



IMPACTO ECONÔMICO SOBRE AS TARIFAS RESIDENCIAIS ASSOCIADO À EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Samuel José de Castro Vieira

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Rio de Janeiro

Junho de 2021

IMPACTO ECONÔMICO SOBRE AS TARIFAS RESIDENCIAIS ASSOCIADO
À EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Samuel José de Castro Vieira

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Aprovada por: Prof. Lucio Guido Tapia Carpio
Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey
Prof. Marcelo Azevedo Costa
Prof. Nivalde José de Castro
Prof. Gláucia Fernandes Vasconcelos
Dr. Guilherme de Azevedo Dantas

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2021

Vieira, Samuel José de Castro

Impacto Econômico Sobre as Tarifas Residenciais Associado à Expansão da Microgeração Solar Distribuída no Brasil / Samuel José de Castro Vieira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XVIII, 173 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 137-145.

1. Tarifa de Energia. 2. Microgeração Solar Distribuída 3. Política Energética - I. Carpio, Lucio Guido Tapia *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Este trabalho de Tese é consagrado a Nossa Senhora da Conceição Aparecida, padroeira do povo brasileiro, mãe amorosa e fiel intercessora.

*E agora, José?
A festa acabou,
a luz apagou,
o povo sumiu,
a noite esfriou,
e agora, José?
e agora, você?
você que é sem nome,
que zomba dos outros,
você que faz versos,
que ama, protesta?
e agora, José?*

*Está sem mulher,
está sem discurso,
está sem carinho,
já não pode beber,
já não pode fumar,
cuspir já não pode,
a noite esfriou,
o dia não veio,
o bonde não veio,
o riso não veio,
não veio a utopia
e tudo acabou
e tudo fugiu
e tudo mofou,
e agora, José?*

*E agora, José?
Sua doce palavra,
seu instante de febre,
sua gula e jejum,
sua biblioteca,
sua lavra de ouro,*

*seu terno de vidro,
sua incoerência,
seu ódio — e agora?*

*Com a chave na mão
quer abrir a porta,
não existe porta;
quer morrer no mar,
mas o mar secou;
quer ir para Minas,
Minas não há mais.
José, e agora?*

*Se você gritasse,
se você gemesse,
se você tocasse
a valsa vienense,
se você dormisse,
se você cansasse,
se você morresse...
Mas você não morre,
você é duro, José!*

*Sozinho no escuro
qual bicho-do-mato,
sem teogonia,
sem parede nua
para se encostar,
sem cavalo preto
que fuja a galope,
você marcha, José!
José, para onde?*

José – Carlos Drummond de Andrade

Este trabalho de tese é dedicado a TODOS os professores e profissionais da educação (e são muitos) que dividiram, cada um, um pedaço do seu conhecimento e fizeram com que eu chegasse até aqui!

AGRADECIMENTOS

A Deus e a Nossa Senhora da Conceição Aparecida.

Aos meus pais, José Dirceu Vieira e Maria Aparecida de Castro Vieira, pelo amor, afeto, e, principalmente, pela educação que não se aprende nos bancos da escola. Aos meus irmãos, Saulo, Sérgio e familiares pela parceria, amizade e incentivo. A Tia Nice e ao Tio Ricardo, pelo acolhimento nos meus primeiros anos de faculdade em Belo Horizonte. A minha prima Eliza que carinhosamente revisou o texto desse trabalho.

A minha querida esposa Ana, pela paciência nos momentos em que estivemos separados para que este trabalho pudesse ser concretizado. Ao seu carinho, amor, incentivo e apoio. Pela compreensão, esta conquista também é sua!

Ao Bernardo Athayde, pelo incentivo durante minha trajetória de estudos e pelo valioso apoio durante essa jornada, principalmente em seu início.

Ao Alexandre Nogueira e ao Fernando Maia, pessoas nas quais agradeço a Energisa/SA, pela liberação da carga horária para que eu pudesse cursar o doutorado, sonho antigo que agora se concretiza.

Ao meu orientador Lucio Guido, pelo tempo disponibilizado, pela confiança, paciência e liberdade na construção deste projeto de tese.

Ao PPE/COPPE/UFRJ, programa de pós-graduação de excelência, pelos recursos e pela formação a mim oferecidos. Pela ausência de preconceito em relação a alunos que trabalham e estudam, *algo raro entre programas do pós-graduação no país.*

Ao povo brasileiro que pagou, por meio de impostos, a minha formação acadêmica.

*“Sou só um sertanejo, nessas altas ideias navego mal. Sou muito pobre coitado. Inveja minha pura é de uns conforme o senhor, com toda leitura e suma doutoração”
Riobaldo Tatarana – João Guimarães Rosa em Grande Sertão: Veredas*

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

IMPACTO ECONÔMICO SOBRE AS TARIFAS RESIDENCIAIS ASSOCIADO À EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Samuel José de Castro Vieira

Junho/21

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

No presente estudo investiga-se um importante tema da política energética Brasileira. A adoção da tarifação líquida para o consumo de mini e microgeradores solares conectados às redes de distribuição. A atual estratégia de tarifação líquida, adotada no Brasil, permite que toda a geração não consumida imediatamente seja compensada em forma de créditos nas faturas de energia dos consumidores autoprodutores. Esse mecanismo gera distorções nas tarifas e um tipo de subsídio cruzado, onde os consumidores que não migram para geração distribuída arcam integralmente com os custos sistêmicos (custos de rede somados a capacidade de lastro da geração centralizada, encargos e perdas). Os resultados obtidos mostram que, assim como aconteceu em outros países como Alemanha e Austrália, os subsídios cruzados do incentivo a geração distribuída solar no Brasil vão pressionar as tarifas de uso dos sistemas de distribuição, reduzindo as receitas das distribuidoras e a arrecadação de impostos pelo governo no setor elétrico convencional. O estado atual da geração solar no Brasil é excludente, 95% dos sistemas de geração solar distribuída no país, entre os consumidores residenciais, têm capacidade instalada superior a 210 KWh, para um consumo médio do país que gira em torno de 160 kWh. No caso brasileiro os resultados desta tese, sugerem uma elevação nas tarifas no horizonte de 2025 da ordem de 6,73 % a 8,32 %, bem como no cenário base – *que preserva as atuais taxas de crescimento médio da tecnologia solar fotovoltaica* – uma redução na receita líquida de 14,7 bilhões nas distribuidoras, e 6,0 bilhões em impostos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

THE ECONOMIC IMPACT ON RESIDENTIAL FEES ASSOCIATED WITH THE
EXPANSION OF GRID-CONNECTED SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATORS
IN BRAZIL

Samuel José de Castro Vieira

June/2021

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

This study investigates an important theme of Brazilian energy policy. The adoption of the net-metering bill for mini and micro solar generators connected to the distribution networks. The current billing strategy adopted in Brazil allows all generation not consumed immediately to be offset in credits on energy bills of self-producing consumers. This mechanism generates distortions in tariffs and a type of cross-subsidy, where consumers who do not migrate to distributed generation, bear full systemic costs (network costs plus the capacity costs of centralized generation, charges and losses). The results presented show that as in other nations, such as Germany and Australia, among others, the cross subsidies of the incentive to distributed solar generation in Brazil will increase the use tariffs of distribution systems, reducing the distributors revenues and tax collection by government in the conventional electricity sector. The current state of solar generation in Brazil is non-inclusive, 95% of the solar generation systems distributed in the country among residential consumers, have an installed capacity of more than 210 kWh, for an average consumption in the country that revolves around 160 kWh. In the Brazilian case, the results obtained in this thesis shows that an increase in tariffs in the year of 2025 in the order of 6,73 % to 8,32 %, as well as in the base scenario - *which preserves the current average growth rates of solar photovoltaic technology* - a reduction in the net revenue of 14,7 billion in the distributors, and 6,0 billion in taxes.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	HIPÓTESE	6
1.2.	OBJETIVOS:.....	7
1.3.	SUMÁRIO DOS CAPÍTULOS.....	7
2.	IMPACTOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	8
2.1.	ALEMANHA	9
2.2.	ITÁLIA.....	12
2.3.	FRANÇA.....	15
2.4.	PORTUGAL.....	19
2.5.	AUSTRÁLIA	22
2.6.	CHINA	25
2.7.	JAPÃO.....	28
2.8.	ESTADOS UNIDOS	31
2.9.	BRASIL.....	33
2.10.	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO.....	36
3.	TARIFAS DE ENERGIA NO BRASIL.....	37
3.1.	COMPORTAMENTO DA DEMANDA E DO CONSUMIDOR	38
3.2.	COMPORTAMENTO DA OFERTA DAS EMPRESAS.....	43
3.3.	CONSTRUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA	49
3.3.1.	Caracterização da Carga	50
3.3.2.	Custos Marginais do Sistema	53
3.3.3.	Componentes Tarifários e Sinalização Regulatória.....	56
3.3.4.	Metodologia de Cálculo da Estrutura Tarifária no Brasil	60
3.3.5.	Cálculo dos custos de distribuição: TUSD fio B.....	69
3.3.6.	Construção das Modalidades Tarifárias	72
4.	APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA	75
4.1.	REVISÃO DOS INCENTIVOS À GERAÇÃO SOLAR	76
4.2.	MODELOS DE ESTIMAÇÃO DA DIFUSÃO DE INOVAÇÕES.....	80
4.3.	METODOLOGIA PROPOSTA	83

4.3.1.	Calibração do custo dos sistemas fotovoltaicos residenciais	85
4.3.2.	Análise de fluxo de caixa descontado.....	88
4.3.3.	Comparação de preço das diferentes políticas tarifárias	92
4.3.4.	Modelagem da expansão dos geradores solares conectados à rede.....	94
4.3.5.	Impacto nas tarifas residenciais do Brasil	97
5.	RESULTADOS	99
5.1.	ANÁLISE EXPLORATÓRIA DE DADOS	100
5.2.	ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	104
5.3.	DISSEMINAÇÃO TECNOLÓGICA E EFEITOS TARIFÁRIOS	111
6.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	116
6.1.	REDUÇÃO DE CUSTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	118
6.2.	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS POR CONCESSIONÁRIA	119
6.3.	RACIONALIDADE DO ATUAL MODELO DE TARIFAS BRASILEIRO 124	
7.	PROPOSTA DE ADAPTAÇÃO REGULATÓRIA	125
7.1.	MUDANÇA NO CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA	125
7.2.	ADAPTAÇÃO NO CÁLCULO DAS TARIFAS	126
7.3.	AJUSTES NO MODELO CONTRATAÇÃO DE ENERGIA.....	131
8.	CONCLUSÕES	132
9.	REFERÊNCIAS	137
10.	ANEXOS	145
10.1.	ANEXO 1: TARIFAS ADOTADAS NO ESTUDO	145
10.2.	ANEXO 2: ESTIMATIVAS DE FLUXO DE CAIXA	149
10.3.	ANEXO 3: ESTIMATIVAS DO MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA RESIDENCIAL POR DISTRIBUIDORA	161
10.4.	ANEXO 3: ESTIMATIVAS DO IMPACTO DOS SUBSÍDIOS A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA RESIDENCIAL NOS PRÓXIMOS 5 ANOS POR DISTRIBUIDORA NO CENÁRIO BASE.....	165

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica da Alemanha em 2019, fonte [8], elaboração própria.....	10
Figura 2 - Matriz elétrica da Alemanha em 2000, fonte [8], elaboração própria.....	10
Figura 3 - Matriz elétrica da Itália em 2019, fonte [13], elaboração própria.....	13
Figura 4 - Matriz elétrica da Itália em 2000, fonte [13], elaboração própria.....	13
Figura 5 - Matriz elétrica da França em 2019, fonte [16], elaboração própria.....	16
Figura 6 - Matriz elétrica da França em 2000, fonte [16], elaboração própria.....	16
Figura 7 - Matriz elétrica de Portugal em 2019, fonte [21], elaboração própria.....	19
Figura 8 - Matriz elétrica de Portugal em 2000, fonte [21], elaboração própria.....	20
Figura 9 - Matriz elétrica da Austrália em 2019, fonte [23], elaboração própria.....	23
Figura 10 - Matriz elétrica da Austrália em 2000, fonte [23], elaboração própria.....	23
Figura 11 - Matriz elétrica da China em 2019, fonte [28], elaboração própria.....	25
Figura 12 - Matriz elétrica da China em 2000, fonte [28], elaboração própria.....	26
Figura 13 - Matriz elétrica do Japão em 2019, fonte [30], elaboração própria.....	29
Figura 14 - Matriz elétrica do Japão em 2000, fonte IEA [30], elaboração própria.....	29
Figura 15 - Matriz elétrica dos EUA em 2019, fonte [33], elaboração própria.....	31
Figura 16 - Matriz elétrica dos EUA em 2000, fonte [33], elaboração própria.....	31
Figura 17 - Matriz elétrica do Brasil em 2019, fonte IEA [35], elaboração própria.....	34
Figura 18 - Matriz elétrica do Brasil em 2000, fonte IEA [35], elaboração própria.....	34
Figura 19 – Curvas de indiferença para diversos níveis de restrição orçamentária, elaboração própria.....	41
Figura 20 – Curva Preço-Consumo com variação no consumo fora de ponta, elaboração própria.....	42
Figura 21 – Função de custos totais, marginais e custos unitários (médios) de curto prazo, elaboração própria baseado em [41].....	45
Figura 22 – Equilíbrio de Longo Prazo da empresa monopolista, elaboração própria.....	47
Figura 23 – Perda de bem-estar social (em cinza) quando um monopólio maximiza seus lucros. Elaboração própria.....	48

Figura 24 – Comportamento da carga por nível do sistema e categoria de consumidores. Fonte [41] adaptado	52
Figura 25 – Abertura da TUSD, fonte ANEEL [40]	56
Figura 26 - Abertura da TE, fonte ANEEL [40]	58
Figura 27 –Diagrama de fluxo de potência, fonte [55]	62
Figura 28 – Fatores de coincidência para diferentes tipos de consumidores j, elaboração própria.....	66
Figura 29 – Exemplo de cálculo do fator $\phi k_0, k$ para o nível A3a, fonte [42]	68
Figura 30 – Construção das modalidades tarifárias de curta, média e longa utilização, fonte [56] adaptado.....	73
Figura 31 - Diferenciação de custos com aplicação de tarifas volumétricas, fonte [42]73	
Figura 32 – Diferenciação de modalidades entre consumidores de baixa tensão e alta tensão, fonte [42], adaptado.....	74
Figura 33 - Divisão entre categorias de inovadores. Fonte [74].....	81
Figura 34 – Diferenças nas curvas de adoção de diferentes tecnologias. Fonte: [76]... 81	
Figura 35 – Passos para estimação dos custos da expansão dos sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição de energia elétrica, elaboração própria	83
Figura 36 - Média anual e mensal da irradiação solar total diária no Brasil, em Wh/m ² /dia (valores acima dos meses). Fonte: LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Energéticos Renováveis) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais)	85
Figura 37 - Relação entre kWh (médio) e custos do projeto para os 37 projetos analisados, em dezembro de 2018.....	86
Figura 38 - Relação entre kWh (médio) e custos do projeto para os 37 projetos analisados atualizados pela redução de custo média estimada pela IRENA [90], em dezembro de 2020	87
Figura 39 – Modelo de fluxo de caixa descontado, elaboração própria	89
Figura 40 - Custos tarifários para consumidores residenciais no Brasil, adaptado de [91].	93
Figura 41 - Distribuição triangular com média "m", valor mínimo "a" e valor máximo "b", elaboração própria	95
Figura 42 - Participação de diferentes classes de consumo na capacidade instalada fotovoltaica conectada à rede, até agosto de 2019, Fonte: [89] (adaptado de [75]).	100

Figura 43 - Participação de diferentes classes de consumo na capacidade instalada fotovoltaica conectada à rede até dezembro de 2020 (adaptado de [75]).....	100
Figura 44 - Participação de diferentes projetos de geração fotovoltaica conectados à rede por consumidores residenciais com base nos percentis em agosto de 2019. Fonte: [89] (adaptado de [75]).....	101
Figura 45 - Participação de diferentes projetos de geração fotovoltaica conectados à rede por consumidores residenciais com base nos percentis, em dezembro de 2020 (adaptado de [75]).	102
Figura 46 - Resultados da simulação Monte Carlo, para o valor estimado de α na equação 33, em dezembro de 2020 (% ao ano). Elaboração própria. (adaptado de [89]).	103
Figura 47 - Simulações dos cenários de tarifas. Os cenários de VPL são divididos em Base, C1, C2, C3, C4 e C5, são relativos aos arranjos indicados na Figura 38 e na Tabela 10, para o ano de 2018. Fonte: Elaboração própria	105
Figura 48 - Simulações dos cenários de tarifas. Os cenários de VPL são divididos em Base, C1, C2, C3, C4 e C5, são relativos aos arranjos indicados na Figura 37 e na Tabela 10, para o ano de 2020. Fonte: Elaboração Própria.....	106
Figura 49 - Simulações dos cenários e custos de oportunidade listados na Tabela 10, em 2019, elaboração própria. Fonte: [89]	109
Figura 50 - Simulações dos cenários e custos de oportunidade listados na Tabela 10, em 2020, elaboração própria.	110
Figura 51 - Simulação dos parâmetros de Bass [79] para um mercado residencial potencial de 40,40%, (considerando ainda 66,8 % de domicílios próprios).	111
Figura 52 - Impacto da política tarifária atual com $p = 0,0014$ e $q = 0,3716$, cenário de BASE.....	114
Figura 53 - Impacto da política tarifária atual com $p = 0,0018$ e $q = 0,2741$, cenário de BAIXA penetração	115
Figura 54 - Impacto da política tarifária atual com $p = 0,0012$ e $q = 0,4378$, cenário de ALTA penetração	115
Figura 55 - Redução de custos dos sistemas de geração solar e aumento do fator de capacidade, fonte IRENA [90]	118
Figura 56 - Redução de custos dos módulos solares por mercado entre 2013 e 2019, fonte IRENA [90]	119
Figura 57 – Relação entre a tarifa residencial (em R\$/kWh) e velocidade e expansão da geração distribuída no Brasil no cenário BASE, elaboração própria	121
Figura 58 - Potência instalada por concessão no Brasil, elaboração própria	122

Figura 59 – Distribuição geográfica da taxa de expansão da geração distribuída fotovoltaica e tarifas residenciais no Brasil, elaboração própria	123
Figura 60 – Alternativas para redução do subsídio a geração distribuída no Brasil, fonte ANEEL [97]adaptado	127
Figura 61 – Cenários de tarifas não considerando uma reforma no setor elétrico Brasileiro (C0). Elaboração Própria	129
Figura 62 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição sobre o consumo não simultâneo dos prossumidores (C1). Elaboração Própria	129
Figura 63 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição e transporte sobre o consumo não simultâneo dos prossumidores (C2). Elaboração Própria	130
Figura 64 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição, transporte e encargos de uso sobre o consumo não simultâneo dos prossumidores (C3). Elaboração Própria.....	130
Figura 65 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição, transporte, encargos de uso e perdas sobre o consumo não simultâneo dos prossumidores (C4). Elaboração Própria.....	130
Figura 66 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição, transporte, encargos de uso, perdas e encargos de energia sobre o consumo não simultâneo dos prossumidores (C5). Elaboração Própria.....	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 8 - Capacidade instalada e geração esperada em dezembro de 2018, estatísticas descritivas, elaboração própria	85
Tabela 9 - Capacidade instalada e geração média esperada em dezembro de 2020, estatísticas descritivas de preço atualizadas pela redução de custo estimada pela IRENA [90], elaboração própria.....	86
Tabela 11 - Ajustes para isolar o efeito da expansão na geração fotovoltaica conectada à rede nas tarifas volumétricas do consumo residencial brasileiro em 2020, elaboração própria.....	99
Tabela 12 - Cenários adotados para o crescimento do mercado, no ano de 2018 (obtidos de [88]).	99
Tabela 13 - Cenários adotados para o crescimento do mercado, no ano de 2020 (obtidos de [88]).	99
Tabela 14 - Consumo médio residencial no Brasil (adaptado de [88]).	103
Tabela 17 - Resultados da análise tarifária, nas narrativas dos diferentes cenários de expansão da tecnologia solar.	112
Tabela 18 – Rateio da capacidade instalada de geração distribuída solar no Brasil....	116
Tabela 19 – Desagregação dos parâmetros de Bass para as diferentes concessionárias de distribuição no Brasil para o ano de 2020, elaboração própria.....	120
Tabela 20 – Subsídios agregados para o Brasil nos cenários de adoção de GD. Elaboração própria.....	128

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Cálculo da TUSD, fonte elaboração própria	57
Quadro 2 – Cálculo da TE, fonte elaboração própria.....	58
Quadro 3 – Modalidades tarifárias conforme nível e posto, fonte ANEEL [40]	59
Quadro 4 – Classificação dos tipos k de redes, elaboração própria	63
Quadro 5 – Classificação dos postos tarifários h, elaboração própria	63
Quadro 6 – Classificação dos tipos de clientes j, elaboração própria	64
Quadro 7 – Modalidades tarifárias, “time of use”	64
Quadro 8 - Possíveis opções tarifárias para a simulação do potencial de geração fotovoltaica conectada à rede com base na Figura 38, adaptada de [91].....	93
Quadro 9 - Restrições de simulação para análise de fluxo de caixa descontado baseadas na proposta metodológica deste capítulo, para o ano de 2019. Fonte: Elaboração Própria	107
Quadro 10 - Restrições de simulação para análise de fluxo de caixa descontado baseadas na proposta metodológica do capítulo para o ano de 2020.....	108

LISTA DE EQUAÇÕES

(1) – Relação entre utilidade marginal e preço do consumo de ponta e fora de ponta...	39
(2) – Taxa marginal de substituição entre o consumo de ponta e fora de ponta	41
(3) – Inclinação da curva de indiferença entre o consumo de ponta e fora de ponta	41
(4) – Restrição orçamentária do consumidor.....	41
(5) – Função de Lagrange do problema de maximização da utilidade.....	42
(6) – Solução do equilíbrio de preços para maximização da utilidade do consumidor ..	42
(7) – Restrição orçamentária do consumidor (equivalente a equação 5).....	42
(8) – Restrição orçamentária da empresa monopolista.....	44
(9) – Função de Lagrange do problema de maximização de lucro em concorrência perfeita.....	44
(10) – Solução do equilíbrio de preços para maximização do lucro em concorrência perfeita.....	45
(11) – Função de lucro (receita menos despesa)	46
(12) – Função de preço em concorrência perfeita (preço igual a custo marginal)	46
(13) – Função de benefício proposta por Marcel Boiteux do problema de otimização para precificação por pico de carga “ <i>peak-load pricing</i> ”	54
(14) – Função de Lagrange (otimização) proposta por Marcel Boiteux do problema de otimização para precificação por pico de carga “ <i>peak-load pricing</i> ”	54
(15) – Solução de Boiteux para precificação da demanda ponta.....	55
(16) – Solução de Boiteux para precificação da demanda fora de ponta	55
(17) – Cálculo do “CURD” – custos de uso das redes de distribuição por um cliente tipo j, em um rede tipo k, no horário h	62
(18) – Soma do cálculo do “CURD” – custos de uso das redes de distribuição por um cliente tipo j, em um rede tipo k, no horário h em todos os segmentos de rede.....	65
(19) – Cálculo do “CURD” – custos de uso das redes de distribuição em todos os postos tarifários, somando todos os segmentos de rede e as perdas acumuladas.....	65
(20) – Cálculo da responsabilidade de potência de cada cliente tipo j, em cada posto tarifário u, de cada segmento de sistema k.....	65

(21) – Cálculo do fator acumulado de perdas de potência por segmento de rede, j no horário h	67
(22) – Cálculo do fluxo de potência entre dois níveis de rede, da figura 29 na transição entre os níveis A2 e A3a.....	68
(23) – Cálculo da estrutura vertical sobre o mercado faturado no agrupamento tarifário k	69
(24) – Cálculo da estrutura vertical considerando os custos comerciais no agrupamento tarifário k	69
(25) - Percentual de ponderação das atividades comerciais com base no número de consumidores por agrupamento tarifário k	69
(26) – Tarifa de referência TUSD fio-B fora de ponta do agrupamento tarifário k em R\$/kW.....	70
(27) – Tarifa de referência TUSD fio-B de ponta do agrupamento tarifário k em R\$/kW	70
(28) – Capacidade esperada média de geração solar no Brasil em Wh de acordo com a potência instalada do sistema solar em W_p	86
(29) – Função de custos do investimento inicial no sistema de geração solar de acordo com a geração esperada em 2019	87
(30) – Função de custos do investimento inicial no sistema de geração solar de acordo com a geração esperada em 2020	87
(31) – Modelo de Fluxo de caixa descontado para projetos de geração solar residencial	89
(32) – Função cumulativa de perda de potência dos painéis solares ao longo do prazo de comissionamento do projeto	90
(33) - Curva S logística de expansão da tecnologia solar fotovoltaica	94
(34) – Constante de ajustamento da curva S logística de expansão da tecnologia solar fotovoltaica	95
(35) – Função de ajuste discreta de segunda ordem para estimação dos parâmetros do modelo de Bass.....	96
(36) - Função de Bass para ajustamento da curva S de expansão da tecnologia solar fotovoltaica	97

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia solar tem-se expandido rapidamente nos últimos anos no Brasil. Um dos principais motivos para a aceleração da adoção dessa fonte de energia na matriz energética do país, é o incentivo promovido pela da resolução normativa 482, publicada pela ANEEL no dia 17 de abril de 2012 [1]. Essa resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso das micro e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição, além da criação do sistema de compensação de energia elétrica. Essa nova regulação está em consonância com um movimento global de transformação do setor eletroenergético denominado “*transição energética*”, na direção do uso cada vez maior de fontes renováveis de energia [2].

