23,8 | 34,8 | 48,7 | 65,8 | 85,7 | 107,6 | 130,4 | 152,6 |
| COOPERALIANÇA | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 |
| COPEL-DIS | 5,0 | 7,0 | 9,9 | 14,2 | 20,2 | 28,4 | 39,0 | 52,0 | 67,2 | 84,1 | 101,7 | 119,2 |
| COSERN | 1,2 | 1,8 | 2,7 | 3,9 | 5,7 | 8,1 | 11,1 | 14,9 | 19,2 | 24,1 | 29,1 | 34,0 |
| CPFL Paulista | 4,9 | 6,7 | 9,4 | 13,2 | 18,5 | 25,8 | 35,2 | 46,6 | 60,0 | 74,7 | 90,0 | 105,0 |
| CPFL Piratininga | 1,4 | 2,1 | 3,3 | 4,9 | 7,2 | 10,3 | 14,2 | 19,1 | 24,8 | 31,0 | 37,4 | 43,8 |
| CPFL Santa Cruz | 0,5 | 0,6 | 0,9 | 1,2 | 1,7 | 2,3 | 3,2 | 4,2 | 5,5 | 6,8 | 8,2 | 9,6 |
| DEMEI | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 1,0 |
| DMED | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,9 | 1,1 | 1,4 | 1,7 | 2,0 |
| EBO | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 1,1 | 1,5 | 2,1 | 2,7 | 3,4 | 4,1 | 4,8 |
| EDP ES | 1,4 | 2,1 | 3,2 | 4,7 | 7,0 | 10,0 | 13,9 | 18,7 | 24,3 | 30,5 | 36,9 | 43,2 |
| EDP SP | 1,1 | 2,0 | 3,2 | 4,9 | 7,4 | 10,7 | 15,0 | 20,3 | 26,4 | 33,2 | 40,3 | 47,3 |
| EFLJC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| EFLUL | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| ELEKTRO | 3,4 | 4,8 | 7,0 | 10,0 | 14,3 | 20,0 | 27,3 | 36,2 | 46,6 | 57,9 | 69,7 | 81,2 |
| ELETROACRE | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,7 | 1,1 | 1,6 | 2,3 | 3,1 | 4,1 | 5,2 | 6,3 | 7,5 |
| ELETROCAR | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 1,3 |
| ELETROPAULO | 2,2 | 4,2 | 7,3 | 11,9 | 18,3 | 27,2 | 38,7 | 52,9 | 69,6 | 88,3 | 107,8 | 127,1 |
| ELFSM | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 1,2 | 1,5 | 1,9 | 2,4 | 2,9 | 3,5 | 4,0 |
| EMG | 0,7 | 0,9 | 1,2 | 1,7 | 2,3 | 3,1 | 4,2 | 5,6 | 7,1 | 8,9 | 10,7 | 12,4 |
| EMS | 1,4 | 1,8 | 2,4 | 3,3 | 4,5 | 6,3 | 8,5 | 11,3 | 14,6 | 18,2 | 21,9 | 25,7 |
| EMT | 2,0 | 2,7 | 3,8 | 5,2 | 7,3 | 10,2 | 13,8 | 18,3 | 23,5 | 29,3 | 35,3 | 41,2 |
| ENEL CE | 2,1 | 3,2 | 4,9 | 7,4 | 11,2 | 16,4 | 23,1 | 31,2 | 40,7 | 51,1 | 61,9 | 72,5 |
| ENEL RJ | 2,7 | 4,7 | 7,4 | 11,3 | 16,7 | 23,9 | 33,0 | 44,0 | 56,7 | 70,5 | 84,8 | 98,6 |
| ENF | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 1,1 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 |
| EPB | 1,1 | 1,8 | 2,9 | 4,4 | 6,4 | 9,2 | 12,7 | 17,1 | 22,0 | 27,5 | 33,2 | 38,7 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESE | 0,6 | 0,9 | 1,3 | 1,9 | 2,8 | 4,0 | 5,5 | 7,4 | 9,5 | 11,9 | 14,3 | 16,7 |
| ESS | 1,0 | 1,3 | 1,8 | 2,5 | 3,4 | 4,7 | 6,3 | 8,3 | 10,7 | 13,3 | 16,0 | 18,7 |
| ETO | 0,8 | 1,1 | 1,5 | 2,1 | 3,0 | 4,2 | 5,6 | 7,4 | 9,5 | 11,8 | 14,2 | 16,6 |
| FORCEL | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| HIDROPAN | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 |
| IENERGIA | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 1,0 |
| LIGHT | 3,2 | 5,4 | 8,7 | 13,4 | 19,9 | 28,5 | 39,6 | 53,1 | 68,7 | 85,7 | 103,3 | 120,5 |
| MUXENERGIA | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| RGE SUL | 3,9 | 4,6 | 5,6 | 7,0 | 8,9 | 11,6 | 15,0 | 19,2 | 24,1 | 29,4 | 35,0 | 40,4 |
| RGE | 2,6 | 3,3 | 4,2 | 5,7 | 7,7 | 10,4 | 13,8 | 18,1 | 23,0 | 28,5 | 34,1 | 39,7 |
| SULGIPE | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 1,0 | 1,3 | 1,7 | 2,1 | 2,6 | 3,1 |
| UHENPAL | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| **TOTAL** | **78** | **117** | **175** | **258** | **375** | **533** | **735** | **983** | **1.272** | **1.589** | **1.919** | **2.243** |

# APÊNDICE D – POTÊNCIA INSTALADA DE GDFV POR DISTRIBUIDORA (2019-2030)

Tabela 19. Potência Instalada de GDFV por distribuidora (MW)

| Distribuidora | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 3 | 7 | 12 | 20 | 30 | 45 | 64 | 87 | 113 | 142 | 172 | 202 |
| Boa Vista | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 7 | 10 | 13 | 18 | 23 | 28 | 33 |
| CEA | 0 | 1 | 2 | 2 | 4 | 6 | 8 | 11 | 14 | 18 | 22 | 26 |
| CEAL | 4 | 8 | 13 | 20 | 30 | 43 | 60 | 81 | 105 | 132 | 160 | 188 |
| CEB-DIS | 7 | 10 | 16 | 24 | 36 | 51 | 71 | 96 | 124 | 156 | 189 | 222 |
| CEEE-D | 11 | 16 | 24 | 36 | 52 | 75 | 104 | 140 | 183 | 229 | 278 | 326 |
| CELESC-DIS | 33 | 41 | 53 | 71 | 98 | 134 | 182 | 242 | 313 | 392 | 476 | 559 |
| CELG-D | 21 | 32 | 50 | 74 | 110 | 159 | 221 | 296 | 383 | 478 | 576 | 673 |
| CELPA | 9 | 19 | 33 | 54 | 83 | 123 | 173 | 235 | 307 | 387 | 469 | 550 |
| CELPE | 14 | 24 | 39 | 60 | 89 | 129 | 181 | 243 | 315 | 395 | 477 | 558 |
| CEMAR | 10 | 18 | 29 | 46 | 68 | 99 | 138 | 185 | 240 | 300 | 362 | 424 |
| CEMIG-D | 94 | 130 | 183 | 259 | 366 | 511 | 696 | 922 | 1183 | 1469 | 1765 | 2056 |
| CEPISA | 7 | 12 | 19 | 28 | 41 | 59 | 81 | 109 | 140 | 175 | 212 | 247 |
| CERON | 2 | 4 | 7 | 12 | 18 | 28 | 40 | 55 | 72 | 91 | 111 | 131 |
| CHESP | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 | 6 | 7 | 9 | 10 |
| COCEL | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 9 |
| COELBA | 22 | 39 | 65 | 102 | 155 | 226 | 317 | 428 | 559 | 703 | 852 | 998 |
| COOPERALIANÇA | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| COPEL-DIS | 40 | 55 | 76 | 107 | 151 | 213 | 292 | 389 | 502 | 628 | 759 | 889 |
| COSERN | 9 | 13 | 19 | 27 | 39 | 55 | 76 | 101 | 131 | 164 | 199 | 233 |
| CPFL Paulista | 29 | 39 | 54 | 75 | 104 | 144 | 195 | 257 | 330 | 409 | 491 | 572 |
| CPFL Piratininga | 7 | 12 | 18 | 26 | 38 | 54 | 75 | 100 | 130 | 162 | 195 | 228 |
| CPFL Santa Cruz | 3 | 4 | 5 | 7 | 10 | 14 | 19 | 25 | 32 | 40 | 48 | 56 |
| DEMEI | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 6 |
| DMED | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 |
| EBO | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 8 | 11 | 14 | 18 | 23 | 28 | 33 |
| EDP ES | 10 | 15 | 23 | 34 | 51 | 75 | 105 | 142 | 186 | 233 | 283 | 331 |
| EDP SP | 7 | 12 | 19 | 29 | 44 | 63 | 88 | 120 | 156 | 197 | 239 | 281 |
| EFLJC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| EFLUL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| ELEKTRO | 22 | 31 | 45 | 64 | 91 | 128 | 175 | 233 | 300 | 374 | 450 | 524 |