Uma das principais consequências da transição energética é a descentralização da geração com a instalação de pequenos sistemas semiautônomos em residências trazendo desafios de ordem técnica e econômica ao setor elétrico [2]. Esse novo modelo de produção descentralizado é incompatível com os modelos tarifários atuais, onde o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico é determinado por uma estrutura tarifária que considera um arranjo de despacho de energia centralizado no qual os níveis de tensão inferior são alimentados pelos níveis de tensão superior [3]. Há, nesse sentido, um grande desafio na aplicação das tradicionais tarifas volumétricas em um contexto no qual as novas tecnologias tendem a diminuir o mercado faturado pelas distribuidoras, assegurando a arrecadação de recursos que financiam o funcionamento do setor elétrico.

No Brasil, os microgeradores distribuídos são caracterizados por centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatt-hora e os minigeradores distribuídos são centrais com potência instalada superior a 75 quilowatt-hora e menor ou igual a 5 megawatt-hora [1]. Ambos podem explorar o sistema de compensação de energia elétrica proposto na Resolução Normativa 482, na qual a energia injetada por unidade consumidora é cedida por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local, sendo posteriormente compensada no consumo de energia a partir da rede da distribuidora.

A maior parte dos projetos de geração distribuída são de geradores fotovoltaicos que se beneficiam da possibilidade de trocar a energia gerada durante o dia pela energia consumida à noite (ou em momentos de geração insuficiente).

A geração compartilhada permite o autoconsumo remoto por unidades consumidoras que tenham pessoas jurídicas diferentes dentro da mesma região de concessão, valendo-se do uso das redes de distribuição [1]. Além disso, é permitida a compensação para pessoas físicas e jurídicas com o mesmo CPF ou CNPJ do excedente gerado por unidades individuais. Esse modelo produz uma grande distorção porque demanda o uso das redes de distribuição e transmissão de forma gratuita pelos usuários dos condomínios de geração compartilhada.

O PRODIST [4] regulamenta que o prazo máximo para emissão de parecer de acesso para as unidades que desejam fazer uso de geração distribuída é de 60 dias. Ademais, é dispensada a assinatura de contratos de uso por parte dos participantes do sistema de compensação. Os custos de eventuais melhorias e reforços no sistema da distribuidora fazem parte da participação financeira dos consumidores optantes pela instalação de geração distribuída, contudo os custos de conexão (instalação de medição, por exemplo), são rateados por todos os consumidores. Por fim o regulamento prevê sistema de compensação de energia elétrica permita a compensação dos excedentes em até 60 meses.

Os apoiadores do fomento à geração distribuída alegam que existem benefícios implícitos na adoção dos sistemas de geração descentralizada. Seus principais argumentos são a postergação de investimentos no setor elétrico (geração, distribuição e transmissão), a redução de perdas (devido à geração estar mais próxima da carga), o incentivo à geração renovável, a redução da emissão de gases poluentes e a geração de empregos por meio da criação de novos negócios.

Já os críticos, se apoiam principalmente no argumento de que nem sempre é verdade que os investimentos em distribuição e transmissão seriam postergados. Assim como no fato de que o atual sistema tarifário do país é incompatível com o modelo de incentivos adotado, onerando os demais consumidores por meio da criação de um subsídio cruzado. O trabalho aqui proposto não entra no mérito dos custos e benefícios da geração distribuída se restringe apenas a uma análise tarifária do que pode acontecer dado o processo atual de rateio das tarifas na recomposição da receita dos setores regulados.

Além do debate acirrado entre apoiadores e críticos da geração distribuída, o modelo regulatório brasileiro também permite a instalação de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, caracterizados pela utilização da energia elétrica de forma

independente. Nesses empreendimentos, uma fração do uso é alocada remotamente a várias unidades consumidoras. Esse tipo de projeto é chamado de geração compartilhada, uma vez que as unidades consumidoras estão localizadas na mesma região de concessão, mas não necessariamente no mesmo ponto onde a carga é produzida [1].

Há muitas críticas comuns ao modelo regulatório atual, dentre elas, a de que o montante de geração incentivada no Brasil estará sempre restrito à capacidade de consumo das unidades consumidoras que optarem por instalar geradores solares em suas residências [5]. Em alguns casos, seria mais vantajoso para o “*prossumidor*” – consumidor gerador – instalar uma capacidade acima do consumo anual e negociar o excedente. Entretanto, os defensores da proposta atual argumentam que limitar a quantidade de energia compensada é uma alternativa para dificultar a expansão muito acelerada da micro e minigeração no sentido de resguardar as atividades de distribuição e geração na perda de receita relativa à redução na energia comercializada.

Do ponto de vista das distribuidoras, bem como, dos consumidores que não têm possibilidade de comprar geradores solares, a adoção de tarifação líquida como mecanismo de incentivos gera prejuízos que se refletem na elevação das tarifas de fornecimento. O atual modelo de tarifas, sem o estabelecimento de novas modalidades tarifárias para geração distribuída, pode resultar em um aumento considerável de custos de atendimento.

Outro ponto importante nesse contexto é o estabelecimento de subsídios cruzados que imputariam aos consumidores sem possibilidade de migração o ônus de manter os incentivos à expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, para atender a demanda dos consumidores que possuem microssistemas de geração, quando em situações de pico e de redução da radiação solar passassem a demandar energia da rede. Boa parte desses consumidores sem microssistemas de geração é de baixa renda, daí a importância de se repensar a regulação da geração distribuída no país [3].

O motivo para a pressão tarifária que será imposta aos consumidores que não tem possibilidade de migrar para sistemas de microgeração distribuída reside no caráter majoritariamente volumétrico das tarifas. O faturamento das distribuidoras de energia está diretamente relacionado à quantidade de energia entregue aos consumidores, bem como à proporção de rateio das tarifas [3].

Ao longo das próximas décadas haverá uma forte expansão da capacidade de geração distribuída diante do desafio de descarbonizar a matriz energética e da necessidade de mitigar as alterações climáticas. Logo, o setor elétrico brasileiro estará em busca de um incessante ganho de eficiência e aumento do uso das fontes renováveis. A exemplo de vários países que já estão realizando esses investimentos e propondo regulamentações alternativas nessa direção, a discussão acerca da expansão da energia solar fotovoltaica não deve ser feita sem considerar os impactos dessa expansão sobre as tarifas.

Este trabalho de tese apresenta um papel estratégico no planejamento do setor elétrico brasileiro. A relevância da pesquisa apresentada consiste em fornecer à sociedade um olhar quantitativo na análise do impacto tarifário da expansão da geração distribuída nos custos de distribuição e encargos pagos pelos consumidores, ressaltando a relevância de repensar o sistema de tarifas e incentivos regulatórios vigente no país.

Países como Itália [6], Portugal [7] e Alemanha [8] já possuem significativa parcela da oferta de energia elétrica baseada na geração fotovoltaica. Nesses países, o custeio dos programas de incentivo à geração solar é uma questão crítica, como será apontado ao longo do capítulo 3. Um exemplo são os modelos de tarifas *feed-in* que tornam a preocupação com o custeio dos sistemas de distribuição menos relevante – *ao contrário do caso brasileiro*.

No caso da tarifação volumétrica, a redução do mercado consumidor e da energia contratada pelas distribuidoras não significa uma necessidade de menor uso da rede. Unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos continuam usando os sistemas de rede, geralmente de forma não otimizada. Essa característica ocorre naturalmente devido ao descasamento entre a geração e o consumo ao longo das 24 horas do dia.

O debate do tema tem sido acirrado, uma vez que instituições como o Congresso Nacional e o Tribunal de Contas da União estão envolvidos na construção do novo marco legal para a geração distribuída. Em 2019, a ANEEL abriu a audiência pública 01/2019 para colher subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR – com a finalidade do aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012). Apesar da elevada participação social no tema, as discussões não avançaram.

O Tribunal de Contas da União publicou, no final de 2020, um acórdão por interposição

do Ministério Público Federal exigindo que a ANEEL modificasse o atual regulamento e fornecesse explicação sobre os subsídios cruzados na tarifa [9]. A ANEEL, por sua vez, afirma que o problema dos subsídios cruzados nas tarifas de energia deve ser endereçado pelo Poder Legislativo.

No Congresso Nacional, o PLC 5.829/19, de autoria do deputado Silas Câmara [10], previu 50% de redução das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, transmissão e encargos para consumidores com energia compensada, com 100% de redução nas tarifas para os consumidores que solicitaram a ligação até 31/12/2020. Tal proposta, entretanto, não resolveria o problema de desequilíbrio econômico-financeiro do setor e poderia, inclusive, agravá-lo. O primeiro texto substitutivo apresentado em março de 2021 pelo deputado Lafayette Andrada, criou uma regra de transição em 10 anos utilizando recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), não resolvendo de maneira definitiva o problema dos subsídios cruzados.

Por outro lado, existe também o PLS 232/2016, que tramita no Senado Federal, foi enviado à Câmara como substitutivo do PLC 5.829/19 [10]. O projeto prevê uma série de modificações nas leis nº 9.427/1996, nº 9.478/1997, nº 9.648 /1998, nº 10.847/2004, nº 10.848/2004, e nº 12.783/2013, e na Medida Provisória nº 2.227/2001. Esse projeto de lei dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e um ajuste no modelo de contratação das concessões de geração de energia elétrica. No seu texto preliminar, há a previsão de que as concessionárias de distribuição possam comprar energia proveniente de fontes de geração distribuída. Traz, ainda, a eliminação total das barreiras de acesso ao mercado livre, incluindo pequenos consumidores atendidos em baixa tensão, e a eliminação dos subsídios tarifários na TUSD e TUST para fontes incentivadas, inclusive, a solar fotovoltaica [11].

É notório que a expressiva participação de custos fixos nos serviços de rede deve estar corretamente refletida nas tarifas, principalmente nos casos em que o consumidor gera a sua própria energia. Desse modo, distorções na alocação de custos precisam ser estudadas e os dilemas sanados por meio de uma regulação objetiva evitando as consequências nocivas das distorções na alocação de custos entre os consumidores, inerentes à estrutura de incentivos adotada no país para promoção da geração distribuída.

Cabe ainda ressaltar que o uso de energia limpa é um compromisso assumido pelo Brasil

e outras nações e que sua expansão tem-se mostrado bastante acelerada nos últimos anos. Decorre, portanto, que a motivação por trás do estudo dos impactos econômicos da expansão de microgeração distribuída solar sobre as tarifas dos demais consumidores residenciais é uma forma de mitigar os problemas já identificados em outros países onde o processo é mais maduro, e construir um regulamento mais adequado à realidade brasileira.

Isso exposto, neste trabalho serão estudados cenários de expansão da micro e minigeração distribuídas no Brasil, bem como seus impactos sobre as tarifas dos consumidores residenciais no país ao longo do próximos anos. Para tal, aplicaremos um modelo tarifário simplificado com a estimação de três cenários de expansão da fonte solar fotovoltaica entre os consumidores residenciais. A seguir, serão discutidos os impactos tarifários e os impactos sobre a arrecadação de impostos, traçando assim, uma narrativa do futuro que se avizinha para as tarifas residenciais e dos impactos da contestação de mercado provocada pela geração solar distribuída.

1.1. HIPÓTESE

Considerando o impacto na redução das receitas pelo uso dos sistemas de distribuição, devido a expansão da capacidade instalada de mini e microgeração solar distribuída. Considerando a redução de mercado prevista na estratégia de promoção de um regime de faturamento líquido “*net-metering*” para os consumidores residenciais que optem por gerar sua própria energia deixando de pagar encargos tarifários, e, adicionalmente considerando: (i) O ajuste necessário das tarifas volumétricas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD-fio-B), para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, e, (ii) A expectativa de redução na arrecadação de impostos, ICMS/PIS/COFINS, pela queda no faturamento de energia.

A hipótese a ser testada no presente trabalho é que a transição energética levará a uma elevação das tarifas dos consumidores residenciais não optantes pela instalação de geração solar distribuída. Esse fato implicará à necessidade de uma mudança na Resolução Normativa 482 [1] que permitiu no setor elétrico Brasileiro a atual estrutura de incentivos à geração distribuída.

1.2. OBJETIVOS:

A presente tese tem o objetivo de analisar os impactos tarifários entre os consumidores residenciais para a tomada de decisão dos rumos do incentivo à promoção da geração distribuída no Brasil, bem como, a implementação de políticas públicas que facilitem a opção pela geração distribuída ou protejam os consumidores vulneráveis dos efeitos tarifários da transição energética. **Busca-se identificar a partir de que momento os atuais incentivos à geração solar devem ser removidos no Brasil e quais seriam os impactos regulatórios pela não adoção dessa estratégia sobre as tarifas médias dos próximos anos.** Os objetivos específicos são:

- I. Estimar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, por meio do estudo de cenários viáveis de crescimento da geração distribuída.
- II. Estimar o ano em que a expansão da geração distribuída iniciará uma forte elevação das tarifas residenciais dos consumidores não migrantes.
- III. Estimar cenários de elevação das tarifas e redução da arrecadação de impostos.
- IV. Verificar a competitividade das “tarifas reais” versus o custo de instalação dos sistemas de mini e micro geração solar distribuída, por meio da estimativa de custos, como meio de inferir a necessidade da permanência do subsídio à fonte solar fotovoltaica.
- V. Caracterizar a dimensão e o tipo das instalações de geração solar distribuída no Brasil e qual faixa de consumo tem feito maior uso da tecnologia.
- VI. Propor ajustes na regulação como meio de mitigar o problema dos subsídios cruzados entre consumidores e prosumidores.

1.3. SUMÁRIO DOS CAPÍTULOS

Os capítulos deste trabalho de tese estão assim divididos: o **capítulo 2** explora as facetas da transição energética e o avanço da geração distribuída em alguns países com processo avançado de migração para fontes renováveis. Apresenta que impactos foram observados

e quais problemas apareceram nesses países por meio de uma revisão bibliográfica com o objetivo de antecipar os problemas no Brasil; **o capítulo 3** faz uma revisão do mecanismo de cálculo das tarifas de energia no Brasil. Explica o modelo de construção da estrutura tarifária e das tarifas de referência, levanta os aspectos teóricos e práticos da construção das modalidades tarifárias, bem como, sua relação com o problema da expansão da geração distribuída. Aponta os problemas do modelo tarifário atual do ponto de vista conceitual quando aplicado no contexto da transição para geração descentralizada; **o capítulo 4** é dedicado à apresentar a metodologia proposta para análise do impacto tarifário da expansão da geração distribuída no Brasil, apresenta a proposta quantitativa utilizada neste trabalho de tese para análise de impacto regulatório; **o capítulo 5** apresenta os resultados da tese, e **o capítulo 6** discute os resultados da modelagem de cenários de impacto regulatório da política de incentivo a mini e microgeração adotada no Brasil, aplicando a metodologia proposta no capítulo 4 ; **o capítulo 7** apresenta um proposta de ajuste regulatório, alinhada à experiência internacional e aos resultados deste estudo; **o capítulo 8** apresenta as conclusões deste estudo.

2. IMPACTOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Os próximos anos serão desafiadores para a humanidade, especialmente em relação ao uso cada vez mais intenso de fontes renováveis de energia. A transição energética é definida como a diversificação da matriz energética global na direção do uso cada vez menor de fontes de energia não renováveis emissoras de gases estufa, como combustíveis fósseis e energia nuclear.

Segundo relatório do IPCC [12], para manter a elevação média da temperatura global em 1,5 °C acima da temperatura média pré-revolução industrial é necessária uma redução de 45% nas emissões até 2030, considerando como base os níveis de emissão de 2010. No entanto as emissões realizadas, segundo o próprio relatório do IPCC, apresentam tendência crescente. A redução na emissão de gases de efeito estufa teria que ser extremamente agressiva, para que as preocupações com as externalidades provocadas pelo aquecimento global, sigam os compromissos feitos no Acordo de Paris em 2015 [13].

Ocorre que, os impactos tarifários e econômicos dessa mudança sobre o modelo regulatório atual de geração de energia elétrica centralizada, podem levar a fortes

distorções de alocação de custos entre os consumidores, optantes ou não, pela geração distribuída e a consequente elevação generalizada das tarifas com a imposição de uma estrutura de subsídios cruzados.

A transição energética é uma necessidade mundial perante os problemas ambientais. A eletricidade de origem renovável tem um grande papel na mitigação dos efeitos do aquecimento global, seja na redução das fontes de geração poluentes dentro do setor elétrico, ou na redução das emissões de outros setores, como o setor de transportes por meio da eletrificação de veículos [14]. Uma parcela importante da transição energética é devida a descentralização da geração, processo que se busca caracterizar nesse capítulo. A seguir apresenta-se resumidamente os casos de alguns países: Alemanha, Itália, França, Portugal, Austrália, China, Japão, Estados Unidos e Brasil, traçando um panorama qualitativo da transição energética nesses países. Espera-se com essa análise, colher a experiência internacional sobre o tema, bem como, observar os riscos aos quais o modelo Brasileiro – *em fase tardia de maturidade* – está sujeito.

2.1. ALEMANHA

A Alemanha é um país com mercado de energia liberalizado, no qual os segmentos de geração e comercialização do setor elétrico, são abertos à competição. O modelo desse país difere do modelo brasileiro, já que todos os consumidores alemães são livres, inclusive os consumidores de baixa tensão. Nesse sentido, o país não possui contratos de compra de energia de longo prazo e o consumidor escolhe seu supridor de energia.

No campo da política energética há grande preocupação, por parte do Governo, em reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Foram elaboradas diretrizes para impulsionar a transição energética no país, inclusive, decretando por lei o fim da geração nuclear até 2022 [15]. No tocante à matriz energética do setor de energia elétrica no ano de 2019 a Alemanha apresentou expressiva presença de fontes renováveis (41,55%), com destaque para fonte eólica (20,38%) e solar (7,69%), dentro de uma capacidade instalada total de geração de 618,2 GWh [16].

A Figura 1 mostra o rateio da capacidade de geração na Alemanha em 2019. Nota-se ainda que, no caso da Alemanha, a fonte solar é a segunda fonte mais importante entre as

fontes renováveis, mesmo que o potencial de irradiação solar no país seja relativamente baixo se comparado ao Brasil. Pode observar-se que, na expansão da geração distribuída no país houve uma redução do *Market Share* das principais fontes de geração poluentes [8], apresentado uma situação muito diferente a do ano 2000, conforme Figura 2.

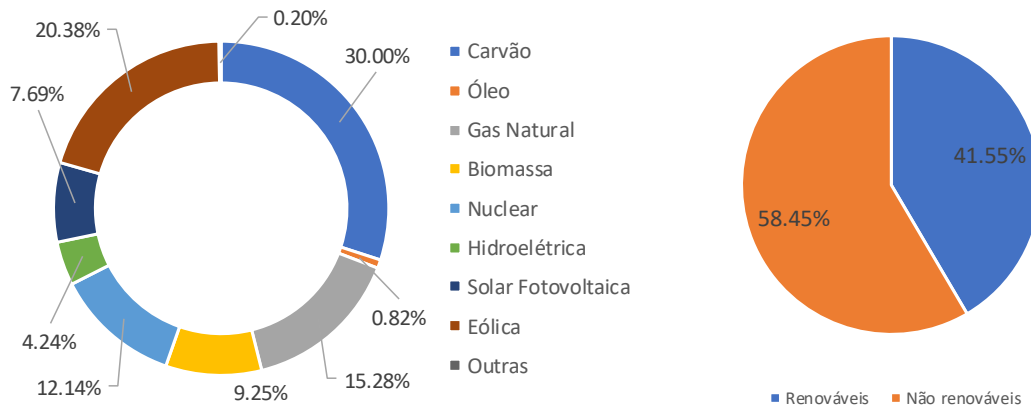


Figura 1 - Matriz elétrica da Alemanha em 2019, fonte [16], elaboração própria

Com base na Figura 2 pode-se notar o expressivo sucesso germânico na construção da sua transição energética. Em menos de 20 anos, a participação das fontes renováveis na matriz energética do país, saltou de 7,89 % para expressivos 41,55 %, deixando de ser uma das matrizes energéticas mais sujas do mundo. Nota-se também que a fonte solar era pouco representativa na matriz energética do ano de 2000. A experiência da Alemanha é considerada exitosa na promoção das fontes de energia renovável e o instrumento escolhido pelo país para isso foi a criação de tarifas *feed-in*.

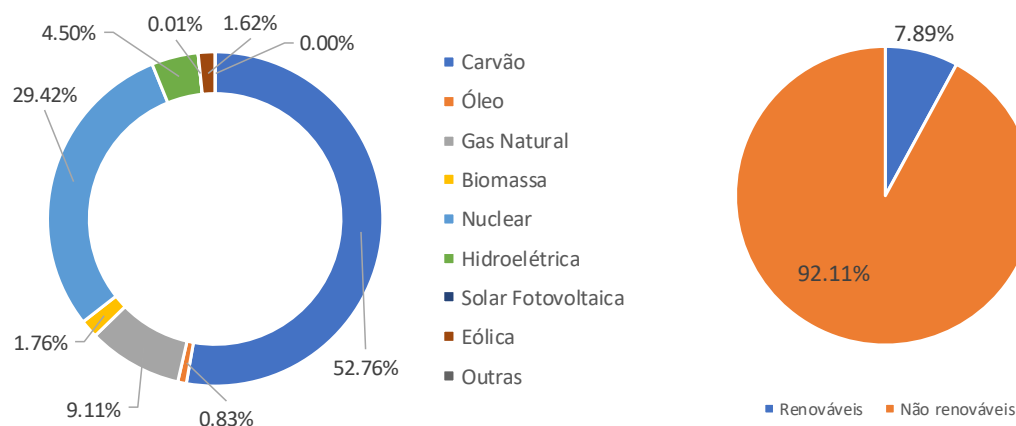


Figura 2 - Matriz elétrica da Alemanha em 2000, fonte [16], elaboração própria

A implantação tarifas diferenciadas – *subsidiadas* – por fonte de energia e

regulamentações que obrigavam as distribuidoras e supridores a comprar energia de fontes renováveis por 20 anos, com preço fixo, essa opção alavancou as fontes renováveis na Alemanha. Ao longo do tempo o programa foi reformulado abolindo restrições de tamanho máximo das usinas solares. Assim, enquanto a produção de energia solar crescia, o governo foi diminuindo, gradativamente, a remuneração garantida pelo subsídio explícito da tarifa *feed-in* para os sistemas fotovoltaicos, de forma que o subsídio ao longo do tempo caiu, pressionando menos o sistema tarifário do país, acompanhado pela redução de custo das fontes renováveis [17].

Em 2009 o subsídio à geração distribuída passou a cair em paralelo à redução dos preços dos sistemas de geração, evitando o subsídio cruzado. Foram introduzidos também instrumentos para mitigar os efeitos negativos sobre a estabilidade das redes, em particular, uma remuneração diferenciada para o autoconsumo de energia [8]. Esse regulamento levou, até 2012, às maiores taxas de expansão da tecnologia solar na Alemanha. Tais instrumentos melhoraram a gestão por parte das concessionárias sobre o fluxo de eletricidade nas redes, proporcionando maior segurança e estabilidade ao sistema [17].

Em 2012, uma nova reforma estabeleceu metas para o aumento da capacidade instalada solar para algo em torno de 2,5 a 3,5 GW ao ano. Essa reforma manteve a isenção das taxas volumétricas de distribuição para os microgeradores e reduziu a velocidade de crescimento das fontes de energia renováveis, contendo assim, tanto a pressão por soluções técnicas de otimização do despacho, quanto os efeitos econômicos sobre a estrutura das tarifas [18].

A partir de 2014, todas as novas geradoras de energia solar foram obrigadas a vender sua energia no curto prazo, auferindo uma remuneração adicional entre o preço mínimo garantido pela tarifa *feed-in* e o preço de mercado. Nesse ano, também foram criados leilões para instalações fotovoltaicas de forma a incentivar as usinas que quisessem receber apoio financeiro e foi determinado o fim da isenção de autoconsumo, mantendo, porém, os direitos da isenção para instalações anteriores a 2014.

Os sistemas de geração fotovoltaica de pequeno porte têm enorme relevância para transição energética da Alemanha, sendo essa característica reflexo do engajamento da sociedade no propósito de reconstrução da matriz energética do país. Em 2015, somente

os sistemas conectados à baixa tensão representavam 57% de toda capacidade instalada [8]. Em paralelo, as tarifas para sistemas com menos de 10 kW de potência instalada gozam de taxas mais atrativas na atual legislação do país. Por outro lado, sistemas com capacidade maior do que 1 MW precisam obrigatoriamente passar por leilão, ficando, entretanto, isentos de pagar por eventuais necessidades de reforços na rede até a potência instalada de 30 MW [17].

Em função da elevada difusão dos sistemas fotovoltaicos na Alemanha os principais problemas constatados no país foram: **(i)** necessidade de reforços nos sistemas de distribuição para comportar a carga adicional e os fluxos bidirecionais que provocou elevação dos custos de rede; **(ii)** necessidade de otimização da operação com instalação de controladores nas subestações e redes; **(iii)** recondução de redes elétricas, para aumentar o escoamento da geração excedente; **(iv)** instalação de reguladores de tensão (booster); **(v)** elevação das tarifas causada pelos subsídios às tarifas *feed-in*.

Destaca-se que, o arranjo regulatório para manter o mercado totalmente livre na geração e comercialização, ajudou a acomodar os principais problemas de suprimento no curto prazo, coordenando o necessário backup para que o sistema pudesse suportar as oscilações na oferta de energia renovável.

2.2. ITÁLIA

A empresa “*Ente Nazionale per L'energia Elétrica*” (ENEL) exerce o monopólio da distribuição de energia em todo território italiano, sendo também uma das maiores empresas mundiais do setor de energia elétrica. O início da transição energética na Itália se deu a partir da década de 1990, limitando o poder de mercado da ENEL e abrindo espaço para entrada de outras empresas. Essa iniciativa criou um mercado de geração concorrencial na Itália, ainda hoje liderado pela própria ENEL.

No arranjo setorial na Itália, existe a permissão de importação de energia de países da União Europeia, cerca de 15% da energia consumida na Itália em 2015 foi importada [6], permitindo extrapolar a competição da geração para os países vizinhos.

A Figura 3 mostra a Matriz energética de geração de energia elétrica na Itália no ano de

2019. Nota-se a grande participação do gás natural, no mix de energia 49,09 %, compondo quase a metade das fontes. Entretanto, destaca-se também a grande presença de geração hidrelétrica 16,28%, e, assim como na Alemanha, a fonte solar já ocupa a segunda posição entre os renováveis (8,12%).

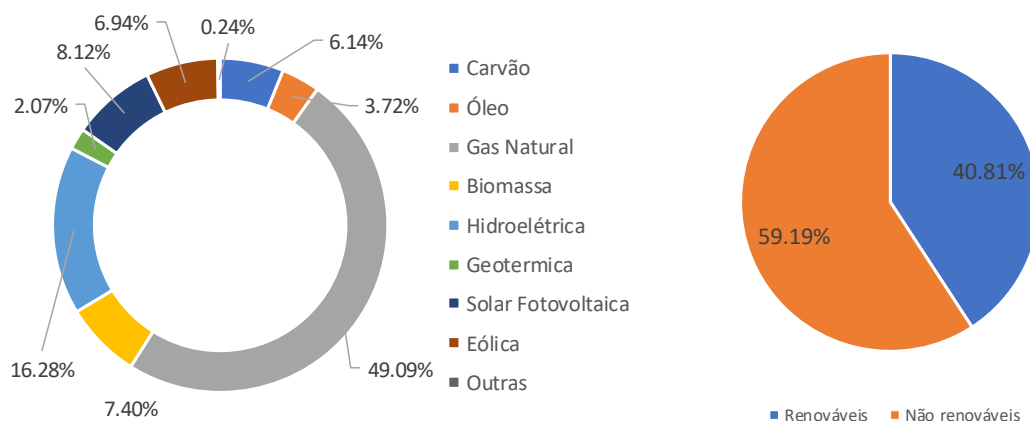


Figura 3 - Matriz elétrica da Itália em 2019, fonte [19], elaboração própria

Pelo analisado na mudança entre a Figura 3 e a Figura 4, nota-se que a transição energética na Itália quase dobrou a participação das fontes renováveis, reduzindo o uso de óleo combustível e carvão, aumentando a participação do gás natural (menos poluente).

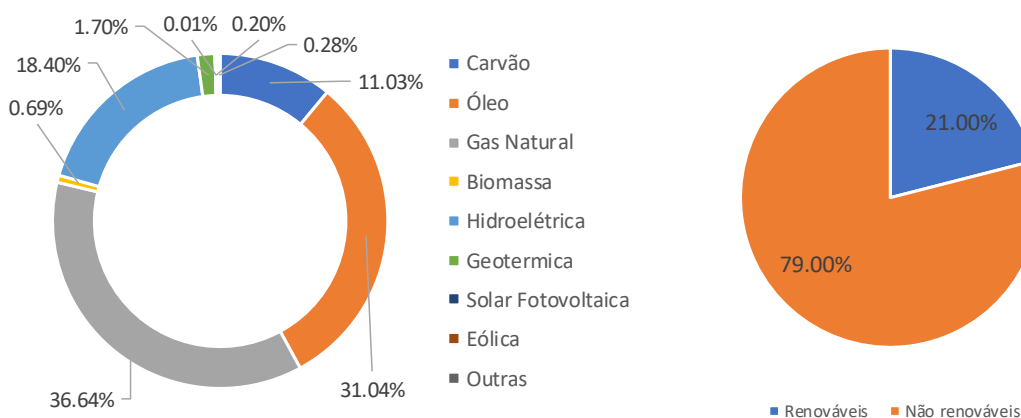


Figura 4 - Matriz elétrica da Itália em 2000, fonte [19], elaboração própria

Um dos maiores problemas encontrados na Itália foi a limitação do sistema de transmissão para escoar a energia gerada entre as diferentes partes do país. Isso leva manutenção de uma capacidade instalada ociosa de cerca de 120 GW apenas para atendimento da demanda de ponta devido aos gargalos de interconexão entre as diferentes regiões da Itália [6]. O avanço dos renováveis não foi acompanhado pelo avanço nas instalações de

transmissão, existem nesse sentido limites de congestionamento nas redes de alta e baixa tensão associados a expansão das fontes de energia renovável.

A liberalização, entretanto, levou à criação de produtos e serviços diversificados com foco em portfólios de geração renovável. Hoje um consumidor italiano pode escolher ser suprido por 100% de fontes renováveis, caso deseje pagar por este serviço. A ENEL domina 85 % do mercado de suprimento na Itália, apesar de haver mais de 100 fornecedores atuando no mercado [6]. Destaca-se, ainda, que grande parte do mercado permanece cativo, mesmo com a liberalização.

O risco de mercado não é alocado sobre as distribuidoras, uma vez que a tarifa é calculada baseada no número médio de consumidores, e não no mercado. Portanto a estrutura tarifária não é construída com base no volume de energia consumida como no Brasil, mas sim no número de conexões, associadas a um determinado fluxo de potência. A tarifa é trinômia para todos os consumidores. Há um componente fixo por ponto de conexão, um componente que remunera a disponibilidade de potência (associado aos custos de rede) e um componente volumétrico associado ao consumo. A tarifa de distribuição também é única a nível nacional (não locacional).

Da mesma forma que em outros países, a motivação para implantação de sistemas de geração solar fotovoltaica na Itália se deu por meio do cumprimento de acordos internacionais que restringem a emissão de gases poluentes. O principal instrumento adotado foi a aplicação de uma tarifa *feed-in* por 20 anos, associada a uma estratégia de *net-metering*. O modelo italiano combinou a opção alemã e a brasileira. Assim sendo, os consumidores que decidissem instalar painéis solares teriam a garantia de compra por 20 anos do excedente por 50 Euros/MWh [20].

O governo, no entanto, previu que com a redução de custos dos sistemas fotovoltaicos o incentivo deveria cair a uma taxa de 2% ao ano a partir de 2006. Os projetos instalados antes de 2006 gozaram de remuneração mantida constante. No início dos programas de incentivos, a rentabilidade assegurada pelo governo garantia *pay-off* de três a quatro anos com taxa média de retorno de 30%, levando a elevada especulação [20].

Em resposta ao aumento da especulação, o governo italiano mudou a estrutura de incentivo em uma reforma no ano de 2007. Nela, foram criadas tarifas seletivas, aprimorando a diferenciação já existente de acordo com o tamanho do sistema. A reforma

extinguiu os limites de capacidade para projetos solares e melhorou os trâmites burocráticos para conseguir a tarifa subsidiada *feed-in*.

Em 2007, também foi implementado um novo sistema de compensação no qual o cliente vendia efetivamente a energia excedente ao preço horário para ENEL e depois comprava da própria distribuidora a energia necessária nos momentos nos quais não havia geração. No final do ano, se houvesse sobra, os créditos poderiam ser utilizados em até 3 anos. Além disso, os italianos que desejassem instalar sistemas fotovoltaicos poderiam requerer descontos de até 36% no imposto nos equipamentos [21].

Até 2012, os sistemas fotovoltaicos na Itália poderiam gozar de ambos os mecanismos de incentivo, a tarifa *feed-in* e o sistema de *net-metering* desde que se enquadrassem nas regras. Após essa data, os consumidores foram obrigados a optar por um mecanismo de incentivos ou outro, eliminando o duplo incentivo.

As principais falhas do programa italiano foram: **(i)** inicialmente o programa de incentivos atraiu pessoas sem conhecimento técnico para entregar os projetos, houve muitos especuladores em busca das margens de retorno garantidas com as tarifas incentivadas; **(ii)** Houve aumento das tarifas dos consumidores menos eletrointensivos; **(iii)** a ENEL realizou na atividade de distribuição receitas abaixo das receitas projetadas (houve evicção de receita), mesmo com a aplicação da tarifação trinômia, fato que leva a supor que mesmo modalidades tarifárias de demanda podem ser influenciadas com perda de receita, no contexto da transição energética.

2.3. FRANÇA

A França é líder mundial em proporção de produção de energia elétrica a partir de fonte nuclear. A produção de eletricidade pela fissão do átomo ocupou quase 70% da matriz eletroenergética do país no ano de 2019. Desta feita, o parque gerador francês apresenta reduzido percentual de emissão de gases estufa.

Nota-se pela Figura 5 que, ao contrário da Alemanha e da Itália, a França possui apenas 20,91% da sua matriz elétrica baseada em fontes renováveis, apresentando uma proporção de 69,90% da eletricidade gerada por plantas termonucleares. As fontes emissoras de

gases que causam o efeito estufa ocupam apenas 8,96 % da matriz energética francesa, percentual mais baixo do que Itália e Alemanha, que usam em grande quantidade gás natural e carvão, respectivamente.

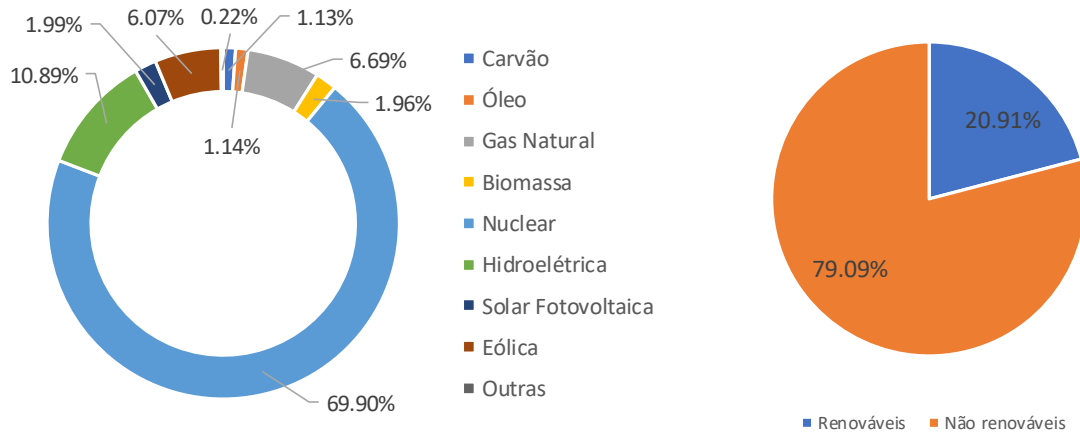


Figura 5 - Matriz elétrica da França em 2019, fonte [22], elaboração própria

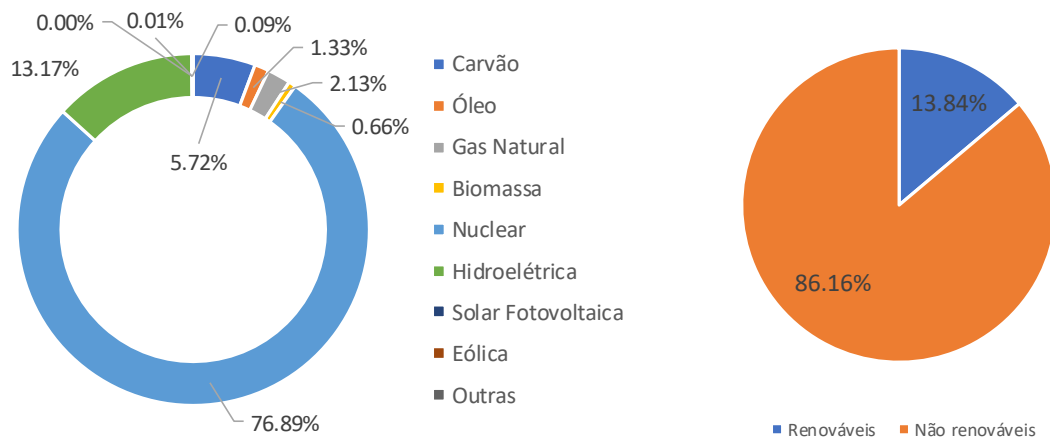


Figura 6 - Matriz elétrica da França em 2000, fonte [22], elaboração própria

Ao se observar a composição da matriz energética do ano 2000 na França encontra-se a divisão de fontes da Figura 6. Apesar a participação Nuclear ter caído 6,98% entre 2000 e 2019 nota-se que a transição energética na França elevou um pouco a participação de fontes renováveis na matriz eletroenergética do país. A participação de fontes causadoras de efeito estufa, entretanto, ocupava um volume de 9,17 % da matriz energética Francesa em 2000, sua redução no balanço global entre 2000 e 2019, foi portanto, de 0,21%, indicando que a transição energética na França não se dá por motivos “climáticos”.

Um dos maiores problemas do setor eletroenergético da França é a ausência de

concorrência na geração. A “*Électricité de France*” – EDF – mantém domínio sobre 90% da capacidade instalada do país. A França é também o maior exportador de eletricidade da Europa [23]. Com esse arranjo institucional a regulação dos serviços públicos de eletricidade na França é também muito forte, tendo tarifas reguladas por uma agência reguladora independente e aprovadas pelo governo.

A regulação das tarifas na França é muito parecida com a do Brasil, existe a adoção de um modelo híbrido entre incentivos para redução de custos de operação e reconhecimento dos custos dos investimentos, baseado no modelo Inglês de *price-cap*. Da mesma forma é importante destacar que o modelo de estrutura tarifária Brasileiro é fortemente baseado no trabalho de Marcel Boiteux a partir do desenvolvimento da teoria de *peak-load pricing* para EDF em 1949 [24].

Diferentemente do Brasil, na França as distribuidoras não sofrem os efeitos de redução ou elevação de mercado sobre a sua receita, uma vez que diferenças observadas entre a receita projetada e a receita verificada são anuídas pelo regulador mediante comprovação de descasamento, observa-se entretanto, que a lei Francesa exige a manutenção de uma volatilidade de 2% no ajuste anual das tarifas. Eventuais diferenças são acumuladas e corrigidas no período tarifário posterior [25].

Assim como na Itália a tarifa na França é trinômia, possuindo um componente fixo (EUR) associada aos custos administrativos de medição, um componente de demanda contratada (EUR/kW) destinado a remunerar as tarifas de transporte, e um componente volumétrico (EUR/KWh) destinado a remunerar o custo da energia fornecida.

O mercado varejista é liberalizado na França, o que não agrega efetivamente valor ao consumidor, derivado do enorme poder de mercado da EDF. Nesse contexto 88% do mercado consumidor residencial e 80% do mercado não residencial na França permanece suprido por tarifas finais reguladas. Apenas os consumidores eletrointensivos apresentam forte consumo no mercado livre. Apesar dessa característica, os preços da energia na França são menores do que no restante da União Europeia [25].

As políticas de transição energética da França são alinhadas as diretivas regulatórias da União Europeia, porém se iniciaram mais tarde do que na Itália e na Alemanha por volta do ano de 2006, onde segundo dados da IEA, a expansão das fontes renováveis na matriz energética francesa começou com mais força [23].

O governo Francês estimou metas ousadas para expansão da geração solar distribuída [25]. A França almejava ter uma capacidade de 5.913 GW em 2020. Em dezembro de 2019 essa capacidade já superava 11.357 GW, cerca de 92% acima da meta estabelecida para 2020, segundo a IEA [22]. Tal resultado é expressivo, porém coloca a França ainda muito abaixo de outros países da União Europeia, no uso de fontes de energia renovável.

O principal instrumento regulatório para direcionar a adoção das fontes de energia renováveis na França é também a adoção de tarifas *feed-in*. O instrumento foi adotado em 2006 – ano que marca o início da expansão dos renováveis no país – os geradores recebem o pagamento de uma tarifa subsidiada. Pelo modelo francês as distribuidoras são obrigadas a pagar aos produtores pela energia injetada na rede. O valor dessa tarifa diminui progressivamente até o prazo máximo de 20 anos.

Existem limites para participação dos renováveis no mecanismo Francês que vão de 50 kW para consumidores residenciais até 200 MW para sistemas não residenciais. Há gatilhos, onde cada vez que o limite de capacidade definido nas metas do governo é atingido, as tarifas *feed-in* no trimestre seguinte se reduzem.

As tarifas são diferenciadas por tipos de instalação, e por tipo de consumidor, entre 2011 e 2016, caíram de um máximo de 46 EUR/MWh, para um máximo de 25 EUR/MWh em 2016, os patamares mínimos saíram de 18 EUR/MWh para algo em torno de 12 EUR/MWh em 2016 [25]. Como pode ser observado a redução do subsídio para geradores solares distribuídos na França foi bastante acelerada no período.

O governo francês propôs também instrumentos fiscais, por meio de créditos para as fontes renováveis e projetos de eficiência energética. Há em ambos os casos uma redução do IVA para novos projetos. Posteriormente essa alíquota também foi alterada com a redução dos custos dos sistemas. Como resultado das políticas de adoção a grande maioria dos sistemas instalados residenciais possuíam capacidade superior a 100 kW. Assim sendo pode-se considerar que o mecanismo *feed-in* não foi o principal responsável pela transição francesa (que limitava os sistemas residenciais a um máximo de 50 kW). Outro efeito colateral foi a concentração dos sistemas instalados na região sul do País onde há maior insolação, e os projetos são mais rentáveis.

Coerente à necessidade de aprimoramento nas redes de distribuição, os principais efeitos colaterais da transição energética na França foram: (i) Aumento da necessidade de

investimentos nas redes de distribuição; **(ii)** Saturação do fluxo de carga nas redes de distribuição; **(iii)** A blindagem das distribuidoras, com a adoção de neutralidade do risco de mercado, gerou elevação de tarifas; **(iv)** O sistema francês permitiu que os prosumidores pudessem adotar tarifas fixas de fornecimento essa escolha intensificou a distorção tarifária, uma vez que o aumento de custos com a redução do mercado faturado, foi repassado aos demais consumidores; **(v)** domínio da EDF no mercado e elevados custos fixos com a geração nuclear, não criou um ambiente favorável.

2.4. PORTUGAL

Portugal, assim como a Alemanha, representa um exemplo de transição energética rápida na direção de fontes renováveis. O país é pioneiro na adoção das políticas comuns no âmbito da União Europeia, com destaque para liberalização da comercialização no mercado varejista. Portugal conta com uma agência reguladora independente, alinhada à estratégia de segurança energética do mercado europeu.

Em Portugal, o mercado de geração se divide em dois. Um deles é chamado de ordinário, usando fontes de geração convencionais e grandes usinas hidrelétricas; o outro, visto como um segundo segmento, é o chamado mercado extraordinário, para cogeração e geração resultante da utilização de fontes renováveis e alternativas [7].

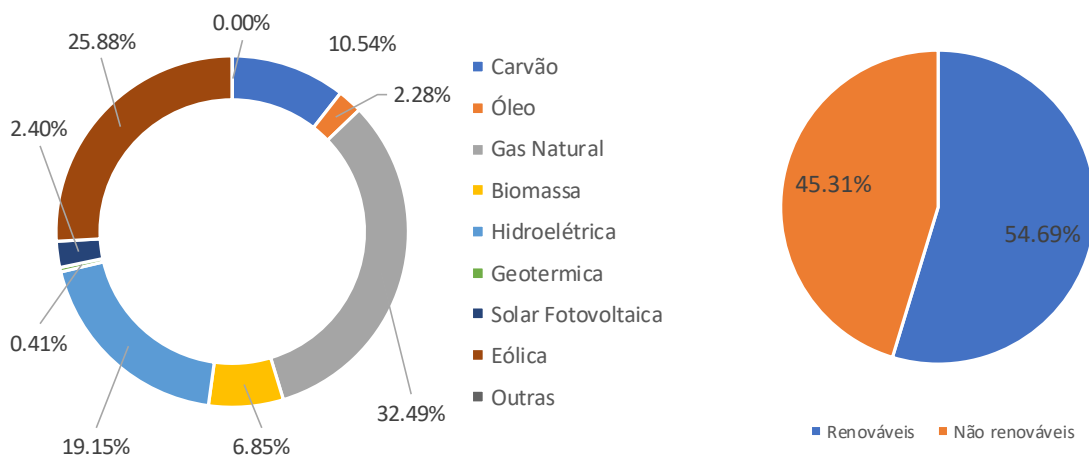


Figura 7 - Matriz elétrica de Portugal em 2019, fonte [26], elaboração própria

Pela análise da matriz de geração em Portugal, no ano de 2019 apresentada na Figura 7, nota-se que o país já produz mais da metade da energia consumida por meio de fontes

alternativas, com destaque para a fonte eólica que já lidera a geração total no país e para a fonte hídrica que já possuía participação relevante ao longo da história.

Destaca-se, desse modo, uma importante participação de fontes baseadas em biomassa na composição da geração de energia elétrica em Portugal. Semelhante à Alemanha e Itália, Portugal aumentou em mais de 23% a participação de fontes renováveis em sua matriz de geração desde o ano 2000. O uso da fonte solar fotovoltaica ainda é pequeno dado o potencial do país, porém, muito maior do que no ano 2000. A fonte eólica foi adotada em larga escala, partindo de uma participação de 0,00% em 2000, para valores superiores a 25% em 2019, os detalhes da comparação estão apresentados na Figura 8.

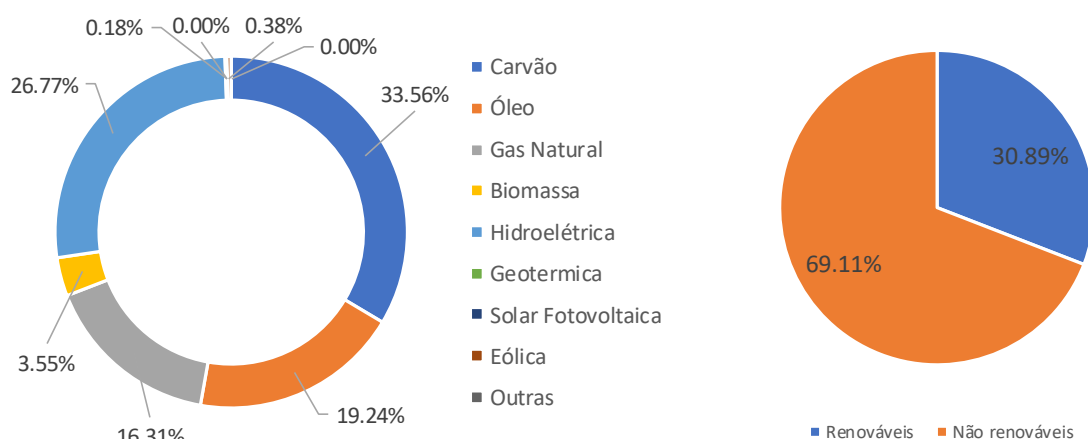


Figura 8 - Matriz elétrica de Portugal em 2000, fonte [26], elaboração própria

No âmbito do mercado português, a “Energias de Portugal” – EDP – ainda é detentora do maior *market-share* entre os players de geração que atuam no país, bem como é proprietária de quase a integralidade das redes de distribuição. O relacionamento comercial dos consumidores é operacionalizado pelos supridores de energia, mesmo que ainda existam consumidores de baixa renda com tarifas reguladas.

No tocante à regulação da distribuição, os riscos de mercado em Portugal são divididos entre consumidores e empresas. A estrutura tarifária de baixa tensão é uma variante binômica com uma componente de demanda EUR/KW, uma componente de energia EUR/kWh. Grandes consumidores e consumidores industriais pagam também pelo fluxo de potência reativa. Os consumidores em Portugal podem optar por modalidades tarifárias

horárias diárias ou semanais, e por tarifas com preço fixo ao longo do dia [27].

A política energética portuguesa é orientada para atingimento das metas ambientais da união europeia. O programa de incentivo às fontes renováveis do governo português ambicionou uma meta de elevação em 31% do montante de energia renovável no consumo final bruto de energia em 2020 [7], valor que foi quase atingido. Quando se comparam as figuras 7 e 8, o aumento foi de aproximadamente 24%.

No tocante aos incentivos à geração distribuída o marco regulatório português separou em dois sistemas a tarifa dos geradores. No regime geral, a tarifa é igual à tarifa do comercializador de última instância. Já no regime “Bonificado” a tarifa nos primeiros cinco anos do projeto de microprodução (adequado a geração residencial) é de 0,65 EUR/kWh, nos primeiros 10 kW de potência instalada, para cada 10 kW adicionais a tarifa se reduz em 5%. Nos dez anos seguintes, ao 5º ano se aplica a tarifa ajustada – considerando redução de custos nos sistemas de geração renovável – após esse período, a remuneração do sistema migra para o regime geral [27].

O processo de remuneração do regime “Bonificado” passou por mudanças em 2010. A tarifa dos primeiros cinco anos caiu para 40 EUR/MWh e passou a ser aplicada em oito anos. Após isso, os próximos sete anos passaram a ter tarifa de 24 EUR/MWh. Foi proposto também um limite de potência para aderir ao regime “Bonificado” de 11,04 kW. O modelo português ainda previu remuneração diferenciada para projetos maiores de 11 kW enquadrados como mini produção, nesse caso não há tarifa garantida no regime geral, e o regime “Bonificado” está limitado a uma cota de 50 MW, com tarifa base partindo de 0,25 EUR/MWh [7]. Os dois sistemas de tarifas se adequam a dois sistemas de produção, um relacionado à venda integral da energia aos sistemas de distribuição, e, outro, para autoconsumo com possibilidade de venda do excedente. O regime regulatório português, portanto, se adaptou ao longo do tempo reduzindo o subsídio das tarifas *feed-in* adotadas. Como produto das estruturas de incentivos, os microssistemas demonstraram adoção muito superior aos minissistemas de geração em Portugal.