| ELETROACRE | 1 | 2 | 3 | 5 | 8 | 12 | 18 | 24 | 32 | 40 | 49 | 58 |
| ELETROCAR | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 9 | 10 |
| ELETROPAULO | 13 | 24 | 41 | 66 | 102 | 151 | 214 | 292 | 384 | 487 | 594 | 700 |
| ELFSM | 2 | 3 | 4 | 5 | 7 | 10 | 13 | 17 | 22 | 27 | 32 | 37 |
| EMG | 7 | 9 | 11 | 14 | 19 | 26 | 34 | 45 | 57 | 71 | 85 | 99 |
| EMS | 11 | 14 | 18 | 24 | 33 | 46 | 62 | 83 | 106 | 132 | 159 | 186 |
| EMT | 17 | 22 | 30 | 42 | 58 | 80 | 108 | 142 | 183 | 227 | 272 | 317 |
| ENEL CE | 15 | 23 | 35 | 52 | 83 | 126 | 180 | 246 | 324 | 408 | 496 | 581 |
| ENEL RJ | 16 | 27 | 43 | 65 | 96 | 137 | 189 | 252 | 324 | 403 | 484 | 562 |
| ENF | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 7 | 10 | 13 | 16 | 19 | 23 |
| EPB | 9 | 14 | 22 | 32 | 48 | 68 | 95 | 127 | 164 | 204 | 246 | 287 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESE | 4 | 6 | 9 | 13 | 18 | 26 | 35 | 47 | 61 | 76 | 92 | 108 |
| ESS | 7 | 9 | 12 | 16 | 23 | 31 | 42 | 55 | 71 | 88 | 106 | 124 |
| ETO | 5 | 7 | 10 | 15 | 21 | 29 | 39 | 52 | 67 | 83 | 99 | 115 |
| FORCEL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| HIDROPAN | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 |
| IENERGIA | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 9 |
| LIGHT | 19 | 33 | 52 | 80 | 119 | 171 | 237 | 318 | 411 | 512 | 617 | 720 |
| MUXENERGIA | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 |
| RGE SUL | 33 | 37 | 43 | 52 | 65 | 83 | 105 | 132 | 164 | 198 | 233 | 268 |
| RGE | 22 | 26 | 33 | 42 | 56 | 74 | 97 | 125 | 158 | 194 | 231 | 267 |
| SULGIPE | 0 | 1 | 1 | 2 | 3 | 5 | 7 | 9 | 12 | 15 | 18 | 22 |
| UHENPAL | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 |
| **TOTAL** | **555** | **809** | **1184** | **1726** | **2497** | **3547** | **4891** | **6535** | **8449** | **10552** | **12739** | **14887** |

# APÊNDICE E – PERDA ACUMULADA DE PARCELA B POR DISTRIBUDORA (2019-2030)

Tabela 20. Perda acumulada de Parcela B por distribuidora (milhões R$)

| Distribuidora | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 0,1 | 0,6 | 0,6 | 1,7 | 4,1 | 8,2 | 8,2 | 12,5 | 20,4 | 32,8 | 32,8 | 41,2 |
| Boa Vista | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,8 | 1,6 | 1,6 | 2,4 | 4,1 | 6,8 | 6,8 | 8,3 |
| CEA | - | 0,1 | 0,3 | 0,7 | 0,7 | 1,1 | 2,1 | 3,8 | 3,8 | 5,1 | 7,4 | 10,9 |
| CEAL | 0,7 | 1,9 | 1,9 | 3,6 | 7,2 | 13,3 | 13,3 | 20,4 | 32,8 | 51,4 | 51,4 | 67,0 |
| CEB-DIS | 0,7 | 1,7 | 1,7 | 2,8 | 5,2 | 9,2 | 9,2 | 13,5 | 21,4 | 33,4 | 33,4 | 42,6 |
| CEEE-D | 0,9 | 2,3 | 2,3 | 3,7 | 6,7 | 11,9 | 11,9 | 17,2 | 27,4 | 43,2 | 43,2 | 54,0 |
| CELESC-DIS | 2,9 | 6,7 | 6,7 | 9,6 | 14,4 | 22,2 | 22,2 | 32,6 | 49,6 | 74,5 | 74,5 | 98,3 |
| CELG-D | 2,8 | 7,2 | 14,1 | 14,1 | 21,1 | 35,5 | 60,0 | 60,0 | 83,7 | 125,2 | 186,1 | 186,1 |
| CELPA | - | 1,7 | 6,3 | 15,0 | 15,0 | 25,6 | 47,6 | 84,2 | 84,2 | 114,9 | 167,9 | 244,1 |