Dentre os principais problemas detectados na experiência portuguesa podem-se destacar: **(i)** uma geração maior do que a demanda; **(ii)** conexões insuficientes para escoar o excedente de energia para o restante da Europa; **(iii)** há um problema que está relacionado ao financiamento dos custos de rede, gerando déficits no consumo que remunera o uso da

rede; (iv) excesso de ônus às tarifas dos demais geradores pelo estabelecimento de um preço mínimo para as fontes renováveis. (v) instituição de subsídios cruzados.

2.5. AUSTRÁLIA

A Austrália possui um mercado eletroenergético desverticalizado. As atividades monopolistas – *distribuição e transmissão* – são reguladas de acordo com regras de simulação do mercado competitivo de forma a obter ganhos de produtividade e eficiência como no Brasil. O arranjo regulatório, entretanto, sofre bastante influência dos estados, que gozam de grande autonomia dentro da federação australiana. Nessa linha de ação, as políticas de liberalização dos mercados energéticos do país variaram de estado para estado fazendo com que o setor elétrico australiano hoje seja bastante heterogêneo.

No tocante à matriz de geração de energia elétrica, a Austrália é fortemente dependente do carvão mineral. O país detém uma das maiores reservas e é o quarto maior produtor mundial. Devido a essa riqueza, 58,4 % da geração de energia elétrica na Austrália vem da queima de carvão, como pode ser observado na Figura 9.

Outra importante fonte de obtenção da energia elétrica na Austrália é o gás natural, com 20% de participação na matriz eletroenergética do país. Somando as fontes não renováveis a Austrália alimenta mais de 80,30 % do seu mercado de energia elétrica, com fontes emissoras de poluentes causadores do efeito estufa.

No ano 2000, a situação era ainda mais grave: apenas 6,80% da matriz energética do país era considerada renovável, quando praticamente a única fonte relevante era a fonte hidrelétrica (que respondia por 7,95% da oferta de energia, um dos percentuais mais baixos entre os países desenvolvidos).

O setor de geração australiano possui geradores de capital público e privado coexistindo, bem como empresas de transmissão e distribuição públicas e privadas. A prevalência de um arranjo ou outro depende basicamente das leis estaduais. Assim sendo, alguns estados ainda mantêm controle público sobre as empresas do setor, outros completaram integralmente ciclo de privatização.

Apesar da existência de um mix de empresas públicas e privadas, a maior parte do sistema

elétrico australiano que está conectada ao *National Electricity Market* – NEM – que tem modelo de contratação de energia liberalizado. Esse mercado responde por 85% da energia consumida no país. A liberalização, entretanto, não se deu de forma simultânea, os estados pioneiros adotaram o arranjo em 2002, e o último estado interconectado apenas em 2014 [28]. A tarifa regulada, entretanto, só foi extinta em 2017, e, até esse momento, ela servia como teto para o preço de mercado das energias renováveis.

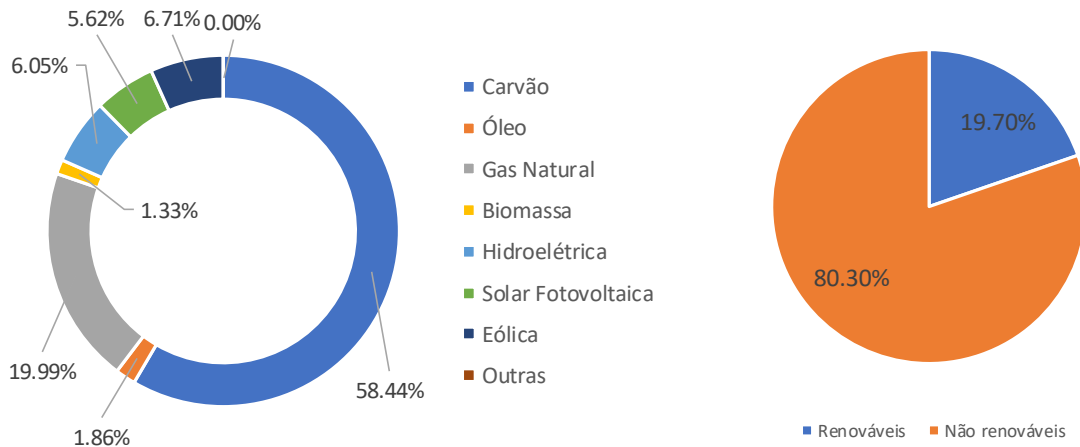


Figura 9 - Matriz elétrica da Austrália em 2019, fonte [29], elaboração própria

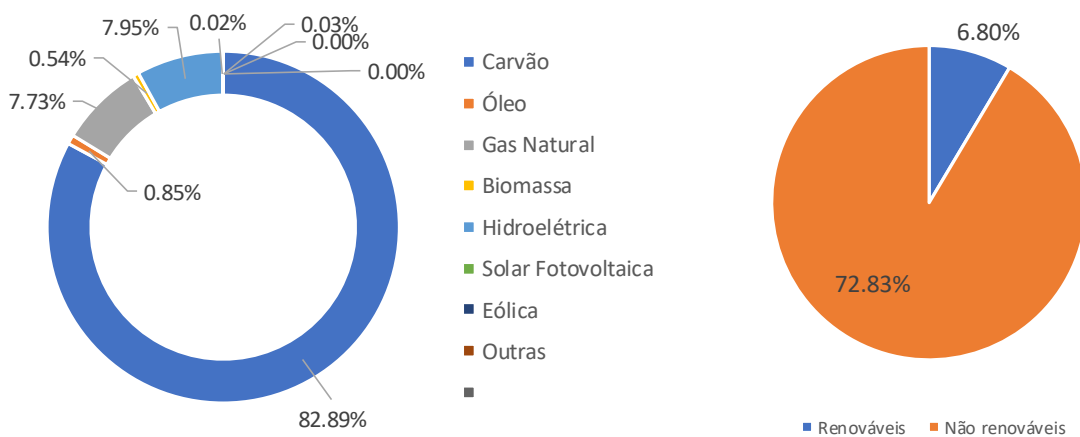


Figura 10 - Matriz elétrica da Austrália em 2000, fonte [29], elaboração própria

No tocante ao incentivo à mini e micro1geração distribuída, o governo australiano definiu uma meta de que 20% da energia produzida para o setor elétrico do país seja renovável em 2020, patamar que está próximo de ser alcançado baseando-se nos dados realizados de 2019, apresentados na Figura 9. Para implementar a estratégia de transição energética, o país criou certificados verdes que deveriam ser adquiridos pelas partes interessadas em comercializar energia no país viabilizando os novos projetos renováveis [30].

De um modo geral pela política implementada, de compra e venda de certificados, a maior parte do parque gerador renovável acabou migrando para grandes projetos, como fazendas eólicas e plantas de geração solar, os projetos de pequeno porte somaram uma quantidade baixa em volume de energia produzida [31]. Os custos de oportunidade dos certificados de geração de energia limpa são repassados aos consumidores, e, caso as empresas não atinjam as metas contratadas para participação das fontes renováveis na matriz de geração, elas são multadas.

Especificamente para o caso dos sistemas de pequena escala o certificado é emitido tendo por base a geração esperada para os próximos quinze anos. A venda desses certificados permite que no curto prazo os sistemas tenham parte dos seus custos financiados. O órgão responsável pela emissão dos certificados é o *Clean Energy Council* [31], que regula as regras para que os projetos sejam elegíveis à requisição dos certificados de energia limpa.

O sistema de certificados é equivalente a um mecanismo de tarifa *feed-in*, entretanto, existe a possibilidade em alguns estados da escolha de um sistema de tarifação por *net-metering* equivalente ao modelo brasileiro. Nesse caso, o consumidor pode vender o excedente produzido para a rede [30].

Os principais resultados obtidos pela Austrália sintetizam o cumprimento das metas de governo para transição da matriz energética do país, alguns estados como Queensland – que adotou o mecanismo de “*net-metering*” – possuem 30% das suas residências com sistemas fotovoltaicos instalados [28]. Os impactos fundamentais da transição energética sentidos pelo país foram: **(i)** os geradores solares ajudaram na redução da carga de pico no verão em muitas partes do país que ocorre no meio do dia; **(ii)** A qualidade do fornecimento, entretanto, foi afetada pelas situações de picos de voltagem que se tornaram mais comuns, ocasionando queima de equipamentos elétricos; **(iii)** o consumo médio de eletricidade das famílias diminuiu devido a ganhos de eficiência energética; **(iv)** inadequabilidade da estrutura tarifária volumétrica para recuperar os custos dos operadores de rede; **(v)** aumento da ociosidade da rede e necessidade de garantir capacidade ociosa para atender aos picos da geração distribuída; **(vi)** problemas nas redes de distribuição e transmissão para escoamento da geração excedente.

No tocante à estrutura tarifária, os reguladores reduziram a componente volumétrica das tarifas como forma de acomodar os subsídios cruzados. Tarifas *time-of-use* também foram

adotadas como forma de mitigação dos impactos tarifários da geração distribuída. Os efeitos de *cost-shifting* presentes na Austrália são bastante elucidativos quanto à pressão que as tarifas no Brasil já estão sofrendo frente a expansão da geração distribuída.

2.6. CHINA

A China é o maior consumidor de energia elétrica do mundo. Isso faz com que o país assuma papel central na governança global do clima. De um modo geral, as fontes de geração no país se aproveitam das grandes reservas de carvão mineral disponíveis no país, sendo essa a principal fonte primária para geração elétrica. A China apresenta a taxa de crescimento mais rápida entre as economias emergentes e o consumo de energia no país explodiu nos últimos vinte anos.

O crescimento Chinês se deu através de intenso processo de degradação ambiental, em particular da poluição do ar causado por emissões de CO₂, SO₂, NO_x e material particulado em suspensão nos grandes centros urbanos chineses [32].

A matriz energética chinesa em 2019 está apresentada na Figura 11, na qual é possível notar que a matriz é fortemente dominada pelo carvão mineral, sendo a fonte hídrica a segunda mais importante, seguida pela fonte eólica e pela fonte nuclear.

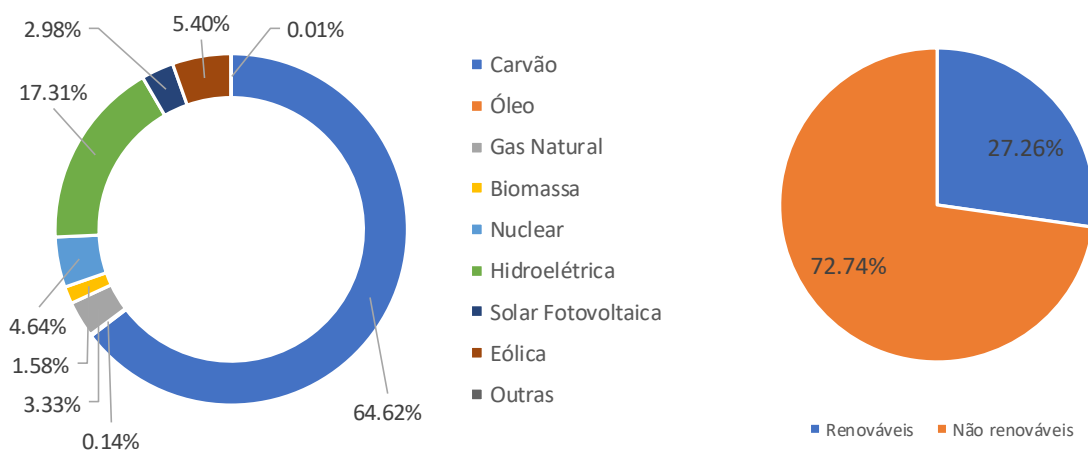


Figura 11- Matriz elétrica da China em 2019, fonte [33], elaboração própria

No ano 2000, a matriz eletroenergética de geração na China era muito menos diversificada que em 2019. Nota-se, portanto, um esforço muito grande do país no sentido

de diversificar suas fontes de geração de energia, visto que naquele ano a geração por meio da queima de carvão representava 78,21% da geração total, e, em 2019, 64,62% de tal geração.

Como pode ser observado pela Figura 12, houve um aumento das fontes renováveis na composição da matriz energética chinesa. Entretanto, cabe destacar que a quantidade de energia gerada para suprir a demanda do país aumentou 5,61 vezes entre 2000 e 2019. Por consequência, houve um aumento expressivo na emissão de poluentes por meio do crescimento do uso de carvão na geração de energia elétrica.

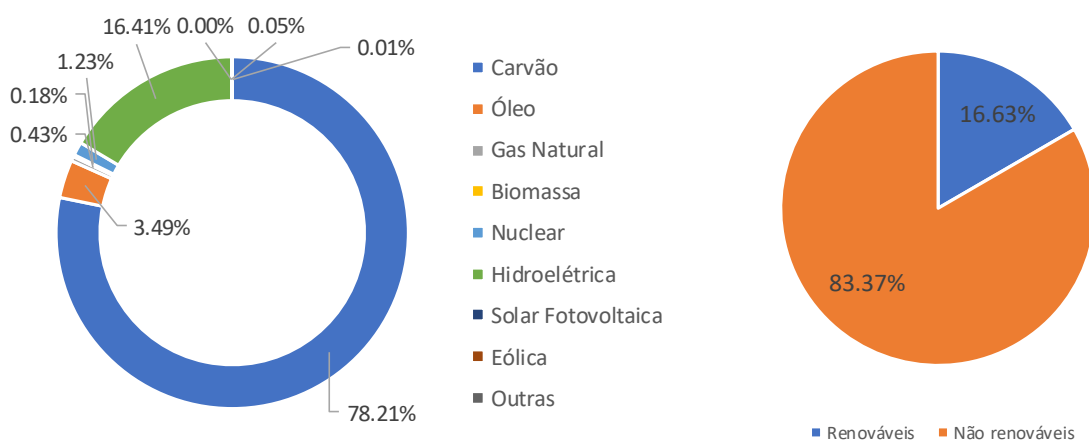


Figura 12 - Matriz elétrica da China em 2000, fonte [33], elaboração própria

A China cresceu no uso de outras fontes de energia, porém, nunca deixou de utilizar a fonte tradicional, com a queima de grandes volumes de carvão mineral, para atender a demanda de seu mercado interno. Um dos grandes motivos para transição energética chinesa, nesse sentido, é diminuir a dependência de hidrocarbonetos importados, em particular petróleo e derivados. O país é hoje o maior importador de petróleo do mundo, ademais, a produção doméstica desse insumo está estagnada em volume desde o início dos anos 2000.

No âmbito da comunidade internacional, a China sempre defendeu seu direito ao desenvolvimento econômico sem interferências externas. O país defende ainda sua soberania no que tange à política energética, acrescentando ao debate como justificativa a responsabilidade histórica dos países desenvolvidos no tema.

No campo do comércio, o país busca seguir as leis de mercado, entretanto, quando o assunto é a governança interna, ou a oferta de energia para o mercado interno, a China

não aceita as restrições internacionais, apesar de considerar a questão climática objeto de política estratégica nacional. Seu principal objetivo é o desenvolvimento econômico e isto faz com que seu governo não se comprometa em acordos internacionais com a redução da emissão de gases de efeito estufa. A expansão da geração renovável na China é um meio de posicionar o país nesse novo nicho do mercado global.

No que se refere à indústria, a China assume vanguarda internacional, de modo que boa parte do uso e aplicação de tais tecnologias na balança energética do país se deve ao fomento dessa indústria para atender o mercado interno e externo. Hoje, a China é a maior produtora mundial de soluções para geração de energia renovável.

Todo poder de regulação e planejamento da produção de energia é realizado pelo estado e a provisão de adoção de novas tecnologias de geração está prevista nos planos quinquenais do governo. O plano chinês deu especial ênfase a geração eólica e solar como política de estado para promoção da capacidade industrial nesses dois segmentos e atendimento da demanda interna e externa ao país.

Em 2005, o governo chinês promulgou a “*lei de energias renováveis*” que veio a disciplinar a adoção de políticas para o fomento da transição energética no país. Basicamente, essa lei propunha [32]:

1. Uma meta nacional para produção de energia renovável;
2. A conexão compulsória à rede elétrica (e outras redes de distribuição) e a priorização da compra de energia renovável pela State-Grid;
3. A implementação de um sistema nacional de tarifas *feed-in*, que pressupunha um preço fixo para energia renovável conectada a rede maior que a média das fontes não renováveis. Tal preço é específico por fonte e definido pelo governo central, a ser pago pela State-Grid aos geradores;
4. Um mecanismo de compartilhamento de custos, que garantia a divisão do custo incremental da geração entre usuários de diferentes regiões (a ser realizado por uma sobretaxa na venda de eletricidade que pagaria a tarifa *feed-in* com conexão à rede), e;
5. A criação do Fundo Especial de Desenvolvimento de Energia Renovável, que garantiria subsídios e suporte financeiro para projetos piloto.

Alguns dos principais problemas encontrados pela China no seu processo de transição

energética foram: **(i)** falta de coordenação entre os projetos de expansão e a capacidade instalada; **(ii)** problemas na produção doméstica dos equipamentos frente ao similar importado (particularmente para aerogeradores); **(iii)** falta de articulação entre a estatal *State-Grid* e os agentes privados, provocando contingenciamento devido a receio de desestabilização da rede.

2.7. JAPÃO

O Japão possui um setor elétrico liberalizado desde meados da década de 90. A reforma de 1995 liberalizou parcialmente o mercado de geração no país em busca de concorrência e redução de preços, com a criação da Figura do produtor independente de energia. A liberalização do mercado varejista veio em 1999, concomitantemente à regulação que impunha liberdade de acesso à rede de distribuição, tal processo teve seu fechamento em 2016 quando a maior parte do mercado já podia optar por escolher seu supridor de energia [34].

As políticas de incentivo as fontes renováveis no Japão eram tímidas até o ano de 2011. Após o acidente da central nuclear de Fukushima, tais políticas se alteraram radicalmente, visto que o país se viu imerso na discussão de reformar a sua matriz elétrica.

Várias iniciativas foram adotadas após essa data, em particular a intensificação do intercâmbio energético entre as regiões do país, e o progressivo processo de descomissionamento das centrais nucleares do país, liberalização completa do mercado varejista, quebra do monopólio das operadoras regionais “EPCO’s”, e desagregação legal dos operadores de transmissão e distribuição. As matrizes energéticas japonesas nos anos de 2019 e 2000 podem ser encontradas nas Figuras 13 e 14 abaixo.

Na Figura 13, nota-se que a matriz energética japonesa é fortemente baseada na geração utilizando a queima de carvão mineral e do uso do gás natural, as fontes renováveis representam 21,09 % do total da energia elétrica gerada. Destaca-se, contudo, que dentro dos renováveis a fonte solar já responde por 7,41% da geração no país. No ano 2000, a participação dessa fonte da matriz japonesa era nula como pode ver verificado na Figura 14. Nota-se ainda que a fonte Nuclear ainda ocupa uma pequena parcela da geração total no Japão, mesmo depois do acidente de Fukushima.

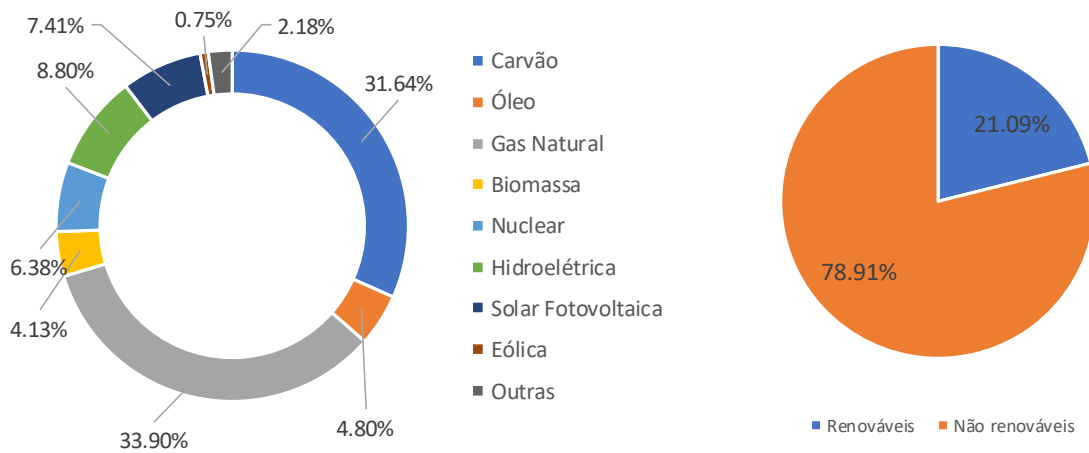


Figura 13 - Matriz elétrica do Japão em 2019, fonte [35], elaboração própria

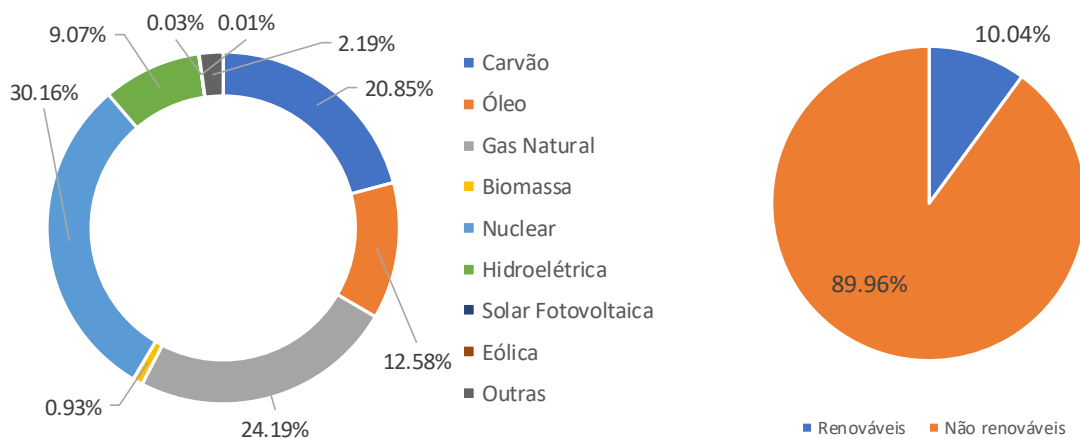


Figura 14 - Matriz elétrica do Japão em 2000, fonte IEA [35], elaboração própria

Pelas Figuras 13 e 14, nota-se também que a participação das fontes renováveis no Japão mais do que dobrou em relação ao ano 2000. A fonte nuclear representava 30,16% da geração em 2000. Observa-se o imenso esforço empreendido pelo país após a tragédia de Fukushima, na retirada da fonte nuclear da sua matriz energética. Essa retirada, entretanto, aumentou a participação das fontes não renováveis, mesmo com o acelerado avanço da adoção da fonte solar, e em segundo plano, da fonte eólica. Curiosamente, no Japão a fonte solar foi mais importante do que a eólica na transição energética.

No país, as companhias de eletricidade são verticalmente integradas, mesmo com a liberalização do mercado varejista, existem 10 concessionárias reguladas no país que atuam ao longo de toda cadeia. Tais empresas são responsáveis por 85% da oferta de energia no país [34]. Soma-se a isso a elevada dependência energética do país que importa cerca de 94% da energia primária consumida.

O acidente nuclear de Fukushima impôs ao Japão a necessidade de se preocupar mais com a diversificação da sua matriz energética. No ano seguinte ao acidente de Fukushima, a participação da energia nuclear na matriz energética japonesa foi de menos de 2% [36]. Essa grande redução se deu principalmente pelo aumento no consumo de óleo combustível, gás natural e carvão, aproveitado a capacidade instalada ociosa no país. O aumento do consumo de combustíveis fósseis e o aumento da dependência energética do país aumentou a pressão pelo uso de fonte renováveis.

O país então aprovou, em 2015, um plano de longo prazo para expansão de fontes renováveis, com a meta de atingir 24% de participação dessas fontes até 2030. No tocante à expansão da fonte solar fotovoltaica o país criou um sistema de compra de energia por meio da criação de um mecanismo de tarifas *feed-in*. O governo subsidiava pelo menos 50% do custo dos projetos de geração residencial. Além disso, o país implementou um sistema de metas para participação das fontes renováveis na matriz energética, garantindo o licenciamento preferencial a projetos renováveis por meio de compra e venda de certificados verdes.

Caracteriza um ponto importante na experiência japonesa a compra do excedente produzido por unidades de geração solar, com preço atrativo em relação às demais fontes. Essa garantia tem prazo contratual de 10 anos e é paga por meio de subsídio na tarifa. Há algumas diferenças importantes no mecanismo *feed-in* japonês, por exemplo, sistemas menores do que 10kW, podem apenas vender o excedente; já sistemas maiores podem vender toda energia por meio da tarifa subsidiada. Nos últimos anos, o governo japonês criou um procedimento de leilões para os grandes projetos de geração de forma a assegurar um preço mínimo. Como resultado da política de governo, hoje o Japão é um dos três países líderes no uso da energia solar no mundo.

Os principais problemas encontrados pelo país são: **(i)** forte elevação no número de conexões, em velocidade superior a capacidade de desconstrução das EPCO's, o que fez aumentar a capacidade ociosa dos sistema elétrico japonês (que já era alta); **(ii)** aumento da dificuldade para aprovação de novas conexões; **(iii)** elevação do custo tarifário devido aos subsídios; **(iv)** limitações técnicas para transmissão do excesso de energia entre regiões do país que ainda operam em duas frequências distintas 50 Hz e 60 Hz.

2.8. ESTADOS UNIDOS

O caso norte-americano é bastante complexo, uma vez que o país tem diversas realidades internas. De um modo geral, a transição energética nos EUA acontece de forma descentralizada, na qual cada estado escolhe a melhor forma de endereçar o tema, assim como acontece na Austrália [37]. Não existe uma quota nacional para atingimento da participação de fontes na matriz de geração como na Europa, tarifas *feed-in*, ou créditos de carbono. Pode-se observar pelas Figuras 15 e 16 que a transição energética nos Estados Unidos aumentou a participação das fontes renováveis na matriz de geração, com destaque para fonte eólica. O percentual de uso de fontes renováveis praticamente dobrou.