| CELPE | 2,6 | 6,2 | 6,2 | 12,0 | 23,0 | 41,4 | 41,4 | 65,4 | 104,8 | 162,3 | 162,3 | 217,4 |
| CEMAR | 2,2 | 5,9 | 5,9 | 10,8 | 21,5 | 40,6 | 40,6 | 58,6 | 93,4 | 147,9 | 147,9 | 182,7 |
| CEMIG-D | 18,1 | 43,9 | 79,6 | 79,6 | 120,9 | 190,7 | 299,7 | 299,7 | 440,8 | 651,6 | 938,9 | 938,9 |
| CEPISA | 1,9 | 3,8 | 3,8 | 6,0 | 10,5 | 18,4 | 18,4 | 26,3 | 41,2 | 64,0 | 64,0 | 80,2 |
| CERON | 0,2 | 0,6 | 0,6 | 1,2 | 2,7 | 5,4 | 5,4 | 8,2 | 13,7 | 22,3 | 22,3 | 27,9 |
| CHESP | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 1,0 | 1,0 | 1,5 | 2,4 | 3,7 | 3,7 | 4,8 |
| COCEL | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,7 | 1,1 | 1,7 | 1,7 | 2,4 |
| COELBA | 3,3 | 10,1 | 22,4 | 42,6 | 42,6 | 66,8 | 112,6 | 186,1 | 186,1 | 261,0 | 378,7 | 540,9 |
| COOPERALIANÇA | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 0,9 | 1,2 |
| COPEL-DIS | 4,9 | 11,2 | 11,2 | 17,0 | 27,5 | 44,8 | 44,8 | 66,8 | 103,4 | 157,3 | 157,3 | 206,8 |
| COSERN | 1,9 | 3,9 | 6,7 | 10,8 | 10,8 | 13,9 | 20,5 | 31,4 | 31,4 | 40,1 | 55,7 | 78,2 |
| CPFL Paulista | 3,7 | 8,4 | 14,7 | 23,4 | 23,4 | 32,0 | 47,0 | 69,9 | 69,9 | 95,2 | 132,6 | 182,5 |
| CPFL Piratininga | - | 0,7 | 2,1 | 4,3 | 4,3 | 7,8 | 13,7 | 22,7 | 22,7 | 33,9 | 49,8 | 70,4 |
| CPFL Santa Cruz | 0,4 | 1,0 | 1,0 | 1,6 | 2,5 | 4,0 | 4,0 | 6,0 | 9,1 | 13,7 | 13,7 | 17,9 |
| DEMEI | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 1,1 | 1,5 | 2,0 | 2,0 |
| DMED | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,9 | 1,4 | 2,3 | 2,3 | 3,2 | 4,4 |
| EBO | 0,2 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 1,3 | 2,2 | 2,2 | 3,3 | 5,2 | 8,0 | 8,0 | 10,4 |
| EDP ES | - | 1,0 | 2,8 | 6,0 | 6,0 | 10,7 | 19,4 | 33,5 | 33,5 | 48,1 | 70,8 | 101,8 |
| EDP SP | - | 0,8 | 2,3 | 4,9 | 4,9 | 9,2 | 16,3 | 27,3 | 27,3 | 41,2 | 61,2 | 87,4 |
| EFLJC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| EFLUL | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 1,0 |
| ELEKTRO | - | 2,0 | 5,8 | 12,0 | 12,0 | 21,1 | 37,0 | 61,7 | 61,7 | 88,9 | 129,5 | 183,8 |
| ELETROACRE | 0,2 | 0,5 | 0,5 | 1,0 | 2,1 | 4,1 | 4,1 | 6,2 | 10,2 | 16,5 | 16,5 | 20,9 |
| ELETROCAR | 0,4 | 0,7 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,4 | 1,8 | 1,8 | 2,1 | 2,8 | 3,7 | 3,7 |
| ELETROPAULO | - | 1,2 | 3,9 | 8,8 | 8,8 | 15,5 | 28,4 | 49,4 | 49,4 | 70,8 | 104,8 | 151,8 |
| ELFSM | 0,2 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 1,4 | 2,3 | 2,3 | 3,1 | 4,7 | 7,4 | 7,4 | 8,9 |
| EMG | 1,5 | 3,1 | 3,1 | 3,8 | 5,2 | 7,7 | 7,7 | 10,2 | 15,0 | 22,6 | 22,6 | 27,3 |
| EMS | 2,7 | 5,6 | 9,3 | 9,3 | 11,5 | 16,1 | 23,9 | 23,9 | 31,2 | 44,4 | 64,3 | 64,3 |
| EMT | 5,8 | 10,8 | 17,1 | 17,1 | 21,7 | 30,5 | 45,5 | 45,5 | 60,0 | 85,3 | 122,4 | 122,4 |
| ENEL CE | - | 1,6 | 5,1 | 11,5 | 11,5 | 22,2 | 43,2 | 77,7 | 77,7 | 111,7 | 165,9 | 241,0 |
| ENEL RJ | - | 2,7 | 8,4 | 18,5 | 18,5 | 30,7 | 54,1 | 91,6 | 91,6 | 126,3 | 181,7 | 258,2 |
| ENF | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,7 | 1,3 | 1,3 | 2,0 | 3,2 | 5,0 | 5,0 | 6,4 |
| EPB | 2,6 | 5,6 | 5,6 | 9,0 | 16,0 | 27,9 | 27,9 | 41,6 | 65,6 | 101,5 | 101,5 | 131,3 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESE | 1,1 | 2,3 | 4,0 | 4,0 | 5,9 | 9,4 | 15,0 | 15,0 | 21,9 | 32,5 | 47,3 | 47,3 |
| ESS | 0,9 | 2,1 | 2,1 | 2,8 | 4,2 | 6,5 | 6,5 | 9,1 | 13,7 | 20,7 | 20,7 | 26,0 |
| ETO | 2,0 | 2,0 | 2,8 | 4,7 | 8,0 | 8,0 | 11,5 | 18,7 | 30,4 | 30,4 | 38,1 | 51,4 |
| FORCEL | - | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 1,0 |
| HIDROPAN | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 1,0 | 1,3 | 1,7 | 1,7 |
| IENERGIA | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,8 | 1,1 | 1,1 | 1,3 |
| LIGHT | 1,8 | 5,2 | 11,1 | 20,5 | 20,5 | 31,0 | 50,6 | 81,8 | 81,8 | 112,7 | 160,9 | 226,8 |
| MUXENERGIA | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,9 | 0,9 |
| RGE SUL | 6,8 | 12,7 | 19,5 | 27,4 | 27,4 | 32,4 | 40,4 | 52,3 | 52,3 | 64,9 | 83,3 | 107,7 |
| RGE | 4,4 | 8,9 | 14,3 | 21,0 | 21,0 | 26,5 | 35,6 | 49,3 | 49,3 | 64,4 | 86,3 | 115,3 |
| SULGIPE | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,0 | 2,0 | 2,0 | 3,3 | 5,5 | 8,7 | 8,7 | 11,8 |
| UHENPAL | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 1,0 | 1,0 |
| **TOTAL** | **79** | **190** | **310** | **449** | **579** | **918** | **1.307** | **1.803** | **2.248** | **3.266** | **4.255** | **5.324** |

# APÊNDICE F – PERDA DE PARCELA B EM % DO EBIT POR DISTRIBUDORA (2019-2030)

Tabela 21. Perda acumulada de Parcela B em % do EBIT por distribuidora

| Distribuidora | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 0% | 0% | 0% | 1% | 3% | 5% | 5% | 7% | 12% | 18% | 17% | 21% |
| Boa Vista | 0% | 0% | 0% | 1% | 1% | 3% | 3% | 4% | 7% | 11% | 11% | 13% |
| CEA | 0% | 0% | 1% | 1% | 1% | 2% | 3% | 6% | 6% | 7% | 11% | 15% |
| CEAL | 1% | 2% | 2% | 3% | 7% | 12% | 11% | 17% | 26% | 40% | 39% | 50% |
| CEB-DIS | 1% | 1% | 1% | 2% | 4% | 7% | 6% | 9% | 14% | 22% | 21% | 26% |
| CEEE-D | 0% | 1% | 1% | 2% | 3% | 5% | 5% | 7% | 10% | 15% | 15% | 18% |
| CELESC-DIS | 1% | 2% | 2% | 2% | 3% | 5% | 5% | 7% | 10% | 15% | 14% | 18% |
| CELG-D | 1% | 2% | 4% | 4% | 6% | 10% | 16% | 16% | 21% | 31% | 44% | 43% |
| CELPA | 0% | 0% | 1% | 3% | 2% | 4% | 7% | 13% | 12% | 16% | 23% | 32% |
| CELPE | 1% | 1% | 1% | 3% | 5% | 8% | 8% | 12% | 19% | 29% | 28% | 37% |
| CEMAR | 0% | 1% | 1% | 2% | 4% | 7% | 7% | 10% | 15% | 23% | 23% | 27% |
| CEMIG-D | 1% | 3% | 6% | 6% | 9% | 13% | 20% | 20% | 28% | 40% | 56% | 55% |
| CEPISA | 2% | 4% | 4% | 5% | 9% | 15% | 15% | 21% | 32% | 48% | 46% | 56% |
| CERON | 0% | 1% | 1% | 1% | 3% | 6% | 6% | 8% | 13% | 21% | 20% | 25% |
| CHESP | 2% | 5% | 5% | 7% | 10% | 17% | 16% | 23% | 35% | 53% | 51% | 63% |
| COCEL | 1% | 2% | 2% | 4% | 8% | 14% | 14% | 22% | 34% | 50% | 49% | 66% |
| COELBA | 0% | 1% | 2% | 4% | 4% | 6% | 9% | 15% | 14% | 20% | 28% | 38% |
| COOPERALIANÇA | 0% | 1% | 1% | 1% | 3% | 5% | 5% | 7% | 12% | 18% | 17% | 22% |
| COPEL-DIS | 1% | 2% | 1% | 2% | 3% | 5% | 5% | 8% | 11% | 17% | 16% | 21% |