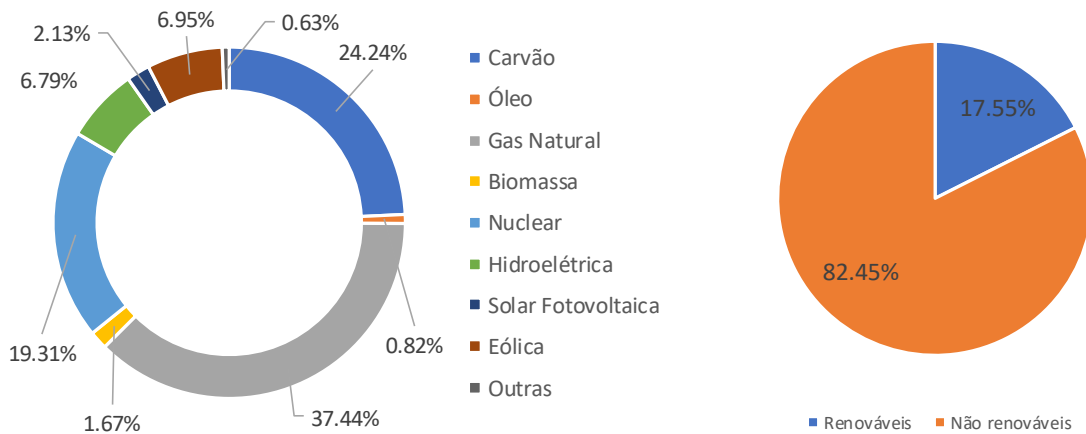


Figura 15 - Matriz elétrica dos EUA em 2019, fonte [38], elaboração própria

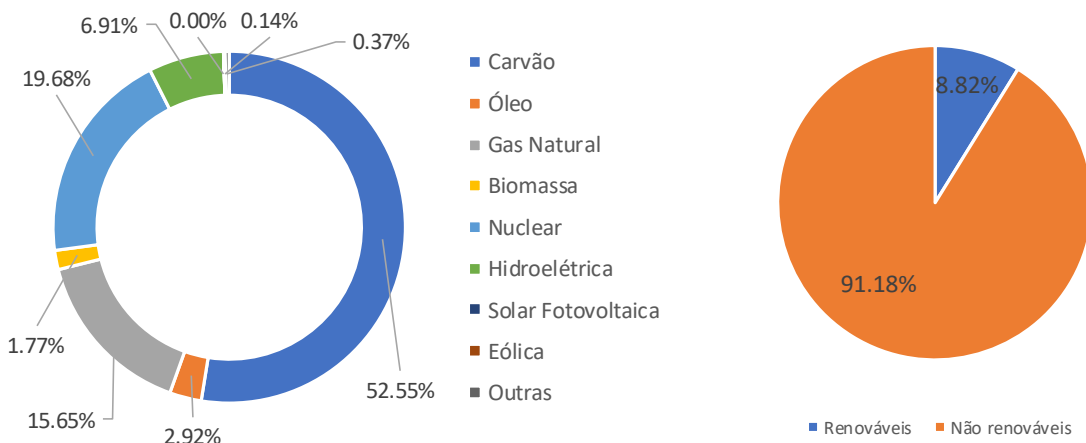


Figura 16 - Matriz elétrica dos EUA em 2000, fonte [38], elaboração própria

Nos Estados Unidos, o incentivo a transição dos renováveis está mais avançado nos estados da Califórnia; Carolina do Norte; Nevada; Arizona e Florida, para fonte solar representando 64% do total, já no caso da fonte eólica, Califórnia; Iowa; Texas;

Oklahoma e Kansas ocupam 64% do total [37]. A Califórnia sozinha, é responsável por 39% do total de instalações solares no país por isso vamos focar no seu caso particular. O estado da Califórnia tem empreendido uma política agressiva de incentivo à geração renovável, sendo a parte do país com maior contribuição na transição energética norte-americana.

A Califórnia tem uma posição pioneira no fomento das políticas de transição energética, especialmente no que tange ao fomento da geração distribuída. Algumas das políticas adotadas no estado são: **(i)** exigência de que as operadoras de rede atendam pelo menos 20% do seu mercado com energia proveniente de fontes renováveis; **(ii)** Fornecimento de crédito fiscal para sistemas de geração solar com alíquota média de desconto de 30%; **(iii)** Estabelecimento de política de *net-metering* – semelhante à adotada no Brasil – com crédito valorado ao mesmo preço da eletricidade no mercado varejista.

O resultado da política de incentivos do governo estadual provocou uma explosão no número de instalações de mini e micro geradores solares, isso fez com que o estado liderasse a transição energética em território americano. Do montante de geração fotovoltaica instalada, 97 % são relativos ao mercado residencial, representando 63% da capacidade total instalada no estado [39].

A Califórnia, por causa da sua agressividade na transição energética, é um exemplo de falha no planejamento da expansão de renováveis. O estado empreendeu uma política muito rápida de substituição de fontes de geração térmicas por fontes de geração renováveis, com planos para descarbonizar completamente o parque gerador até 2045. Para isso, o governo tem patrocinado uma ousada e acelerada política de descomissionamento de usinas térmicas, o que tem gerado constantes blecautes no sistema elétrico do estado, devido a instabilidade no suprimento e falta de lastro.

O efeito colateral da política californiana está na falta de capacidade instalada, para sustentar a geração de base no estado, dada a massiva entrada de fontes renováveis intermitentes. A desmobilização do parque térmico tem causado escassez na oferta de energia, nos momentos em que a geração renovável cai – *geralmente no fim do dia* – efeito conhecido na literatura como “curva do pato”, sendo necessária a adoção de fontes com elevada despachabilidade e resposta rápida. Esse processo tem elevado bastante o custo da geração no estado.

Nesse sentido, os principais problemas da Califórnia são: **(i)** a falta de planejamento para dimensionar a reserva da capacidade, perante o fenômeno da transição energética no estado; **(ii)** somado a isso a presença de fenômenos climáticos extremos (seca prolongada, calor intenso) tem agravado o problema da oferta de energia elétrica no estado; **(iii)** a falta de infraestrutura de redes para comportar o escoamento da geração na baixa tensão.

2.9. BRASIL

O Brasil, ao contrário dos países anteriormente relatados, possui, historicamente, uma elevada participação das fontes de energia renovável em sua matriz de geração. Os dois principais mecanismos de incentivos a fontes alternativas no país são o PROINFA e a Resolução 482/2012 [1]. Essa última, adotou o sistema de compensação de energia elétrica como estrutura de incentivos para micro e minigeração distribuída.

O PROINFA foi criado em 2002 com o objetivo de aumentar a participação das fontes de energia renovável na matriz energética brasileira, em especial pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos movidos a biomassa. Trata-se de um programa de subsídios a fontes alternativas, equivalente ao conceito de tarifa *feed-in*, que traz descontos nas tarifas de fontes incentivadas, especialmente nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão. O programa foi o grande responsável pela expansão da geração eólica e do número de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil.

A resolução 482/2012 [1] garantiu ao consumidor a condição de poder gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis. Pelas regras, qualquer fonte renovável, ou geração qualificada, pode se conectar as redes de distribuição desde que tenha potência de até 5 MW. Quando houver excedente de energia produzida, o consumidor obtém créditos que podem ser compensados em até 60 meses após, em qualquer uma das unidades consumidoras de mesma titularidade. O modelo brasileiro prevê, além disso, a possibilidade de criação de condomínios de geração nos quais a energia pode ser rateada entre os condôminos, em porcentagens definidas e de livre acordo entre as partes.

Os programas de incentivos no Brasil levaram a uma expansão de outras fontes renováveis, além da fonte hidroelétrica. No ano 2000, as fontes solar e eólica representavam 0,0% da matriz energética brasileira (Figura18). Apesar da queda na participação das fontes renováveis, a soma das fontes solar e eólica em 2019 já era

aproximadamente 10 % da geração no Brasil.

A queda na quantidade de geração de energia renovável no Brasil se explica, em parte, pela manutenção da segurança energética do país após a crise de 2001 (que ficou conhecida como Apagão). O país se viu forçado a aumentar a geração de energia não renovável para garantir sua segurança energética e diminuir a dependência da fonte hidráulica. Com um movimento contrário ao dos países com alta participação de fontes não renováveis na matriz energética, o Brasil buscou diversificar a geração como meio de mitigar os impactos de períodos de estiagem sobre a vazão do seu parque gerador hidrelétrico.

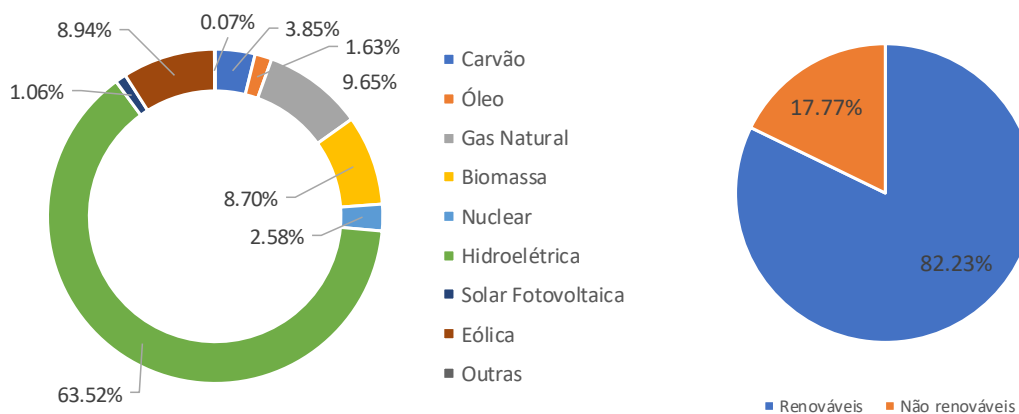


Figura 17 - Matriz elétrica do Brasil em 2019, fonte IEA [40], elaboração própria

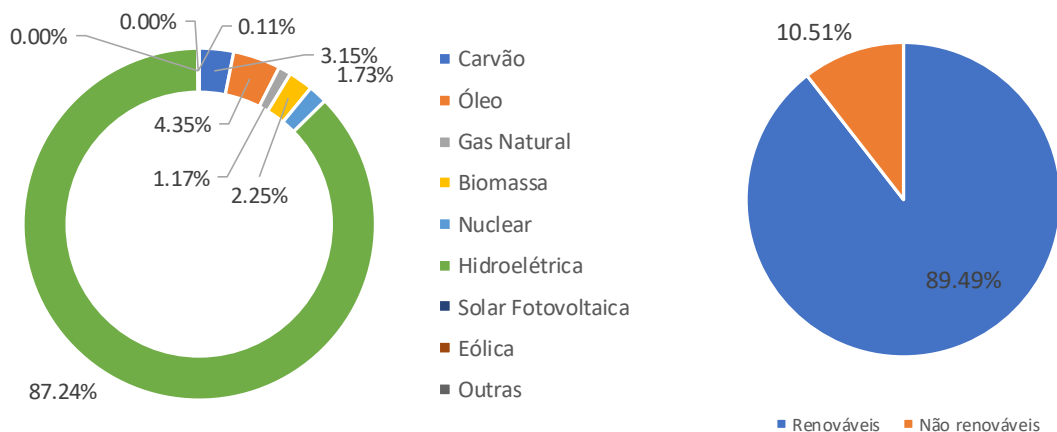


Figura 18 - Matriz elétrica do Brasil em 2000, fonte IEA [40], elaboração própria

Enquanto a expansão da fonte eólica está muito associada aos incentivos do PROINFA a fonte solar fotovoltaica de pequeno porte – objeto deste trabalho de tese – está fortemente vinculada aos benefícios da resolução 482/2012 [1] que estabeleceu a política de

faturamento líquido para os projetos de autogeração.

Segundo dados da ANEEL [41], e da EPE [42], o número de conexões de geração distribuída no Brasil é de 0,46% do total de conexões no país no final do ano de 2020, quantidade aparentemente pequena dentro do total, entretanto, em 2018 esse percentual era de 0,03% [43], refletindo um crescimento exponencial no período. Além disso a participação da geração distribuída no total de potência instalada total no país no final do ano de 2020 (algo em torno de 170,1 GW [42]), era de aproximadamente 4,8 GW, ou seja, 2,8 % de toda capacidade instalada nacional, já provém de geradores distribuídos, mais do que o dobro do ano de 2019, onde o montante era de 1,06%.

O crescimento exponencial da geração distribuída no Brasil pressiona as tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, uma vez que uma elevada proporção das tarifas é volumétrica e faturada em R\$/MWh. A participação de 2,8 % da potência instalada já pressiona o sistema tarifário. A eliminação dessa parcela de consumo sobre o rateio de mercado que recompõe a receita das distribuidoras reduz o faturamento total exigindo que os preços sejam aumentados nos processos tarifários como forma de manter a estrutura de remuneração do setor, e honrar o pagamento de subsídios e encargos.

De acordo com a ANEEL [44], 82 % das tarifas no Brasil são faturadas em volume de energia consumida, outros 18 % em demanda contratada. Apesar desses percentuais, as tarifas dos consumidores de baixa tensão são 100 % volumétricas. O sistema de compensação por sua vez é baseado apenas na liquidação dos montantes volumétricos de energia consumida, ou seja, a participação de 2,8% de sistemas elegíveis à estratégia de faturamento líquido já provoca impactos perceptíveis sobre as faturas dos demais consumidores residenciais uma vez que as tarifas de baixa tensão são mais elevadas do que as de alta tensão.

No próximo capítulo deste trabalho de tese, será analisado o aspecto teórico dos impactos econômicos da expansão da microgeração distribuída sobre a remuneração do setor elétrico brasileiro. Além dos problemas encontrados em outras partes do mundo com a expansão das fontes de geração renovável, espera-se que o maior impacto sobre o modelo brasileiro seja no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e transmissoras, além de uma expressiva redução na arrecadação de tributos pelo governo oriunda da redução nos montantes de mercado faturado.

2.10. CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Considerando o exposto no capítulo, observa-se que a soma de subsídios nos investimentos em geração distribuída, seja pela remuneração mais elevada pela energia injetada no sistema de tarifas *feed-in*, seja no mecanismo de compensação 1:1 do sistema de *net-metering* levaram aos governos a reagirem no sentido de reduzir os incentivos colocados inicialmente a adoção da tecnologia. Além disso cabe destacar que a redução expressiva dos custos da tecnologia de geração solar faz com que a tecnologia seja mais competitiva no presente.

No estado americano da Califórnia onde o regime adotado foi o de *net-metering*, observou-se um rápido aumento da capacidade instalada solar fotovoltaica. Nesse estado as tarifas de uso também aumentaram expressivamente, visto que a redução de mercado proporcionada pela Geração Distribuída dificultou a recuperação dos custos fixos das distribuidoras. No caso Brasileiro a presença de modalidades estritamente volumétricas na baixa tensão, é uma condição agravante do risco de não recuperação dos custos fixos por parte das distribuidoras, semelhante ao caso californiano. Nota-se pela revisão bibliográfica que variantes tarifárias binômias trariam menor pressão nos sistemas de tarifas, porém não seriam suficientes para resolver o problema ao se analisar o caso Australiano.

A menor necessidade de contratação de energia por parte das distribuidoras é vista como uma vantagem da expansão da geração distribuída, porém fenômenos como a chamada “curva do pato” levaram a uma elevada necessidade de manutenção de *back-ups* de geração nos países com modelo de expansão da geração distribuída mais avançado. Nesse sentido mesmo que tenha havido redução de custos de compra de energia, os custos de disponibilidade de potência aumentaram.

Fenômenos como sobretensão, congestionamento das redes, distorções de frequência harmônica, dentre outros, foram comuns nos países onde a expansão da geração distribuída é mais madura. Nessas condições a exigência de investimentos por parte dos operadores de redes acabou por pressionar também elevações de tarifas. Basicamente o ajuste adotado para a estratégia de *net-metering* nos países pesquisados foi a redução na taxa de compensação de 1:1 entre os novos optantes pela geração distribuída, com a garantia de remuneração aos consumidores inovadores (os primeiros a adotar a

tecnologia) por um período em torno de 20 anos.

3. TARIFAS DE ENERGIA NO BRASIL

As tarifas de energia no Brasil evoluíram ao longo do tempo a partir de um conjunto amplo de normas e regulamentos. Sob uma perspectiva histórica a primeira iniciativa de sistematização tarifária no país se deu a partir da publicação do Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934 que instituiu o Código de Águas, durante o governo de Getúlio Vargas. Dentre os principais temas definidos, estava o tópico de que as tarifas dos serviços de eletricidade seriam calculadas pelo custo do serviço, com revisão a cada três anos, utilizando o custo histórico deduzida a depreciação dos ativos.

Em 1957, o Decreto 41.019, de 26 de setembro, definiu o estabelecimento de tarifas segregadas por classe de consumo, a saber: **i)** Residencial; **ii)** Industrial; **iii)** Comércio e Serviços; **iv)** Rural; **v)** Poder Público; **vi)** Serviço Público; **vii)** Consumo Próprio, além disso estabeleceu a paridade entre receita e custo.

Em 1968, o Decreto 62.724 definiu que as tarifas deveriam ser calculadas com base no custo atribuído a cada classe de consumo, conforme o custo do serviço prestado. Assim os consumidores foram agrupados em grupo A (alta tensão) e B (baixa tensão), além de seus respectivos subgrupos. As tarifas do Grupo A foram definidas binômias com uma componente de potência e outra de consumo de energia e do grupo B fixadas de forma monômia, apenas faturadas pelo consumo de energia.

Posteriormente, em 1975, foi adicionada uma classe de consumo específica para iluminação pública, perfazendo as oito classes que são utilizadas atualmente. Mais de uma década depois, em 1987, foram implantadas as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, consolidando a estrutura tarifária proposta no “Livro Verde” publicado em 1985. Em 1988, com a Portaria nº 33 de 11 de novembro, as tarifas passaram a ser horossazonais. Já em 1993, a Lei 8.631 de 4 de março extinguiu o regime de remuneração garantida nas tarifas, que vigorava desde 1957, e as tarifas passaram a ser calculadas cobrindo os custos, porém, sem paridade de receita.

Posteriormente, a portaria 459 de 10 de novembro de 1997, segregou as tarifas em tarifas de uso e de energia, dando espaço para desverticalização do setor. Houve a separação dos

conceitos de nível tarifário e estrutura tarifária. Em 2002, a Resolução nº 666 de 29 de novembro de 2002 estabeleceu os procedimentos para determinação das tarifas de energia das distribuidoras. Outros desdobramentos de menor importância ocorreram no sentido de aprimorar o cálculo da estrutura tarifária no Brasil, entretanto, sua metodologia continua essencialmente a mesma desde a década de 1980 baseada na abordagem de *peak-load pricing* – a chamada tarifação por pico de carga.

No tocante ao estabelecimento do nível tarifário, existiram diversas melhorias desde 2002, em particular, na criação do PRORET [45] homologado no final de 2011, com a aplicação de diversos mecanismos de incentivo, modificando o até então adotado modelo de empresa de referência – similar a um mecanismo de *revenue-cap* – para o modelo de *price-cap* atualmente adotado. Essa regulação reduziu os custos das atividades de operação e manutenção das redes de distribuição, que são hoje os maiores responsáveis no país pela política de modicidade tarifária.

Apesar de várias modificações que melhoraram a estrutura de incentivos no setor elétrico com a adoção de novas metodologias e o abandono dos modelos de reconhecimento dos custos históricos, a metodologia de estrutura tarifária pouco se modificou. Essa metodologia é responsável pela recomposição da receita das distribuidoras uma vez que reflete o custo de cada classe de consumo sobre o uso das redes. O modelo atual, além de defasado, é incompatível com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do setor diante das novas perspectivas em relação a expansão da geração distribuída no Brasil, bem como, com outros aprimoramentos como a adoção do Preço de liquidação de diferenças (PLD) horário no mercado de curto prazo.

3.1. COMPORTAMENTO DA DEMANDA E DO CONSUMIDOR

As seções subsequentes deste estudo tratam da teoria da tarifação por pico de carga *peak-load-pricing*, explicando a razão pela qual a tarifação das empresas de energia segue esse conceito. Setores da economia monopolizados e não competitivos, quando regulados pelo governo, precisam reproduzir os resultados alocativos de um mercado competitivo, visando o emprego ótimo de recursos em uma sociedade. As principais referências das seções a seguir são os trabalhos de Bitu e Born [46], Antunes et. Al [47], Mas-Colell, Whisnton e Green [48] e Varian [49].

Um primeiro conceito econômico associado a alocação de custos nas tarifas é o conceito de utilidade de consumo. Ao assumirmos que podemos medir a satisfação em se consumir energia de uma determinada maneira, em detrimento de formas economicamente mais racionais, partimos da hipótese que o padrão de consumo traz maior ou menor utilidade ao consumidor. Por outro lado, é possível que essa utilidade se transforme em externalidade, ou formas de consumo irracionais, as quais precisam ser precificadas de formas diferentes, conforme o comportamento do consumidor seja mais ou menos racional.

O consumidor racional é aquele que ao escolher entre duas cestas de consumo o faz atribuindo sua escolha àquela que lhe traz maior utilidade – *aqui tratada como algo próximo a satisfação ou comodidade*. Essa medida de satisfação é obtida considerando variáveis subjetivas, como o gosto do consumidor, e objetivas como a sua renda, dentre outros parâmetros. O consumidor pode, por exemplo, optar por pagar um valor mais elevado, assumindo o risco de gerar maior quantidade de externalidades negativas – como uma baixa eficiência energética – sempre partindo do pressuposto de maximizar sua utilidade (satisfação de consumo).

Observa-se que apesar de não ser objetivo, o problema de maximizar a utilidade é baseado no preço dos diversos artigos da cesta de consumo. Assim sendo, a utilidade é quase sempre proporcional ao preço do produto consumido¹. Quanto maior utilidade um consumidor atribui a um determinado padrão de consumo, maior deveria ser o preço associado a essa escolha. No caso hipotético em que o consumidor pode consumir sua energia no período fora da ponta de consumo, ou no período na ponta de consumo do sistema, a diferença de utilidade de se optar por consumir um entre essas duas alternativas, pode ser medida pela seguinte igualdade:

$$\frac{UM_p}{P_p} = \frac{UM_{fp}}{P_{fp}} \quad (1)$$

Onde:

UM_X : É a utilidade de consumo nos períodos de $X =$ ponta ou fora de ponta, e,

¹ Exceto no caso de consumo conspícuo, onde o status de consumo define a utilidade. Essa situação é bastante comum no consumo de artigos de luxo. A energia como um bem básico, está muito mais vinculada ao preço.

P_X : O preço de cada uma dessas duas escolhas.

A equação 1 denota que se o consumidor atribui maior utilidade em se consumir eletricidade na ponta do sistema, então o preço desse hábito de consumo deve ser mais elevado de forma a contrabalançar essa escolha. Da mesma forma, se o mesmo consumidor se esforça para consumir fora da ponta, com baixa utilidade, o preço pago por esse consumidor deve ser menor de forma que a satisfazer a igualdade acima.

A equação 1 se aplica a uma cesta de consumo entre as duas formas de se consumir energia. A relação UM_p/P_p define a utilidade marginal da última unidade consumida na ponta de consumo. Reitera-se que quando os dois lados da equação 1 não forem iguais no curto prazo, o consumidor passa a gastar mais em um hábito de consumo ou em outro, fazendo com que a longo prazo a situação da equação 1 se verifique. Dessa maneira, ao longo do tempo o padrão de consumo de um determinado consumidor será reflexo da sua utilidade em consumir algo.

Haverá, entretanto, vários níveis de indiferença determinados pelos vários grupos de consumidores afetados pelo seu acesso a renda. Estas restrições definem o consumo dado que o preço define o nível de utilidade pela equação 1. Por exemplo, se um consumidor perceber no seu padrão de consumo um custo definido pelo preço pago vezes a quantidade consumida tal que sua utilidade de consumo começa a reduzir, esse consumidor decidirá consumir menos e o preço cairá.

Assim sendo, uma cesta de consumo onde o consumidor consome fora da ponta é definida pela quantidade de consumo nesse posto tarifário, frente a quantidade de consumo na ponta, existindo uma taxa marginal de substituição entre um comportamento e outro. Quando uma quantidade maior de consumo é sempre preferível a uma quantidade menor, a relação de substituição é sempre negativa, definindo curvas de indiferença convexas, limitadas a uma determinada restrição orçamentária, onde o consumidor poderá apenas acessar as curvas de indiferença que seu orçamento lhe permite.

A taxa marginal de substituição é, portanto, importante na definição do preço porque denota o número de unidades do produto X no qual o consumidor estaria disposto a abrir mão para adquirir uma maior quantidade do produto Y, mantendo inalterado seu nível de utilidade – ou seja, dentro da mesma curva de indiferença. A troca não deve deixar o consumidor melhor ou pior do que antes.

Seja X_p , X_{fp} as quantidades consumidas de energia na ponta e fora da ponta para um determinado tipo de consumidor. Dentro do exemplo anterior, as duas formas de se consumir energia na ponta ou fora da ponta, a utilidade marginal deve ser nula para o consumidor racional:

$$\frac{\delta U}{\delta X_{fp}} dX_{fp} + \frac{\delta U}{\delta X_p} dX_p = 0 \quad (2)$$

Reescrevendo a equação 2 a inclinação de uma curva de indiferença é calculada por:

$$\frac{dX_{fp}}{dX_p} = - \frac{\delta U}{\delta X_p} / \frac{\delta U}{\delta X_{fp}} \quad (3)$$

A equação 3 denota a relação de igualdade entre as propensões a ter um determinado padrão de consumo, mais constante ou menos constante ao longo do dia, bem como denota a taxa de substituição entre um padrão de consumo ou outro.