| COSERN | 1% | 2% | 3% | 5% | 4% | 6% | 8% | 12% | 11% | 14% | 19% | 26% |
| CPFL Paulista | 1% | 1% | 2% | 3% | 3% | 4% | 6% | 8% | 8% | 11% | 15% | 20% |
| CPFL Piratininga | 0% | 0% | 1% | 2% | 1% | 3% | 4% | 7% | 7% | 10% | 14% | 20% |
| CPFL Santa Cruz | 1% | 1% | 1% | 2% | 3% | 5% | 5% | 7% | 10% | 15% | 14% | 18% |
| DEMEI | 7% | 13% | 19% | 18% | 20% | 24% | 31% | 30% | 35% | 45% | 59% | 57% |
| DMED | 0% | 0% | 1% | 2% | 3% | 3% | 5% | 7% | 11% | 11% | 15% | 20% |
| EBO | 1% | 3% | 3% | 4% | 7% | 12% | 11% | 16% | 25% | 37% | 36% | 45% |
| EDP ES | 0% | 0% | 1% | 2% | 2% | 3% | 6% | 10% | 10% | 14% | 20% | 27% |
| EDP SP | 0% | 0% | 1% | 2% | 2% | 3% | 6% | 9% | 9% | 13% | 18% | 26% |
| EFLJC | 1% | 3% | 3% | 5% | 9% | 16% | 16% | 22% | 35% | 52% | 51% | 63% |
| EFLUL | 2% | 2% | 5% | 8% | 13% | 12% | 18% | 26% | 37% | 36% | 49% | 64% |
| ELEKTRO | 0% | 0% | 1% | 3% | 3% | 4% | 7% | 12% | 12% | 16% | 23% | 32% |
| ELETROACRE | 0% | 1% | 1% | 2% | 5% | 9% | 9% | 13% | 20% | 32% | 31% | 38% |
| ELETROCAR | 5% | 9% | 13% | 13% | 14% | 17% | 21% | 20% | 23% | 29% | 38% | 37% |
| ELETROPAULO | 0% | 0% | 0% | 1% | 1% | 2% | 3% | 5% | 5% | 6% | 9% | 13% |
| ELFSM | 1% | 4% | 4% | 5% | 7% | 11% | 11% | 14% | 21% | 32% | 31% | 36% |
| EMG | 3% | 6% | 6% | 7% | 10% | 14% | 13% | 17% | 25% | 36% | 35% | 41% |
| EMS | 1% | 2% | 3% | 3% | 4% | 5% | 8% | 7% | 9% | 13% | 18% | 17% |
| EMT | 1% | 2% | 3% | 3% | 4% | 5% | 8% | 7% | 10% | 13% | 18% | 18% |
| ENEL CE | 0% | 0% | 1% | 3% | 3% | 5% | 9% | 16% | 16% | 22% | 32% | 45% |
| ENEL RJ | 0% | 0% | 1% | 2% | 2% | 4% | 7% | 11% | 11% | 14% | 20% | 27% |
| ENF | 0% | 2% | 1% | 3% | 5% | 10% | 9% | 14% | 21% | 32% | 31% | 39% |
| EPB | 1% | 3% | 3% | 4% | 7% | 12% | 12% | 17% | 27% | 40% | 39% | 49% |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESE | 1% | 2% | 3% | 3% | 5% | 7% | 11% | 11% | 15% | 22% | 31% | 30% |
| ESS | 1% | 3% | 3% | 3% | 5% | 7% | 7% | 10% | 14% | 21% | 20% | 25% |
| ETO | 2% | 2% | 2% | 4% | 6% | 6% | 8% | 13% | 21% | 20% | 25% | 32% |
| FORCEL | 0% | 1% | 1% | 3% | 7% | 13% | 13% | 22% | 36% | 55% | 53% | 74% |
| HIDROPAN | 3% | 6% | 9% | 9% | 10% | 13% | 17% | 16% | 20% | 27% | 35% | 34% |
| IENERGIA | 7% | 12% | 12% | 13% | 15% | 18% | 18% | 21% | 28% | 38% | 37% | 42% |
| LIGHT | 0% | 0% | 1% | 2% | 2% | 2% | 4% | 6% | 5% | 7% | 10% | 14% |
| MUXENERGIA | 3% | 8% | 13% | 13% | 17% | 23% | 32% | 31% | 42% | 58% | 79% | 76% |
| RGE SUL | 2% | 4% | 6% | 8% | 8% | 9% | 11% | 13% | 13% | 15% | 19% | 24% |
| RGE | 1% | 2% | 3% | 5% | 5% | 6% | 8% | 10% | 10% | 13% | 17% | 22% |
| SULGIPE | 0% | 1% | 1% | 3% | 6% | 13% | 12% | 20% | 32% | 50% | 49% | 64% |
| UHENPAL | 3% | 7% | 11% | 11% | 11% | 13% | 17% | 16% | 19% | 25% | 33% | 32% |

# APÊNDICE G – AUMENTO TARIFÁRIO ACUMULADO POR DISTRIBUIDORA (2019-2030)

Tabela 22. Perda acumulada de Parcela B em % do EBIT por distribuidora