A equação:

$$X_p P_p + X_{fp} P_{fp} = C \quad (4)$$

É a restrição que define o consumo máximo permitido segundo um orçamento “C”. Um consumidor racional compraria uma cesta de consumo na ponta e fora da ponta no sistema elétrico de forma que a multiplicação entre as quantidades consumidas e os respectivos preços seja constante e igual ao orçamento disponível.

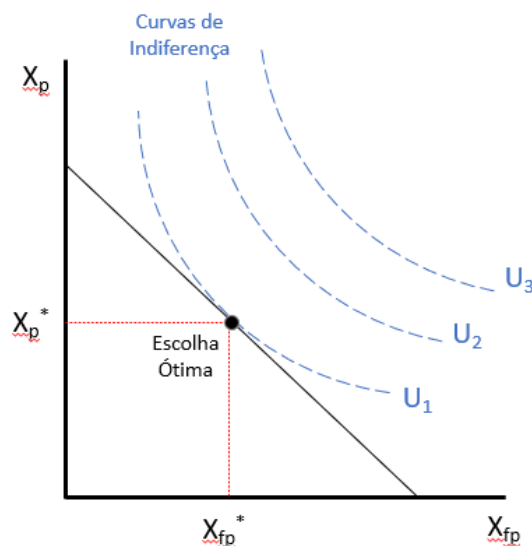


Figura 19 – Curvas de indiferença para diversos níveis de restrição orçamentária, elaboração própria.

A escolha ótima para uma determinada razão de consumo em diferentes postos tarifários de ponta e fora de ponta é definida pela inclinação da restrição orçamentária, de forma a maximizar a utilidade sujeita à restrição orçamentária. Utilizando o método dos multiplicadores de Lagrange é possível resolver a seguinte equação:

$$L = U(X_p, X_{fp}) - \lambda(X_p P_p + X_{fp} P_{fp} - C) \quad (5)$$

Para encontrar a solução da equação 5 basta derivar L em relação a X_p , X_{fp} e λ , e igualar a zero de modo a obter as condições de primeira ordem:

$$\frac{P_p}{P_{fp}} = \frac{\delta U}{\delta X_p} / \frac{\delta U}{\delta X_{fp}} \quad (6)$$

e

$$X_p P_p + X_{fp} P_{fp} - C = 0 \quad (7)$$

Implicando que a taxa marginal de substituição (equação 3) é igual a relação entre os preços de ponta e fora de ponta com sinal trocado (equação 6). Além disso a solução do sistema de equações 6 e 7 traz o valor máximo da utilidade do consumidor para uma determinada restrição orçamentária.

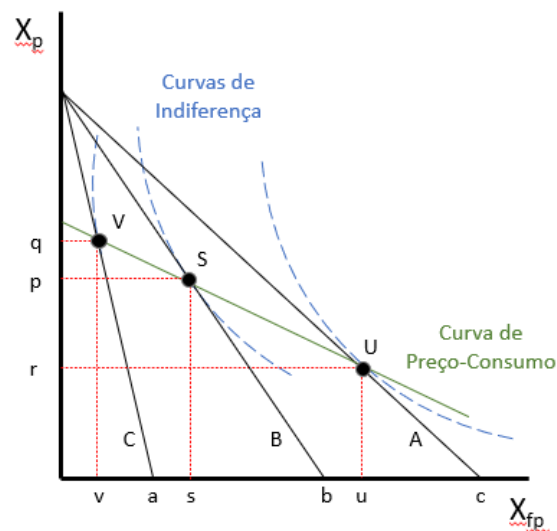


Figura 20 – Curva Preço-Consumo com variação no consumo fora de ponta, elaboração própria

Os parâmetros q, p e r na Figura 20 são diferentes quantidades consumidas na ponta X_p do sistema, já os valores v, s e u, são as quantidades correspondentes consumidas fora da

ponta X_{fp} . As retas “A”, “B” e “C”, tem diferentes inclinações, refletindo diferentes pontos ótimos de utilidade. Variando os pontos “a”, “b” e “c”, onde essas curvas interceptam o eixo das quantidades consumidas fora da ponta X_{fp} nota-se que as cestas de consumo ótimas “V”, “S” e “U”, vão se modificar. Esse efeito é derivado de uma elevação nos preços fora de ponta. Tal comportamento causa uma elevação no consumo de ponta e vice-versa.

Na Figura 20 mostra-se a curva de preço consumo do consumo de ponta X_p , na qual o preço P_{fp} é variável. Nota-se que a curva é decrescente. Uma redução no preço fora de ponta leva a um aumento do consumo fora ponta. O consumidor tenderá a buscar novos ótimos de utilidade dentro das diferentes cestas de consumo que poderá acessar devido a mudança nos preços relativos.

As curvas de demanda dos consumidores podem ser somadas de forma a compor a curva de demanda de mercado. Essa é a premissa utilizada na abordagem estatística da campanha de medidas, que busca caracterizar o comportamento da carga nas redes de distribuição e entre consumidores, atribuindo a grupos específicos de clientes maior ou menor utilidade no consumo de ponta. Conseqüentemente a cada grupo lhe será atribuído um preço maior ou menor pelo consumo de ponta.

De fato, quando se atribui uma tarifa ao consumo de energia, essa atribuição é feita de forma a refletir o comportamento de consumo médio do mercado. Deste modo, quando se fala em elasticidade da demanda em função de mudanças no preço, na renda, ou na quantidade demandada de outro produto, trata-se do comportamento estatístico médio dos consumidores.

A Figura 20 denota qualitativamente a propensão dos consumidores em substituir o consumo de dois postos tarifários, um para ponta de carga e outro fora de ponta conforme o preço, tal teoria se aplica a tarifação horossazonal de energia elétrica.

3.2. COMPORTAMENTO DA OFERTA DAS EMPRESAS

Esta seção trata da explicação microeconômica que fundamenta a construção das tarifas, para isso é necessário compreender os conceitos de teoria da produção associados ao comportamento das firmas monopolistas.

Um primeiro conceito relevante nessa direção é o de maximização do lucro. Firms racionais agem no sentido de maximizar os seus lucros. Há, entretanto, uma diferença entre o curto prazo e o longo prazo. No longo prazo, usualmente, os insumos de produção são todos variáveis, enquanto no curto prazo alguns insumos podem ser fixos. O elemento classificador de quanto um insumo pode ser fixo ou variável é o tempo. Nesse sentido, no curto prazo os insumos fixos de uma empresa podem ser sua planta e seus equipamentos.

No setor elétrico a presença de custos fixos é considerável. Dessa forma, as funções de produção, especialmente de plantas hidrelétricas, e os custos da implantação de redes de distribuição e transmissão possuem elevado componente fixo associado. Essa situação permite que as empresas reguladas tenham suas tarifas estabelecidas pelos custos médios – divisão entre o custo total e o número de unidades produzidas – ou pelos custos marginais – que representam o custo de produção de uma unidade incremental, mantendo as unidades produzidas anteriormente fixas.

Define-se a restrição de custos baseada nos insumos para produzir algo, como uma relação entre o capital operacional (OPEX), e capital físico (CAPEX). Denotando P_{OP} e P_{CP} como os custos médios de OPEX e CAPEX, e X_{OP} e X_{CP} suas quantidades, respectivamente, é possível estimar o custo mínimo de uma determinada atividade produtiva. Seja:

$$X_{OP}P_{OP} + X_{CP}P_{CP} = TOTEX \quad (8)$$

a restrição de custo total ($TOTEX = OPEX + CAPEX$), na qual para cada quantidade de OPEX X_{OP} ou CAPEX X_{CP} , existe um preço médio respectivo (que pode ser representado pelo custo médio incremental ou pelo custo marginal).

Aplicando uma função arbitrária de produção $Q = f(X_{OP}, X_{CP})$, é possível encontrar os valores de X_{OP} e X_{CP} que minimizam o custo (maximizam o lucro) da firma sujeito à equação de produção, resolvendo a seguinte função de Lagrange:

$$L = X_{OP}P_{OP} + X_{CP}P_{CP} - \mu(f(x_{OP}, x_{CP}) - Q_0) \quad (9)$$

Cuja solução ótima depois de se calcular as condições de primeira ordem em relação as derivadas de X_{OP} , X_{CP} e μ é dada por:

$$-\frac{dX_{CP}}{dX_{OP}} = \frac{\delta f}{\delta X_{OP}} / \frac{\delta f}{\delta X_{CP}} = \frac{P_{OP}}{P_{CP}} \quad (10)$$

A equação 10 é a taxa marginal de substituição técnica entre OPEX e CAPEX, que são insumos de custos de acordo com [49]. Nota-se que semelhantemente a escolha do consumidor, a firma irá alocar seus recursos entre investimento e custeio de acordo com a respectiva taxa marginal de substituição, que é equivalente a relação entre os preços das quantidades alocadas em capital imobilizado e custeio, dado um produto Q_0 a ser entregue ao mercado consumidor.

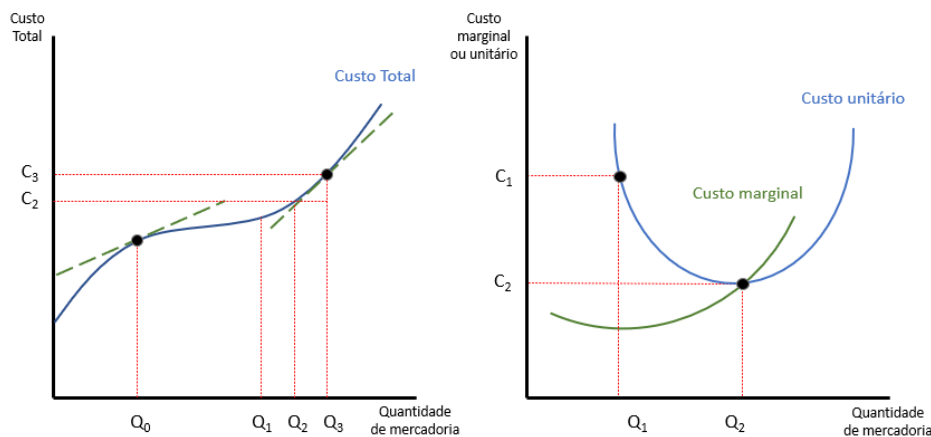


Figura 21 – Função de custos totais, marginais e custos unitários (médios) de curto prazo, elaboração própria baseado em [46].

Os custos unitários (médios) de curto prazo apresentam um mínimo de acordo com a Figura 21. Este valor ocorre no ponto Q_2 onde os custos totais deixam de ser decrescentes e passam a ser crescentes na função de produção, da mesma forma o custo marginal cruza o ponto de mínimo dos custos unitários (médios). No longo prazo a curva de custos será a envoltória (tangente) dos pontos de mínimo de sucessivas curvas de custo de curto prazo conforme [48]. A curva de custos totais de longo prazo pode ser derivada da curva de custos unitários (médios), e daí estimar as curvas de custos marginais.

No tocante à metodologia de cálculo das tarifas de distribuição adotada no Brasil atualmente, o cálculo dos custos marginais foi substituído pelo cálculo dos custos médios devido ao fato de que os custos médios são de mais fácil estimação. Todo argumento desenvolvido para o custo marginal pode ser reescrito para aplicação nos custos médios.

Nesse sentido, a meta da regulação é fazer os custos médios assumirem patamares de concorrência perfeita.

Na concorrência perfeita uma empresa não pode afetar o preço de mercado, porém, pode vender qualquer quantidade que for possível ao preço de mercado. Nessa situação a teoria microeconômica demonstra que o preço de mercado se iguala ao custo marginal, para determinar o nível ótimo de produção. Para demonstrar essa afirmação define-se o lucro como receita menos despesa da seguinte forma:

$$L = PQ - C(Q) \quad (11)$$

Onde P é o preço, Q a quantidade produzida a um determinado custo C(Q). Ao derivar a equação 11 em relação a quantidade, igualando-a a zero, obtém-se a seguinte condição de primeira ordem:

$$P - \frac{dC(Q)}{dQ} = 0 \quad (12)$$

Observa-se a partir da equação 12, para um mercado em concorrência perfeita, que o preço deve se igualar ao custo marginal, porém, essa não é uma situação natural ao setor elétrico no qual empresas monopolistas fazem parte do mercado.

Nesse caso, existe a total ausência de concorrentes, significando que o consumidor não pode migrar de um fornecedor para outro. Dentre as razões para o surgimento dos monopólios podemos destacar: **i)** Uma única empresa controla o suprimento de um produto; **ii)** Seu custo unitário de produção é mínimo para produzir uma determinada quantidade de produto, dado o escopo do que é produzido, essa empresa atendente toda a demanda do mercado (monopólio natural); **iii)** Possuir patentes e outros direitos, que impeçam a livre entrada em um mercado; **iv)** Existir uma regulamentação governamental, que limite a entrada de concorrentes no mercado.

Em um monopólio puro, a curva de demanda de mercado é igual a curva de oferta da empresa, assim tudo que o monopolista produzir será consumido pelo mercado. Nessa condição o monopolista pode escolher produzir menos do que a demanda de mercado, maximizando seu lucro por meio da elevação nos preços. Ao contrário da situação hipotética de concorrência perfeita tais preços não são definidos pelo equilíbrio de mercado, destacado pela equação 12. Basta, para isso o monopolista, produzir uma

determinada quantidade que faça a receita marginal ser igual ao custo marginal. Tal situação difere da situação de concorrência perfeita quando o custo marginal é igual ao preço.

No longo prazo, o equilíbrio de uma indústria monopolista não é caracterizado pela ausência de lucro ou perdas econômicas. Se o monopólio obtém lucros no curto prazo, no longo prazo ele continuará não sendo confrontado. Ou seja, seu domínio de mercado não será contestado, implicando em perdas de bem-estar social. De um modo geral, se o monopólio é natural, ele pode continuar reduzindo a quantidade ofertada de forma a aumentar seu lucro, desde que a receita marginal iguale ao custo marginal.

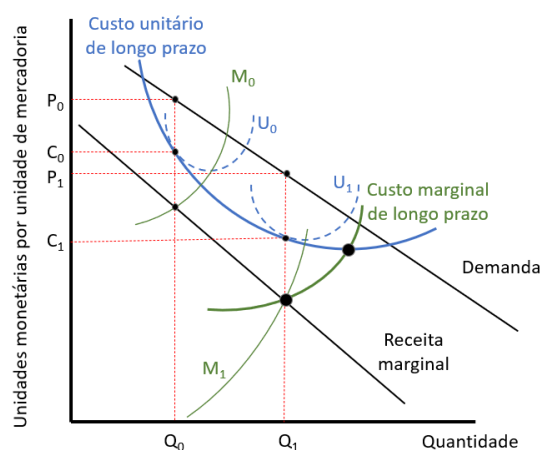


Figura 22 – Equilíbrio de Longo Prazo da empresa monopolista, elaboração própria

Na Figura 22 nota-se que Q_0 e Q_1 são as quantidades ofertadas pelo monopolista em distintos períodos. Os preços P_0 e P_1 são cobrados respectivamente, porém os preços que deveriam ser cobrados em uma situação de concorrência perfeita são C_0 e C_1 . No curto prazo o lucro econômico do monopólio (excedente do produtor) é de $Q_0 \times (P_0 - C_0)$. Nota-se nesse caso uma perda de bem-estar por parte dos consumidores. O mesmo acontece no período posterior uma vez que o monopólio não é confrontado: $Q_1 \times (P_1 - C_1)$. O monopolista pode maximizar seus lucros no curto e no longo prazo. Em ambos os casos a planta monopolista ótima ofertará uma quantidade de produtos e serviços menor do que a demanda de mercado.

O objetivo da regulação de preços e tarifas de energia está em evitar que as firmas monopolistas cobrem preços acima dos níveis de concorrência perfeita C_0 e C_1 .

Adicionalmente o espaço entre P_0 e C_0 e P_1 e C_1 é amplamente utilizado para promover estruturas de incentivos que favoreçam a implantação de comandos regulatórios por parte dos governos². Algumas metodologias de incentivos podem ser adotadas no curto prazo de forma a incentivar outros tipos de comportamentos, como a melhoria da qualidade no serviço prestado ou a redução de perdas de energia.

Ao comparar o comportamento monopolista com o comportamento de concorrência perfeita nota-se o que os recursos de uma sociedade tendem a ser utilizados de forma mais eficiente em ambientes concorrenciais. Isso ocorre porque um monopólio opera em regiões de produção onde o preço é maior do que o custo marginal. Na Figura 23 mostra-se o prejuízo que uma sociedade sofre quando empresas monopolistas reduzem sua quantidade produzida, maximizando seus lucros:

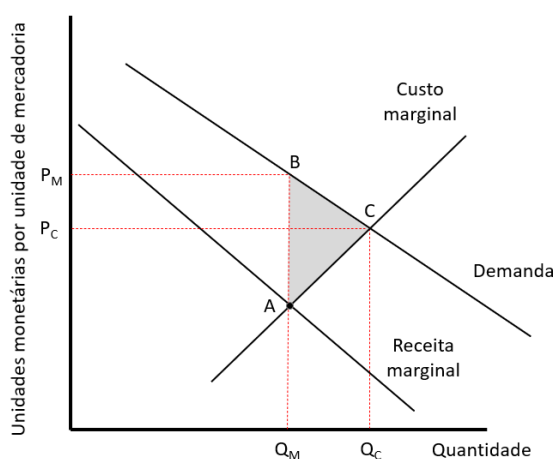


Figura 23 – Perda de bem-estar social (em cinza) quando um monopólio maximiza seus lucros.

Elaboração própria

A região em cinza é o chamado “peso morto”, ou seja, uma externalidade de mercado que reduz o bem-estar coletivo. Existem três condições perseguidas pela regulação para que a maximização do bem-estar social aconteça em ambientes com competição monopolista:

- i)** A taxa marginal de substituição entre dois produtos na cesta de consumo dos consumidores deve ser igual para todos os consumidores, e proporcional a razão entre os preços relativos;
- ii)** A taxa marginal de substituição técnica entre dois insumos deve ser a mesma para todos os produtos no mercado, em concorrência perfeita esta taxa é

² Tais como estratégias de incentivo a redução de custos.

proporcional a relação de preços entre insumos assim como na cesta de produtos dos consumidores;

- iii) A terceira condição implica que o custo marginal deve ser igual ao preço para que não haja perda de bem-estar social. Em alguns casos essa condição é flexibilizada como meio de implementação de estratégias de incentivos econômicos ao setor.

Em uma economia real, é quase impossível que um setor de mercado goze de concorrência perfeita segundo [48]. A solução demonstrada na equação 12 é um caso particular da ciência econômica, portanto, o ótimo de recursos em uma sociedade deve ser arbitrado, partindo-se do pressuposto de que perseguir a meta de tornar o custo marginal igual preço pode não ser alcançada completamente.

A adoção da tarifação de custos marginais é uma abordagem comum para fixação de preços e tarifas de indústrias estruturalmente não competitivas de propriedade estatal ou privada. Os preços regulados conforme essa regra reproduziriam os resultados de um mercado competitivo, visando a alocação ótima de recursos em uma sociedade, melhorando o bem-estar coletivo e reduzindo subsídios cruzados.

3.3. CONSTRUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA

A teoria da tarifação por custos marginais obteve contribuição de vários autores. Inicialmente o trabalho de Hotelling [50] para monopólios ferroviários serviu de inspiração para o desenvolvimento das tarifas por pico de carga – *peak load pricing* – para o setor ferroviário. No setor elétrico tais conceitos foram estendidos e aprimorados por Boiteux [51]. Outros autores com expressivas contribuições no assunto são Steiner [52], Williamson [53] e Turvey [54]. Um compilado das contribuições internacionais que inspiraram o modelo brasileiro pode ser encontrado em Munasinghe e Warford [55]. A presente seção é baseada principalmente no chamado Livro Verde [56], um trabalho desenvolvido durante oito anos na década de 70/80. Esta é a principal referência do modelo tarifário Brasileiro. Utilizou-se também a referência de trabalhos posteriores, em particular, o trabalho de Antunes, et, Al [47], cujo apanhado de ideias apresenta desdobramentos mais recentes como o cálculo dos custos médios, sem entretanto, mudar os pontos centrais das propostas apresentadas no Livro Verde [56].

As tarifas são definidas por dois conceitos. O primeiro é o de nível tarifário, que representa a soma de todo montante monetário necessário para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas, ou seja, é a soma dos montantes de recursos que cobrem as despesas tarifárias – *por exemplo os custos de geração, transmissão, distribuição e encargos*. Um segundo conceito é o de estrutura tarifária, que representa a repartição – ou alocação – dos custos de nível tarifário nas tarifas pagas por cada classe de consumidores.

Tanto estrutura tarifária quanto o nível tarifário devem obedecer a 6 princípios básicos e alguns objetivos segundo Bitu e Born [46], a saber:

- i) *O princípio da eficiência*, com o melhor emprego possível dos recursos econômicos, delimitando o uso racional da energia pelo preço;
- ii) *O princípio da equidade*, que garante o mesmo tratamento a consumidores semelhantes;
- iii) *O princípio da justiça* onde as tarifas devem promover justiça social;
- iv) *O princípio do equilíbrio econômico financeiro*, mantendo a atratividade de investimentos nas empresas reguladas;
- v) *O princípio da simplicidade*, as tarifas devem ser as mais simples possíveis;
- vi) *O princípio da estabilidade*, as tarifas não devem sofrer variações bruscas, mantendo certa estabilidade, e;
- vii) As tarifas devem ser determinadas considerando os seguintes objetivos: *políticos, econômicos, sociais, comerciais, entre outros*, atribuídos ao setor de eletricidade.

3.3.1. Caracterização da Carga

Na primeira etapa do processo de determinação das tarifas é efetuada a chamada “*caracterização da carga*”. Trata-se de uma etapa determinante para formação de custos de fornecimento de acordo com o rateio das diferentes categorias de consumidores durante as horas do dia. Na caracterização da carga é determinada a contribuição de cada consumidor-tipo para formação da demanda de ponta do sistema elétrico. Essa demanda de ponta determina o custo médio de expansão do sistema, imputado por cada classe de consumo, dando origem a diferenciação de tarifas.

A caracterização da carga é, então, uma das informações básicas para definição das tarifas. Trata-se da identificação, qualificação e quantificação do comportamento da demanda em diversos pontos do sistema elétrico e para diversos conjuntos de consumidores, por meio das chamadas campanhas de medidas que visam o levantamento estatístico da tipologia de carga das empresas (ou do sistema), as quais impactam a formação da sua matriz de custos.

A Figura 24 demonstra o objetivo da campanha de medidas, que consiste em identificar a curva de carga agregada do sistema, reconstituindo-a a partir das curvas típicas dos consumidores. Para isso, aplica-se uma metodologia estatística de classificação, que encontra as melhores curvas típicas dos consumidores obtendo em seguida – *por meio da sua soma* – a curva de carga agregada do sistema e as curvas de carga das subestações [56]. O comportamento da carga é encontrado por meio de três etapas:

- i) Campanha de medidas, na qual dados de medição de memória de massa – medição do consumo no tempo – são recuperados de forma a caracterizar um banco de informações que será tratado estatisticamente.
- ii) Análise da Carga, quando o comportamento da carga é analisado, os dados da campanha de medidas agrupam os consumidores por curvas de comportamento típico. Nessa etapa são definidas as elasticidades preço-consumo e os hábitos de consumo típicos de cada agrupamento de consumidores.
- iii) Previsão do comportamento da carga, na qual é feita a estimativa de como as curvas de carga se agrupam para gerar a curva agregada do sistema. Nessa etapa atribui-se para cada tipo de consumidor uma participação no montante final de responsabilidade de potência – *custo* – do sistema.

Para execução das campanhas de medidas é preciso focar em amostras estratificadas – por volume consumido de energia – que descrevam bem o comportamento do mercado consumidor, bem como representem estatisticamente, com boa margem de confiança, o mercado da distribuidora. A análise da carga deve ser capaz de caracterizar a demanda do sistema elétrico. É importante definir curvas típicas de carga para dias úteis e não úteis, bem como estabelecer tipologias de carga e as diferenças entre sistemas elétricos por nível de tensão, ou região de concessão.