| Distribuidora | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AmE | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 0,7% | 1,2% | 1,5% | 2,0% | 2,5% | 3,4% | 3,9% |
| Boa Vista | 0,0% | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 1,0% | 1,3% | 1,6% | 2,1% | 3,0% | 3,5% |
| CEA | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,1% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 1,2% | 1,5% | 1,7% | 2,0% |
| CEAL | 0,1% | 0,2% | 0,4% | 0,6% | 0,8% | 1,2% | 2,0% | 2,6% | 3,3% | 4,1% | 5,8% | 6,7% |
| CEB-DIS | 0,2% | 0,2% | 0,4% | 0,5% | 0,8% | 1,1% | 1,6% | 2,2% | 2,8% | 3,5% | 4,6% | 5,4% |
| CEEE-D | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 0,7% | 1,0% | 1,5% | 2,0% | 2,5% | 3,2% | 4,2% | 4,9% |
| CELESC-DIS | 0,2% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,6% | 0,9% | 1,2% | 1,5% | 1,9% | 2,4% | 2,8% |
| CELG-D | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,7% | 1,0% | 1,4% | 2,0% | 3,0% | 3,8% | 4,7% | 5,7% | 7,4% |
| CELPA | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 1,0% | 1,3% | 1,8% | 2,4% | 3,9% | 4,8% | 5,7% | 6,6% |
| CELPE | 0,1% | 0,2% | 0,4% | 0,5% | 0,8% | 1,1% | 1,8% | 2,3% | 2,9% | 3,6% | 5,0% | 5,7% |
| CEMAR | 0,1% | 0,2% | 0,5% | 0,7% | 1,0% | 1,4% | 2,6% | 3,3% | 4,1% | 5,0% | 7,5% | 8,5% |
| CEMIG-D | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,9% | 1,2% | 1,5% | 2,0% | 3,1% | 3,9% | 4,7% | 5,7% | 7,4% |
| CEPISA | 0,4% | 0,3% | 0,7% | 1,0% | 1,4% | 2,0% | 3,3% | 4,2% | 5,4% | 6,8% | 9,4% | 10,9% |
| CERON | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,6% | 0,8% | 1,4% | 1,9% | 2,5% | 3,2% | 4,5% | 5,2% |
| CHESP | 0,4% | 0,5% | 0,9% | 1,1% | 1,4% | 1,9% | 3,3% | 4,2% | 5,3% | 6,6% | 9,6% | 11,1% |
| COCEL | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,6% | 1,0% | 1,3% | 1,7% | 2,1% | 2,8% | 3,2% |
| COELBA | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,9% | 1,3% | 1,7% | 2,3% | 3,6% | 4,4% | 5,2% | 6,1% |
| COOPERALIANÇA | 0,0% | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,7% | 1,0% | 1,2% | 1,6% | 2,2% | 2,6% |
| COPEL-DIS | 0,2% | 0,2% | 0,4% | 0,5% | 0,6% | 0,8% | 1,3% | 1,6% | 2,1% | 2,6% | 3,4% | 3,9% |
| COSERN | 0,3% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 1,0% | 1,3% | 1,7% | 2,2% | 3,3% | 4,0% | 4,8% | 5,5% |
| CPFL Paulista | 0,1% | 0,2% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 0,6% | 0,8% | 1,0% | 1,5% | 1,8% | 2,1% | 2,4% |
| CPFL Piratininga | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,2% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 0,9% | 1,3% | 1,6% | 1,9% | 2,2% |
| CPFL Santa Cruz | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,3% | 0,4% | 0,6% | 0,9% | 1,1% | 1,4% | 1,7% | 2,2% | 2,5% |
| DEMEI | 0,9% | 0,7% | 0,8% | 1,1% | 1,3% | 1,5% | 1,9% | 2,5% | 3,0% | 3,6% | 4,1% | 5,2% |
| DMED | 0,1% | 0,2% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,7% | 0,9% | 1,1% | 1,4% | 2,0% | 2,4% | 2,8% |
| EBO | 0,3% | 0,3% | 0,5% | 0,7% | 1,0% | 1,3% | 2,1% | 2,7% | 3,4% | 4,3% | 5,9% | 6,9% |