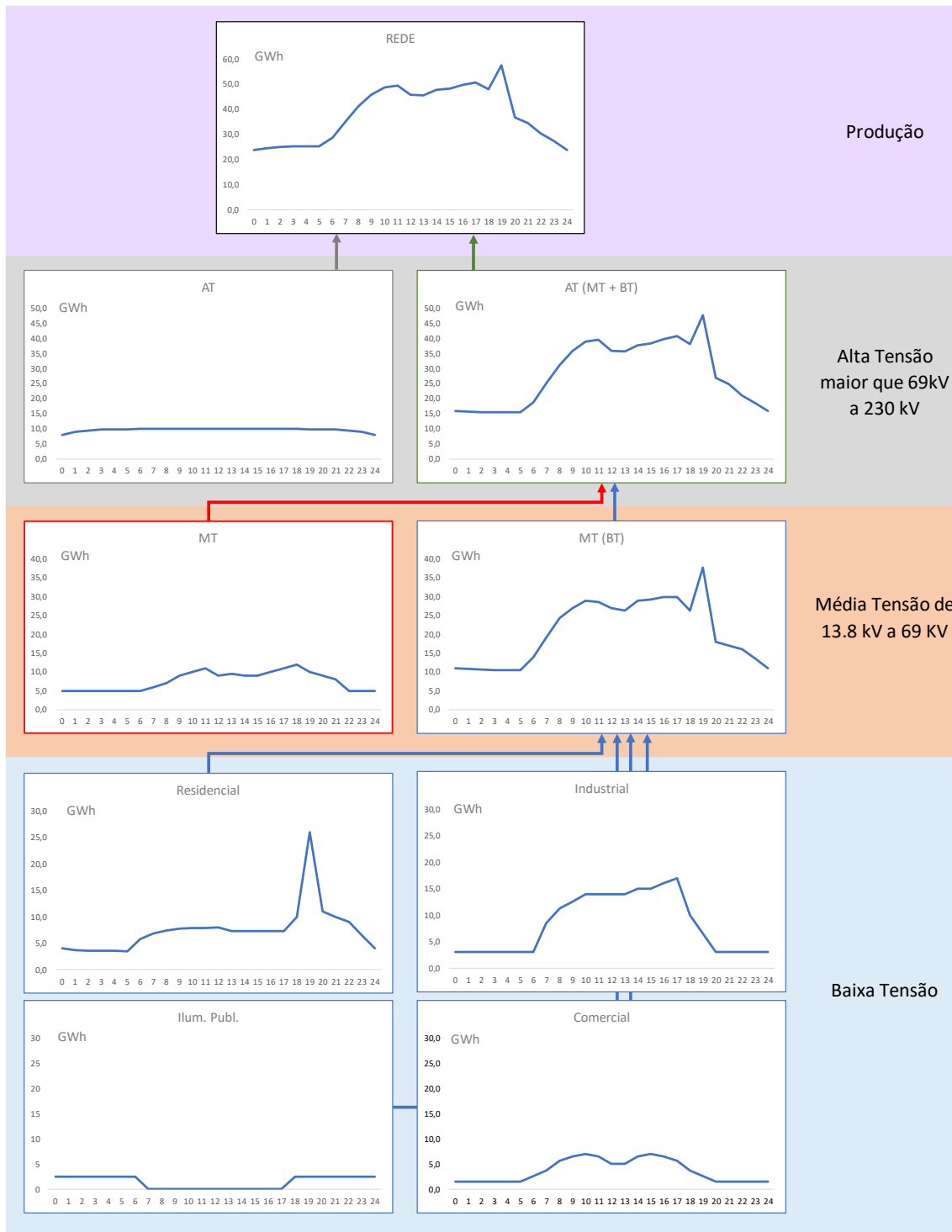


Figura 24 – Comportamento da carga por nível do sistema e categoria de consumidores. Fonte [46] adaptado

Curvas de carga que guardam semelhança entre si devem ser agrupadas usando técnicas de agrupamento, de forma a minimizar o desvio padrão entre as curvas. Tais agrupamentos devem se refletir na curva de carga global, ajustando as curvas medidas

nos diversos pontos do sistema por categorias de consumidores, caracterizando um grau de similaridade estatística elevada.

3.3.2. Custos Marginais do Sistema

Segundo Antunes et al. [47] os custos de uso da rede devem refletir dois conceitos fundamentais: **i)** As contribuições de demanda dos clientes na carga máxima da rede responsável pela sua expansão, a chamada demanda coincidente (soma de duas ou mais demandas que ocorrem no mesmo intervalo de tempo); **ii)** o ponto de conexão do cliente na rede. Segundo os autores, esse custo varia de acordo com: o tipo de rede, o padrão de atendimento (monofásico ou trifásico), o tipo de poste etc.

Cabe destacar que os custos marginais de uso das redes são sempre calculados em base de demanda, ou seja, em R\$/kW. Entretanto, por questões técnicas em relação a medição de demanda máxima e justiça tarifária, as tarifas em sua maioria são calculadas em R\$/KWh. Na prática as tarifas precisam também reproduzir os custos dos clientes comprometidos em todos os níveis de tensão à montante, sempre refletindo essa proporcionalidade sobre a demanda máxima da rede – relativa ao uso maior ou menor por parte do consumidor.

A relação entre a teoria econômica apresentada na seção 3.1 e 3.2 e os custos das redes é obtida com base no trabalho de Boiteux [24]. O custo marginal representa o custo pela produção de uma unidade adicional do bem ou serviço em consideração.

Sejam:

B : Benefício social dado pela diferença entre utilidade e custo.

$\int_0^{q_i} p_i(x)dx$: Utilidade, área sob a curva de procura.

$p_i(x)$: Função de demanda inversa (mede o preço por unidade, em que a quantidade x seria exigida).

q_p : Produção no período de ponta

q_{fp} : Produção no período fora de ponta

C_C : Custo de capacidade (associado ao investimento)

C_0 : Custo de operação e manutenção

Então pode calcular-se o ótimo da função 13, usando novamente a técnica da função de Lagrange:

$$\text{Max } [B = \sum_i \int_0^{q_i} p_i(x) dx - C_c(Q) - C_0(q_p + q_{fp})] \quad (13)$$

$$\text{sujeito a: } Q \geq q_p, Q \geq q_{fp}, Q \geq 0, q_p \geq 0, q_{fp} \geq 0$$

Para aplicar tal técnica ao modelo da equação 13 é preciso remover as desigualdades das 5 restrições. Tais desigualdades podem ser retiradas do problema adicionando variáveis de folga positivas (números a_x elevado ao quadrado), assim o modelo de otimização pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} LB = \sum_i \int_0^{q_i} p_i(x) dx - C_c(Q) - C_0(q_p + q_{fp}) \\ - [\lambda_p(Q - q_p - a_p^2) + \lambda_{fp}(Q - q_{fp} - a_{fp}^2) \\ + \lambda_1(p_q - a_1^2) + \lambda_2(p_{fp} - a_2^2) + \lambda_3(Q - a_3^2)] \end{aligned} \quad (14)$$

Derivando a equação 14 em relação aos parâmetros: $q_p, q_{fp}, a_p, a_{fp}, Q, \lambda_p, a_1, a_2, a_3$ tem-se:

$$\frac{\delta LB}{\delta q_p} = p_p(q_p) - \frac{\delta C_0(q_p)}{\delta q_p} - \lambda_p = 0 \quad (14 \text{ a})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta q_{fp}} = p_{fp}(q_{fp}) - \frac{\delta C_0(q_{fp})}{\delta q_{fp}} - \lambda_{fp} = 0 \quad (14 \text{ b})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_p} = 2\lambda_p a_p = 0 \quad (14 \text{ c})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_{fp}} = 2\lambda_{fp} a_{fp} = 0 \quad (14 \text{ d})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta Q} = Q - \frac{\delta C_c(Q)}{\delta Q} - \lambda_p = 0 \quad (14 \text{ e})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta \lambda_p} = Q - p_q - a_p^2 = 0 \quad (14 \text{ f})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_1} = 2\lambda_1 a_1 = 0 \quad (14 \text{ g})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_2} = 2\lambda_2 a_2 = 0 \quad (14 \text{ h})$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_3} = 2\lambda_3 a_3 = 0 \quad (14 \text{ i})$$

A quantidade produzida na ponta q_p e a quantidade produzida fora da ponta q_{fp} são necessariamente positivas, as folgas a_1^2 e a_2^2 também devem ser maiores ou iguais a zero (por definição), logo é consequência que $\lambda_1 = \lambda_2 = 0$ (consequência das equações 14 g e 14 h). Como $Q \geq q_p$ e $a_3^2 \geq 0$, então $\lambda_3 = 0$, (consequência da equação 14 i).

Por definição dado o comportamento do consumidor as demandas $Q \geq q_p > q_{fp}$, o que implica que existe folga positiva fora da ponta $a_{fp} > 0$, portanto também, $\lambda_{fp} = 0$ (consequência da equação 14 d)

Assumindo $\frac{\delta C_C(Q)}{\delta Q} = 0$, e que o sistema está sempre em expansão $\frac{\delta^2 C_C(Q)}{\delta Q^2} > 0$, tem-se que, $\lambda_p \neq 0$, e $a_p^2 = 0$, ou seja, não existe folga na ponta (consequência da equação 14 c). Conclui-se que $Q = q_p$ – a quantidade máxima ofertada é igual a demanda de ponta – assim $\lambda_p = Q$ (consequência da equação 14 e), significando que a expansão do se inicia quando o sistema está *plenamente utilizado*. Resolvendo o sistema de equações anteriores tem-se que:

$$p_p(q_p) = q_p + \frac{\delta C_0(q_p)}{\delta q_p} \quad (15)$$

$$p_{fp}(q_{fp}) = \frac{\delta C_0(q_{fp})}{\delta q_{fp}} \quad (16)$$

A equação 15 significa que a demanda de ponta deve ser igual ao custo marginal de operação e manutenção na ponta somado a produção no período de ponta, e a equação 16 significa que o custo fora de ponta é igual ao custo marginal de operação e manutenção fora da ponta. *Nota-se que a cobertura de todos os custos do sistema ocorre apenas quando se recuperam os custos da demanda de ponta, já que, $p_p(q_p) > p_{fp}(q_{fp})$.* Desta

maneira, fica demonstrado que as tarifas devem ser construídas e calculadas com base no reflexo do comportamento de consumo do grupo de consumidores que contribui para formação da demanda máxima, sendo assim quanto maior for essa contribuição maior será a tarifa paga por esse grupo de consumidores.

3.3.3. Componentes Tarifários e Sinalização Regulatória

Os custos refletidos nas tarifas pagas pelos consumidores têm mecanismos distintos de sinalização de preços dentro da estrutura tarifária. No módulo 7 dos Procedimentos de Regulação tarifária (PRORET) [45] a estrutura tarifária é segregada em dois tipos de tarifas, a TUSD – *tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão* – e a TE – *tarifa de energia* – ambas as tarifas cobrem itens específicos da fatura paga pelos consumidores.



Figura 25 – Abertura da TUSD, fonte ANEEL [45]

Na Figura 25, observa-se que a abertura da TUSD – *Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição* – é composta basicamente pelos itens de transporte, perdas e encargos de uso. A tarifa dos serviços de rede apresentada na Figura 25 é composta pela parcela de transporte “Fio-A” (transmissão e conexões de fronteira de alta tensão) e “Fio-B” (custos de distribuição, de baixa tensão).

A TUSD perdas é a parcela de perdas – *técnicas, comerciais e administrativas* – da tarifa. Trata-se de um componente de energia alocado sob a responsabilidade de gestão das empresas de transporte, e, portanto, cobrado na TUSD. Por fim, os encargos de uso são aqueles associados ao uso das redes. Na Tabela 1 apresenta-se um resumo dos mecanismos de cálculo e aplicação da TUSD, sua aplicação nas tarifas, incluindo diferenciação horária em demanda de ponta e fora de ponta.

Quadro 1 – Cálculo da TUSD, fonte elaboração própria

Componente	Custo	Cálculo	Aplicação
FIO A	TUST_RB		
	TUSD_FR		
	Conexão Transmissão	Fator de Perdas de Potência e Fator de Proporção de Fluxo de Potência, em R\$/kW.mês, com sinalização para Ponta e Fora de Ponta	DP/DFP
	Uso da Distribuição		
	Conexão Distribuição		
FIO B	O&M	Custos médios e NUC, em R\$/kW	
	Remuneração		DP e DFP
	Reintegração	Custos médios, em R\$/kW	
PERDAS	Perdas Técnicas	Fator de Perdas de Energia, em R\$/MWh	ENERGIA
	Perdas RB / Perdas Distribuição		
	Perdas Não Técnicas	Proporcional a receita de TUSD por nível, em R\$/MWh	ENERGIA
	RI		
ENCARGOS	CDE, PROINFA, ONS	Fator de Transição (CDE), em R\$/MWh, Selo (PROINFA, ONS), em R\$/MWh	ENERGIA
	TFSEE, P&D_EE	Proporcional a receita de Fio B (TFSEE). Proporcional a TUSD (P&D_EE)	ENERGIA

A Figura a seguir 27 mostra a abertura da TE – referente aos custos de energia:

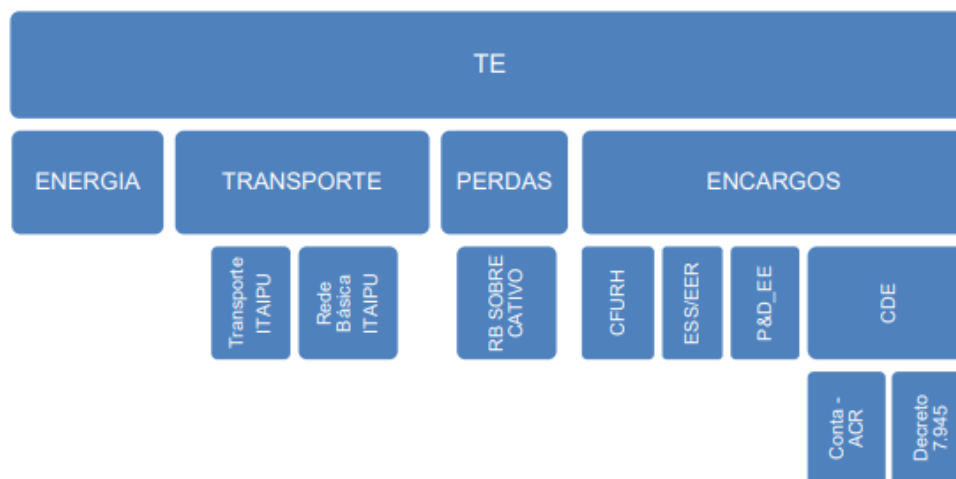


Figura 26 - Abertura da TE, fonte ANEEL [45]

Quadro 2 – Cálculo da TE, fonte elaboração própria

Componente	Custo	Cálculo	Aplicação
ENERGIA	Energia Comprada	Relação P/FP = 1.72, em R\$/MWh	ENERGIA
	Transporte Itaipu		
TRANSPORTE	Rede Básica Itaipu	Selo, em R\$/MWh	ENERGIA
	Contratos Iniciais		
PERDAS	Perdas Técnicas RB sobre Mercado Cativo	Selo, em R\$/MWh	ENERGIA
ENCARGOS	CFURH, ESS, P&D_EE	Selo, em R\$/MWh	ENERGIA

Na Tabela 2 nota-se quais são os mecanismos de cálculo e aplicação da TE, a qual é aberta nos custos de Energia comprada para revenda, transporte de ITAIPU, perdas da rede básica sobre mercado cativo, e encargos de energia.

A TE remunera basicamente os custos com a *comoditie* “energia”. Os consumidores livres não pagam TE, uma vez que contratam sua energia diretamente no mercado livre. Os custos da TE, envolvem, além da própria energia, algumas despesas transporte de ITAIPU e os encargos relacionados a confiabilidade, compensação financeira sobre uso de recursos hídricos, e outros custos relacionados a contratação de energia alocados sobre o mercado cativo.

As Tabelas 1 e 2 apresentam a comparação entre os itens de custo da estrutura tarifária e o sinal econômico nas tarifas. Pode-se perceber que a maioria dos encargos são cobrados como “selo” – ou seja um percentual da tarifa cheia, ou da receita, conforme o caso – os custos de geração têm sinalização horizontal apenas – isto é sem diferenciação de posto tarifário –, já as perdas têm sinal proporcional – pró-rata entre as horas do dia – por fim, os itens de receita atinentes aos custos de uso das redes tem sinalização tarifária horizontal e vertical, isto é diferenciação de horário e posição a jusante – próximo ou afastado do centros geradores e da alta tensão – no sistema de distribuição. Cabe destacar ainda que os custos de transmissão, ao contrário dos custos de distribuição, têm sinal locacional, definidos já na partida dos contratos de acesso aos pontos de suprimento das distribuidoras.

Quadro 3 – Modalidades tarifárias conforme nível e posto, fonte ANEEL [45]

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	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
	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	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
	A5 (< 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	
Convencional B.					R\$/kW				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	
	B4 (IP)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Distribuição				R\$/MWh				R\$/MWh
Geração					R\$/kW					

A Tabela 4 mostra a formação das modalidades tarifárias conforme o nível de tensão acessado e o posto – ponta, fora de ponta, ou intermediário. As modalidades aplicadas no Brasil são: Azul e Verde para alta tensão, Branca e Convencional para a Baixa Tensão. As demais modalidades são variantes dessas modalidades, por meio da implementação de uma estratégia de tarifação *time-of-use*³.

3.3.4. Metodologia de Cálculo da Estrutura Tarifária no Brasil

Esta seção é baseada em três referências: o Livro Verde [56], Antunes et al. [47] e nos submódulos 7.2 e 7.3 do PRORET [45]. Há ainda trabalhos com variações metodológicas que estudam o mesmo tema porém que avançam em novas propostas de aplicação tarifária, e reestruturação metodológica, sem contudo adentrar no tema dos impactos tarifários da geração distribuída, como El Hage [57], Fugimoto [58] e Brito [59], estes últimos trabalhos também são referências de consulta para maior aprofundamento dos temas tratados no texto a seguir.

O primeiro conceito importante na delimitação da contribuição de cada cliente, na formação da demanda máxima, é o fator de coincidência. Esse fator ajusta a contribuição da curva típica de carga daquele grupamento de consumidores sobre a formação da demanda máxima do sistema. Assim sendo, deve ser considerada a proporção de fluxo de potência que transita em cada segmento de rede, envolvido no atendimento e a probabilidade de associação de cada tipo de consumidor a uma rede específica.

Os custos das redes são vinculados à capacidade de atendimento da demanda máxima. O aumento da demanda máxima define a necessidade de mais investimentos em expansão e o custo marginal de longo prazo. Nem todas as redes têm demanda máxima no mesmo horário e é possível que os investimentos em uma determinada rede aconteçam em horários distintos, por exemplo, uma rede com demanda máxima às 15 horas tem ponta de consumo formada por consumidores-tipo⁴ diferentes de uma rede com demanda

³ Tarifa por hora de utilização, é uma forma de diferenciação das modalidades tarifárias conforme o número de horas de utilização, e quantidade de uso. Diferencia os custos dado se o consumo ocorre em período de ponta, ou fora de ponta.

⁴ O “consumidor-tipo” é definido pela agregação das curvas de carga típicas das campanhas de medidas, representa um tipo representativo de perfil de consumo na formação das curvas de carga da distribuidora. Identifica portanto, o perfil médio de consumo de um determinado consumidor e a sua participação no mercado faturado que o leva ser mais ou menos responsável pela parcela da receita requerida recomposta

máxima às 19 horas. O sinal locacional⁵ de custos aumentaria demasiadamente a complexidade de definição da estrutura tarifária e não é adotado atualmente nas tarifas de distribuição no Brasil. A metodologia atual considera apenas os custos médios que compõem a demanda global do sistema da distribuidora.

Na dinâmica do cálculo da ANEEL, para estabelecimento da estrutura tarifária, a rede é dividida em níveis de tensão, a chamada “*estrutura vertical*”. Redes dos níveis A2 (maior que 88 a 138 kV) e A3 (69 kV) são consideradas de alta tensão; as redes MT (A3a e A4) (maior que 1 kV e menor que 69 kV) são consideradas de média tensão e redes BT (AS e BT) (menor ou igual a 1 kV) são consideradas de baixa tensão.

Dependendo do nível de tensão no qual o cliente está inserido, a sua contribuição para a demanda coincidente – pico de carga – se modifica. A Figura 27 mostra um diagrama de fluxo de potência. É possível notar que os clientes de baixa tensão afetam os custos de média e alta tensão por meio da necessidade de mais transformações de potência e infraestrutura de atendimento para levar energia a esses consumidores. Já os consumidores de média tensão, além de não utilizarem as redes de baixa tensão, afetam apenas a curva de carga do nível de alta tensão⁶.

A Figura 27 representa o diagrama unifilar simplificado de uma rede de distribuição. O conceito associado a proporção de fluxo de potência na baixa tensão, envolve o impacto na elevação de custos de 1 kW demandado no nível BT, sobre os níveis a montante MT e AT, este efeito deve ser considerado na construção das tarifas. Assim além das curvas de carga típicas dos consumidores, deve-se montar as curvas de carga típicas de rede, de forma a refletir corretamente os custos de operação manutenção e investimento sobre as tarifas em cada nível de tensão.

pela aplicação das tarifas no faturamento. Por exemplo a classe residencial pode ter vários tipos de consumidores diferentes que formam perfis distintos de consumo

⁵ Sinais locacionais são referentes a posição que um determinado grupo de consumidores tem no sistema elétrico, por exemplo, um consumidor residencial de baixa tensão que está conectado em um grande centro urbano como Belo Horizonte, paga a mesma tarifa que um consumidor conectado no município mineiro de São Tiago, mesmo que tais consumidores tenham custos diferentes para o sistema (alimentadores diferentes, densidade de carga diferente, curvas de carga diferentes). O sinal locacional está relacionado, portanto,, a localização do consumidor.

⁶ No contexto da expansão da geração distribuída essa lógica se inverte, podendo inclusive aparecer fluxos reversos de energia, que fariam os níveis superiores dependentes de geração na baixa tensão, daí a importância do tema para consumidores de alta tensão que passariam a ser responsáveis por maior parcela da receita requerida das distribuidoras.

A relação entre a curva de carga do consumidor e a curva de carga da rede tipo é denominada probabilidade de associação, quanto mais próxima da curva de carga da rede estiver a curva de carga do consumidor maior será esta probabilidade. As perdas técnicas também devem ser rateadas conforme a potência é transmitida para os níveis inferiores de tensão, onde consumidores que causam maior elevação nas perdas, assumem maior ônus sobre este custo. Existe mais de um tipo de curva de carga entre os clientes da concessão, havendo, portanto, custos de uso das redes de distribuição diferentes que precisam ser ponderados na estimativa do custo médio a ser tarifado.

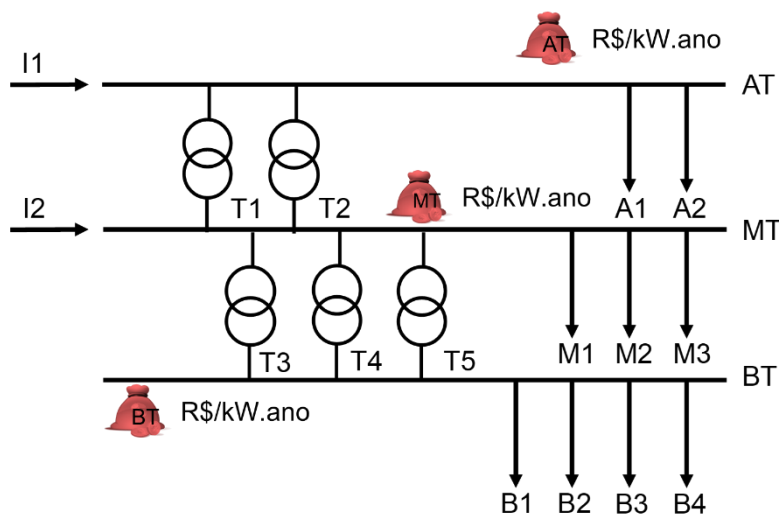


Figura 27 –Diagrama de fluxo de potência, fonte [60]

As responsabilidades de potência são definidas segundo a notação de Antunes et al. [47], da seguinte maneira: **a)** definem os tipos característicos de redes; **b)** definem-se os tipos característicos de consumidores; **c)** Calcula-se a probabilidade de cada cliente tipo estar associado a cada uma dessas redes tipo.

O custo de uso da Rede de Distribuição – CURD – atribuído a um cliente j , em cada hora h da demanda máxima de cada segmento ou agrupamento de sistema k envolvido no seu atendimento, segundo a notação de Antunes et al. [47]⁷ é dado por:

$$CURD_{j,h}^k = CME\chi^k \times \phi^{k_0,k} \times (1 + fpp_h^{k_0 \rightarrow k}) \times \pi_{j,h}^k \times P_{j,h} \quad (17)$$

Onde:

⁷ Este conjunto de equações pode ser encontrado em [45], modulo 7 com outra notação.

$CURD_{j,h}^k$: Custo de uso da rede de distribuição provocado por um cliente tipo j , em uma rede do tipo k , no horário h

$CME\alpha^k$: Custo Marginal de Longo Prazo, para expansão da rede k ;

$\phi^{k_0,k}$: índice de fluxo de potência em cada segmento de rede k , quando 1 kWh é solicitado pela rede k_0 , na qual o cliente está conectado.

$fpp_h^{k_0 \rightarrow k}$: Fator de perdas acumuladas de potência desde a conexão do cliente em k_0 , até cada segmento de rede k , na hora h .

$\pi_{j,h}^k$: Probabilidade de associação de um cliente j , em uma rede do tipo k , no horário h .

$P_{j,h}$: Fator de coincidência de demanda do cliente tipo j , no horário h , dividida pela demanda máxima em h .

O cliente usa a rede que está conectado k_0 e as redes à montante. O custo total de capacidade de um cliente do tipo j , em um horário h , será a soma dos custos imputados a cada segmento de rede:

Quadro 4 – Classificação dos tipos k de redes, elaboração própria

k_1	Subgrupo A2 (88 a 138 kV)
k_2	Subgrupo A3 (69 kV)
k_3	Subgrupo A3a e A4 (2,3 a 44 kV)
k_4	Subgrupo BT - B1, B2, B3, B4 – tensão igual ou inferior a 2,3 kV.

Existem, portanto, 4 níveis de agrupamentos de redes dentro da estrutura vertical das tarifas. Um cliente BT residencial (B1) provavelmente usa toda rede a montante com uma certa probabilidade $\pi_{j,h}^k$.

Quadro 5 – Classificação dos postos tarifários h , elaboração própria

u_{ponta}	Posto tarifário de ponta definido como três horas consecutivas dentro das 24 horas do dia.
$u_{intermediário}$	Posto tarifário intermediário definido como uma hora antes e uma hora depois das três horas definidas para o horário de ponta (utilizado apenas para modalidade tarifária branca).
$u_{fora\ ponta}$	As demais horas do dia.

Na Tabela 5 apresentam-se os postos tarifários para construção da estrutura horizontal das tarifas – diferenciação tarifária ao longo do dia – os postos tarifários são simplificados em ponta, fora ponta e intermediário, com tarifas diferenciadas de acordo com a medição da campanha de medidas – ou solicitação da distribuidora – em determinados horários do dia.