| EDP ES | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,7% | 0,9% | 1,3% | 1,7% | 2,6% | 3,2% | 3,8% | 4,5% |
| EDP SP | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 1,0% | 1,4% | 1,7% | 2,1% | 2,5% |
| EFLJC | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,6% | 0,8% | 1,4% | 1,8% | 2,2% | 2,7% | 3,8% | 4,3% |
| EFLUL | 0,2% | 0,4% | 0,4% | 0,5% | 0,5% | 0,7% | 0,9% | 1,0% | 1,3% | 1,6% | 1,9% | 2,2% |
| ELEKTRO | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,8% | 1,0% | 1,4% | 1,8% | 2,6% | 3,2% | 3,8% | 4,4% |
| ELETROACRE | 0,0% | 0,1% | 0,3% | 0,4% | 0,7% | 1,0% | 1,8% | 2,3% | 3,0% | 3,7% | 5,5% | 6,3% |
| ELETROCAR | 1,1% | 0,9% | 1,0% | 1,5% | 1,7% | 1,9% | 2,3% | 3,2% | 3,8% | 4,4% | 5,1% | 6,5% |
| ELETROPAULO | 0,0% | 0,0% | 0,1% | 0,1% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 1,0% | 1,2% | 1,5% | 1,8% |
| ELFSM | 0,3% | 0,8% | 1,1% | 1,4% | 1,7% | 2,2% | 3,3% | 4,2% | 5,2% | 6,5% | 8,8% | 10,2% |
| EMG | 0,6% | 0,7% | 1,0% | 1,2% | 1,5% | 1,9% | 2,8% | 3,5% | 4,3% | 5,2% | 7,2% | 8,3% |
| EMS | 0,3% | 0,3% | 0,4% | 0,6% | 0,8% | 1,0% | 1,2% | 1,9% | 2,3% | 2,8% | 3,3% | 4,5% |
| EMT | 0,3% | 0,3% | 0,3% | 0,6% | 0,7% | 1,0% | 1,2% | 1,9% | 2,3% | 2,8% | 3,3% | 4,5% |
| ENEL CE | 0,2% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 0,8% | 1,2% | 1,7% | 2,3% | 3,7% | 4,5% | 5,5% | 6,4% |
| ENEL RJ | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 1,0% | 1,3% | 1,7% | 2,3% | 3,5% | 4,2% | 5,0% | 5,7% |
| ENF | 0,1% | 0,2% | 0,5% | 0,7% | 1,0% | 1,4% | 2,3% | 2,9% | 3,7% | 4,6% | 6,4% | 7,4% |
| EPB | 0,3% | 0,3% | 0,7% | 0,9% | 1,2% | 1,7% | 2,9% | 3,7% | 4,6% | 5,7% | 8,2% | 9,5% |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESE | 0,2% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 0,6% | 0,8% | 1,1% | 1,7% | 2,1% | 2,6% | 3,1% | 4,2% |
| ESS | 0,2% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 0,9% | 1,3% | 1,7% | 2,1% | 2,6% | 3,4% | 3,9% |
| ETO | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 0,8% | 1,5% | 1,8% | 2,3% | 2,8% | 4,4% | 5,0% | 5,7% |
| FORCEL | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,5% | 0,7% | 1,2% | 1,6% | 2,1% | 2,6% | 3,5% | 4,0% |
| HIDROPAN | 0,6% | 0,5% | 0,5% | 0,8% | 0,9% | 1,1% | 1,3% | 1,8% | 2,2% | 2,6% | 3,0% | 3,8% |
| IENERGIA | 0,9% | 0,7% | 0,9% | 1,0% | 1,1% | 1,3% | 1,7% | 2,1% | 2,5% | 3,1% | 3,9% | 4,4% |
| LIGHT | 0,0% | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,5% | 0,7% | 0,9% | 1,2% | 1,8% | 2,2% | 2,7% | 3,1% |
| MUXENERGIA | 0,3% | 0,6% | 0,7% | 0,9% | 1,1% | 1,4% | 1,7% | 2,4% | 3,0% | 3,6% | 4,3% | 5,4% |
| RGE SUL | 0,7% | 0,6% | 0,7% | 0,8% | 1,1% | 1,3% | 1,5% | 1,9% | 2,5% | 2,9% | 3,4% | 3,8% |
| RGE | 0,3% | 0,3% | 0,4% | 0,5% | 0,7% | 0,9% | 1,1% | 1,3% | 1,8% | 2,2% | 2,6% | 2,9% |
| SULGIPE | 0,0% | 0,1% | 0,3% | 0,4% | 0,6% | 0,9% | 1,7% | 2,2% | 2,8% | 3,5% | 5,2% | 6,0% |
| UHENPAL | 0,6% | 0,8% | 0,8% | 1,2% | 1,4% | 1,6% | 1,9% | 2,7% | 3,2% | 3,8% | 4,4% | 5,8% |