Quadro 6 – Classificação dos tipos de clientes j , elaboração própria

Grupo A	Cientes de Média e Alta Tensão
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes (Industrial, Comercial, Poder Público, Serviço Público)
B4	Iluminação Pública

Na Tabela 6 nota-se a divisão dos agrupamentos j de consumidores. Cada agrupamento tem o mesmo $CURD_{j,h}^k$, de acordo com o tipo de consumidor e a modalidade tarifária na qual o consumidor optou por ser faturado:

Quadro 7 – Modalidades tarifárias, “time of use”

Convencional	Modalidade tarifária monômnia (R\$/kWh) aplicada a consumidores de baixa tensão
Branca	Modalidade tarifária monômnia (R\$/kWh), com diferenciação horária por posto tarifário, ponta, fora ponta e intermediário, aplicada a consumidores de baixa tensão
Azul	Modalidade tarifária binômnia (R\$/kWh e R\$/kW), com diferenciação horária por posto tarifário, ponta, fora ponta, aplicada a consumidores de alta tensão
Verde	Modalidade tarifária binômnia (R\$/kWh e R\$/kW), com diferenciação horária por posto tarifário, ponta, fora ponta, aplicada a consumidores de alta tensão

A Tabela 7 apresenta as modalidades tarifárias que representam a aplicação do $CURD_{j,h}^k$ em diferentes tipos de tarifas do tipo “time of use”.

A equação 17 é calculada em dois postos tarifários, ponta e fora de ponta⁸. Após essa etapa esta equação pode ser generalizada para diferentes postos tarifários:

⁸ No caso da modalidade Branca, o posto intermediário é definido com base em relações ponta e fora ponta definidas a priori, onde atualmente a relação de preço Ponta/Fora Ponta é de 5, e a relação Intermediário/Fora Ponta de 3.

$$CURD_{j,u} = \sum_{k=k_0}^{A2} CURD_{j,u}^k \quad (18)$$

A equação 18 soma o custo locacional de cada consumidor tipo j até o nível de tensão $A2$, indicando o $CURD$ em cada posto tarifário u – ponta ou fora de ponta. A equação 17 ainda pode ser reescrita como:

$$CURD_{j,u}^k = CME x^k \times \phi^{k_0,k} \times RP_{j,u}^k \quad (19)$$

O termo, $RP_{j,u}^k$ é chamado de responsabilidade de potência de cada cliente j , em cada posto tarifário u , de cada segmento de sistema k . Leva em consideração o fator de coincidência do cliente em cada hora de demanda máxima do sistema, bem como a probabilidade do cliente se associar àquela rede específica, acrescido das perdas:

$$RP_{j,u}^k = (1 + fpp_u^{k_0 \rightarrow k}) \times \sum_{h \in u} \pi_{j,h}^k \times P_{j,h}^u \quad (20)$$

Onde;

$fpp_u^{k_0 \rightarrow k}$: Fator de perdas acumuladas de potência desde a conexão do cliente em k_0 , até cada segmento de rede k , no posto tarifário u .

$\pi_{j,h}^k$: Probabilidade de associação de um cliente j , em uma rede do tipo k , na hora h .

$P_{j,h}^u$: Fator de coincidência de demanda do cliente tipo j , no horário h dividida pela demanda máxima do posto tarifário u .

O fator de coincidência $P_{j,h}^u$ descreve o quanto o cliente j é responsável na hora h pela formação da demanda máxima no posto tarifário u .

Os custos de cada cliente j , se relacionam então à sua participação na formação da demanda máxima, em um determinado segmento de rede, somado ao montante de perdas de potência acumulados até a alta tensão para o atendimento. O custo total da equação 18 é recuperado somando-se os custos de cada posto tarifário, ponta ou fora ponta.

A Figura 28 representa, por exemplo, uma visão esquemática do fator de coincidência $P_{j,h}^u$ dos diferentes tipos de consumidores de baixa tensão sobre a demanda máxima de uma rede de média tensão que ocorre às 19 h. Nota-se que nesse horário a utilização da rede pelos diferentes tipos de consumidores varia. Enquanto um consumidor comercial exerce 37% da sua demanda máxima às 19h, um consumidor residencial exerce 100%. Ou seja, a ponta observada na rede MT às 19 horas deve aumentar em 1 kW, para cada 1 kW de consumo adicional entre clientes residenciais, e 0,37 kW pela elevação em 1 kW no consumo comercial, esta correlação está no cerne da diferenciação das tarifas.

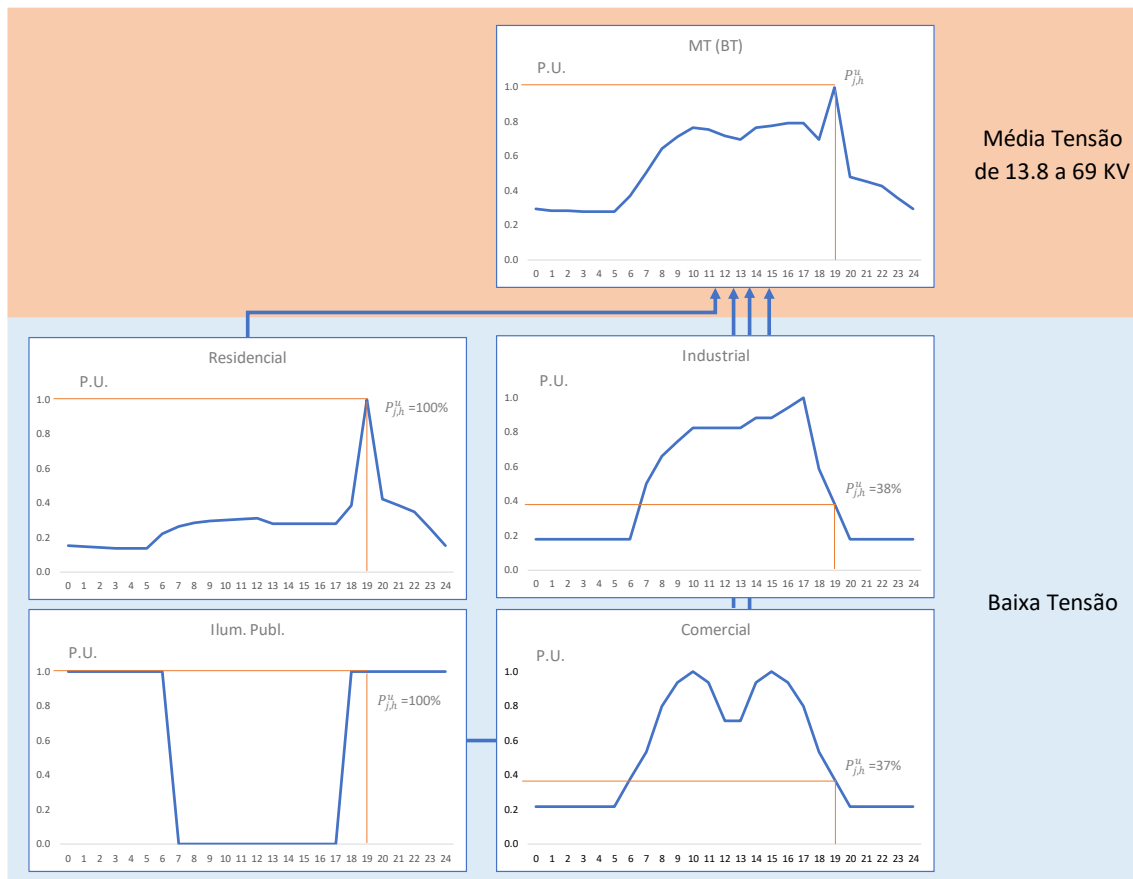


Figura 28 – Fatores de coincidência para diferentes tipos de consumidores j , elaboração própria.

A probabilidade de associação $\pi_{j,h}^k$ tem a finalidade de ratear os custos das redes tipo k , entre todos os clientes j , sua soma em um determinado segmento de sistema é igual a unidade. A função desse termo é dividir os custos dos postos tarifários, por cada cliente-tipo, uma vez que descreve a probabilidade do consumidor estar usando mais aquela rede naquela hora.

Junto ao fator de coincidência as probabilidades de associação $\pi_{j,h}^k$ descrevem a probabilidade de um determinado cliente estar associado a uma rede. Nesse caso a

probabilidade nada mais é do que a participação de cada cliente na composição da demanda de cada rede, ou seja, a probabilidade marginal do cliente do tipo j associar-se a uma rede tipo do segmento de sistema k , cuja carga máxima ocorre no posto u , de acordo com a equação:

$$\pi_{j,h}^k = \frac{E_{j,h}^k}{E_j^k} = \frac{\sum_{h=t} \alpha_h^k \times \beta_{j,h}^k}{\sum_{h=T} \alpha_h^k \times \beta_{j,h}^k} \quad (21)$$

Onde;

$E_{j,h}^k$: Percentual de energia do cliente tipo j recebida através de redes do segmento de sistema k , com demanda máxima no horário h .

E_j^k : Participação do cliente tipo j na energia total transitando pelo segmento de sistema k .

α_h^k : Participação das redes tipo, com demanda máxima na hora h , na energia que transita no segmento de sistema k .

$\beta_{j,h}^k$: Parte da energia que transita em cada rede tipo com demanda máxima na hora h , destinada ao atendimento de determinado consumidor tipo j .

t : hora para qual se deseja calcular a probabilidade de associação.

T : todos os horários de ocorrência das demandas máximas das redes tipo.

O fator de perdas de potência $fpp_u^{k_0 \rightarrow k}$ soma a perda acumulada pela solicitação de 1kW no nível de tensão k_0 até o nível k . Por exemplo, se 1 kW for solicitado no nível A3, suprido apenas por um nível a montante, A2, sendo a perda do nível A3, 2%, e do nível A2 1%, então a energia solicitada ao nível A2, com perdas será: $(1 \text{ kW}) \times (1,02) \times (1,01) = 1,0302 \text{ kW}$, portanto, $fpp_u^{k_0 \rightarrow k} = 0,0302 \text{ kW}$ nesse caso.

O fator de fluxo de potência $\phi^{k_0,k}$ é segundo Antunes et al. [47], a proporção de fluxo de potência entre o nível k_0 até o nível k . Seja:

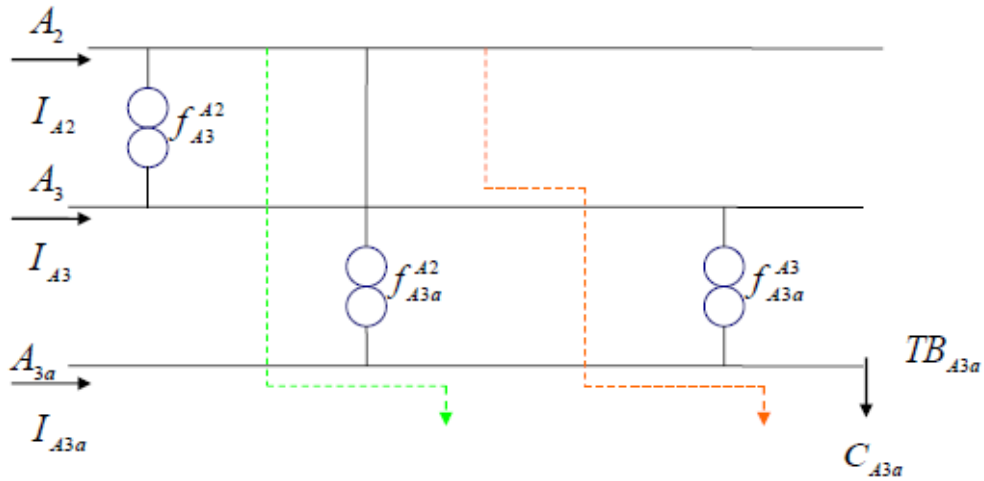


Figura 29 – Exemplo de cálculo do fator $\phi^{k_0,k}$ para o nível A3a, fonte [47]

Na Figura 29 o fator $\phi^{k_0,k}$ para o nível A3a têm dois componentes. O primeiro referente a transformação entre o nível A2/A3a, o segundo um componente composto da transformação A2/A3 e depois do A3/A3a, desta maneira:

$$\phi^{k_0,k} = \phi^{A3a,A2} = \frac{f_{A3a}^{A2}}{F_{A3a}} + \left(\frac{f_{A3a}^{A3}}{F_{A3a}} \times \frac{f_{A3}^{A2}}{F_{A3}} \right) \quad (22)$$

Onde:

f_{A3a}^{A2} : Fluxo de potência do nível A2 para o nível A3a.

F_{A3a} : Fluxo total de potência no nível A3a.

f_{A3a}^{A3} : Fluxo de potência do nível A3 para o nível A3a.

f_{A3}^{A2} : Fluxo de potência do nível A2 para o nível A3.

F_{A3} : Fluxo total de potência no nível A3.

Nota-se que $\phi^{k_0,k}$, $\pi_{j,h}^k$ e $P_{j,h}^u$ são percentuais de rateio cada um devido a uma determinada característica de consumo. $P_{j,h}^u$ tem a ver com o perfil de carga do consumidor – se consome mais na ponta ou fora dela –, $\pi_{j,h}^k$ com a característica de uso das redes – há várias redes com demandas de ponta em horários diferentes exigindo que consumidores diferentes arquem como custo de expansão de cada uma delas –, e, $\phi^{k_0,k}$ com o fluxo de potência exigida em cada nível de tensão a montante. Todos esses parâmetros são afetados

pela perda agregada ao sistema: $fpp_u^{k_0 \rightarrow k}$, e multiplicados no final pelo custo médio de expansão, CME_x^k – como proxy do custo marginal – de forma a refletir o custo unitário de cada segmento de rede, somando os investimentos e custeio calculados na etapa de estabelecimento do nível tarifário.

Dado o exposto nessa seção, observa-se que a estratégia de faturamento líquido *gera subsídios cruzados conceitualmente já partida do modelo de faturamento*, uma vez que os custos de uso das redes de distribuição não são constantes ao longo do dia. A demanda coincidente de ponta pode inclusive ocorrer em horas do dia em que a geração solar é insuficiente. Outro ponto de destaque é a construção da estrutura tarifária em cascata – *onde níveis inferiores mais afastados da geração centralizada pagam tarifas maiores* – este modelo de rateio é inadequado quando a geração se desloca para a baixa tensão.

3.3.5. Cálculo dos custos de distribuição: TUSD fio B

Conhecidos os conceitos por trás do cálculo dos custos de uso da rede de distribuição, a última etapa para estimação da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD-fioB – é a estimação da estrutura vertical que define a relatividade da receita por nível de tensão considerando o mercado de referência e os custos comerciais diferenciados por grupos tarifários A e B, pelo seguinte conjunto de equações [45]:

$$EV^F(k) = EV^M(k) \times m(k) \quad (23)$$

$$EV^M(k) = RT\%(k) \times (1 - VPB_{TC}^{\%}) + PC\%(k) \times VPB_{TC}^{\%} \quad (24)$$

$$PC\%(k) = \frac{p \times NUC_k}{\sum_{k=BT}^{A2} p \times NUC_k} \quad (25)$$

Onde:

$EV^F(k)$: Estrutura vertical considerando o mercado faturado (valor percentual) no agrupamento tarifário k .

$EV^M(k)$: Estrutura vertical considerando os custos comerciais (valor percentual) no agrupamento tarifário k .

$m(k)$: Parâmetro de ajuste de mercado por agrupamento tarifário k .

$RT^{\%}(k)$: Percentual da receita teórica por agrupamento tarifário k . A receita teórica corresponde àquela obtida pela multiplicação dos custos de uso das redes de distribuição – $CURD_{j,u}^k$ – pelo mercado de cada consumidor-tipo, rateada por agrupamento e posto tarifário [45].

$VPB_{TC}^{\%}$: Percentual regulatório dos custos de atividades comerciais no valor da Parcela B.

$PC^{\%}(k)$: percentual de ponderação das atividades comerciais com base no número de consumidores por agrupamento tarifário k .

p : fator ponderador igual a 1 para o grupo B (agrupamento BT) e 10 para o grupo A (agrupamentos AT-2, AT-3 e MT)

NUC_k : número de unidades consumidoras do agrupamento tarifário k .

Finalmente, a tarifa de referência da TUSD-fioB é calculada por agrupamento e posto tarifário de acordo com as seguintes equações [45]:

$$TR_{FIO_{BFP}}^k = \frac{VPB_{SGER} \times EV^F(k)}{M_{PF}(k) + RPF_{FIO_B}^k \times M_P(k)} \quad (26)$$

$$TR_{FIO_{BP}}^k = RPF_{FIO_B}^k \times TR_{FIO_{BFP}}^k \quad (27)$$

Onde:

$TR_{FIO_{BFP}}^k$: tarifa de referência TUSD-fioB fora de ponta do agrupamento k em R\$/kW;

$TR_{FIO_{BP}}^k$: tarifa de referência TUSD-fioB de ponta do agrupamento k em R\$/kW;

VPB_{SGER} : Parcela B deduzida a receita relacionada às centrais geradoras;

$EV^F(k)$: Estrutura vertical considerando o mercado faturado (valor percentual) no agrupamento tarifário k .

$M_{PF}(k)$: mercado de referência fora de ponta do agrupamento k em kW;

$M_P(k)$: mercado de referência de ponta do agrupamento k em kW;

RPF_{FIOB}^k : relação entre os postos ponta e fora de ponta das tarifas de referência TUSD FIO B do agrupamento k ;

A TUSD-fioB é a receita da atividade de distribuição. Essa tarifa será utilizada na metodologia proposta para determinar o impacto tarifário da migração dos consumidores residenciais para microgeração distribuída.

Além disso esse trabalho de tese captura apenas o efeito da TUSD-fioB paga pelos dos consumidores de baixa tensão residenciais. Existem tarifas TUSD-fioB para outras classes de consumidores, entretanto, optou-se por delimitar o impacto apenas para os consumidores residenciais, dada a complexidade de aplicação do modelo proposto em outras modalidades tarifárias que tem faturas binômias e horossazonais. Nesse sentido as estimativas de impacto da expansão de GD apresentadas na seção 5 ainda devem ser adicionadas ao impacto das demais classes para refletir o impacto sobre todo setor elétrico, em montante certamente superior ao indicado nos resultados.

As modalidades “*time-of-use*” não levam a diferenciação de tarifas de longa e curta duração para baixa tensão. Uma tarifa fixa de demanda levaria a imposição de subsídios cruzados entre os consumidores eletrointensivos e os consumidores com baixo consumo. Esses últimos arcariam com um custo maior, sendo que também estes consumidores são os mais vulneráveis economicamente (a ser demonstrado na seção 3.3.6).

O modelo de planejamento e expansão do setor elétrico brasileiro, assume uma estratégia de despacho centralizado. Geralmente esta estratégia leva a adoção de um mecanismo de compra de energia centralizado – obrigatoriedade de contratação do mercado cativo por parte das distribuidoras – e a um modelo de “*peak-load-pricing*” que estima tarifas de uso, também de forma centralizada.

Toda teoria tarifária em aplicação hoje no Brasil, assume a existência de um fluxo unidirecional de energia no qual os níveis de tensão superiores – alta e média tensão – alimentam os níveis de tensão inferiores na baixa tensão. Os fluxos de potência bem como o rateio dos custos de rede oneram menos os níveis superiores do que os níveis inferiores. A geração na baixa tensão pela expansão dos recursos energéticos distribuídos tende a alterar esse quadro, nesse sentido, o modelo tarifário exposto teria que incluir mudanças significativas, para se adequar ao contexto de expansão da geração distribuída.

3.3.6. Construção das Modalidades Tarifárias

Os custos de uso das redes de distribuição apresentados na seção 3.2.5 podem ser aplicados em diferentes modalidades tarifárias a depender do incentivo econômico que se deseja atingir. As modalidades “*time-of-use*” são as mais conhecidas, uma vez que são construídas com base em certas finalidades, que preservam parâmetros como eficiência energética e racionalidade econômica.

A definição de aplicação de uma modalidade tarifária ou outra depende do tipo de utilização da rede, se longa utilização, curta utilização, ou média utilização. Tal abordagem busca identificar de forma individual – para cada consumidor – uma fatura que seja mais próxima possível do custo que este impõe ao sistema.

Como exemplo, pode-se citar a diferenciação entre a modalidade Verde e Azul para alta tensão. O consumidor elegível para uma fatura “Verde” tem possibilidade de modulação de carga no horário de ponta, devido a que nesse período do dia sua fatura é muito mais elevada. Este enquadramento, leva ao consumidor “Verde”, ao um consumo muito menor no horário de ponta capturando este efeito em benefício do sistema elétrico, aumentando a racionalidade do consumo no horário de ponta, achatando a curva de carga. Já o consumidor “Azul”, tem um perfil de consumo de longa utilização – tal consumidor não pode simplesmente desligar equipamentos em horário de ponta – nesse caso sua tarifa reflete esse perfil de consumo, com uma menor diferenciação entre as tarifas de ponta e fora de ponta em relação ao consumidor “Verde”.

A determinação das modalidades tarifárias é feita com base em estudos de regressão linear entre o $CURD_{j,u}$ e o fator de carga dos consumidores. Quanto maior o fator de carga (longa utilização) e maior o $CURD_{j,u}$ no posto tarifário de ponta, menor é a diferenciação entre postos tarifários para a tarifa de aplicação. Ou seja, os consumidores que têm demanda inelástica no horário de ponta pagarão tarifas de longa utilização. Segundo [61] uma forma gráfica de enxergar como as modalidades tarifárias podem ser construídas pode ser observada na Figura 30.

Na Figura 30 a tarifas em R\$/kWano é comparada ao fator de carga de cada consumidor H_u /ano. Nota-se que consumidores mais à direita e afastados da origem, com elevado fator de carga e elevado $CURD_{j,u}$ possuem um regime de longa utilização, ao contrário

dos consumidores com baixo fator de carga e baixo $CURD_{j,u}$, próximo a origem do gráfico. Depreende-se da Figura 30 que os consumidores elegíveis a tarifa de baixa utilização, “Verde”, podem modular sua carga na ponta visto que tem fator de carga mais baixo, se comparados aos consumidores “Azuis” (linha azul do gráfico).

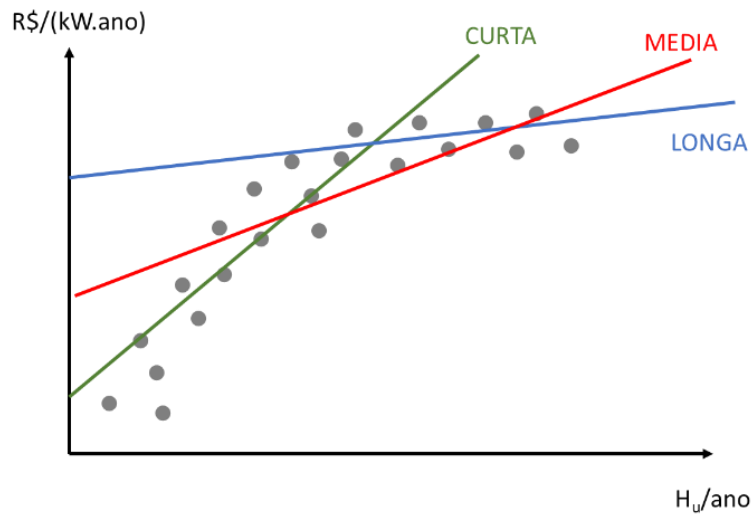


Figura 30 – Construção das modalidades tarifárias de curta, média e longa utilização, fonte [61] adaptado

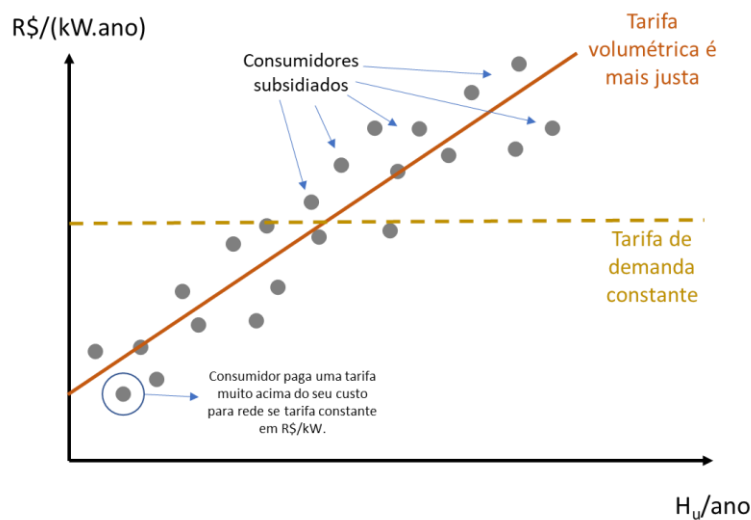


Figura 31 - Diferenciação de custos com aplicação de tarifas volumétricas, fonte [47]

Observa-se ainda que a eficiência tarifária exige tarifas volumétricas, quando o regime de tarifação “time-of-use” é aplicado. A tarifa é dada pela inclinação das retas de utilização, portanto a tarifa de referência apesar dos custos serem calculados em R\$/kW, é aplicada em R\$/kWh – inclinação da reta na Figura 31 – segundo [47], o efeito da não aplicação das tarifas desse modo leva uma divisão injusta de custos, onde consumidores de baixa

utilização pagam um valor acima do seu custo de oportunidade, e consumidores de alta utilização abaixo do seu custo de oportunidade. Essa realidade pode ser visualizada na Figura 31, todos os consumidores acima da linha pontilhada amarela, estão sendo subsidiados caso uma modalidade tarifária de demanda fixa seja adotada, em desfavor de uma modalidade volumétrica, a qual seria mais eficiente na redução dois subsídios cruzados.

Pela Figura 31 nota-se que se uma tarifa constante for aplicada aos consumidores residenciais de baixa tensão, àqueles consumidores com alta utilização – acima da linha horizontal – pagariam uma tarifa menor do que o custo de demanda da rede. Já os consumidores de baixa utilização – abaixo da linha horizontal – pagariam mais. Ao preservar o princípio da justiça tarifária é necessário aplicar uma tarifa que seja proporcional a inclinação da reta de regressão entre os diferentes tipos de consumidores, tal inclinação é medida em unidades de energia, não de potência⁹.

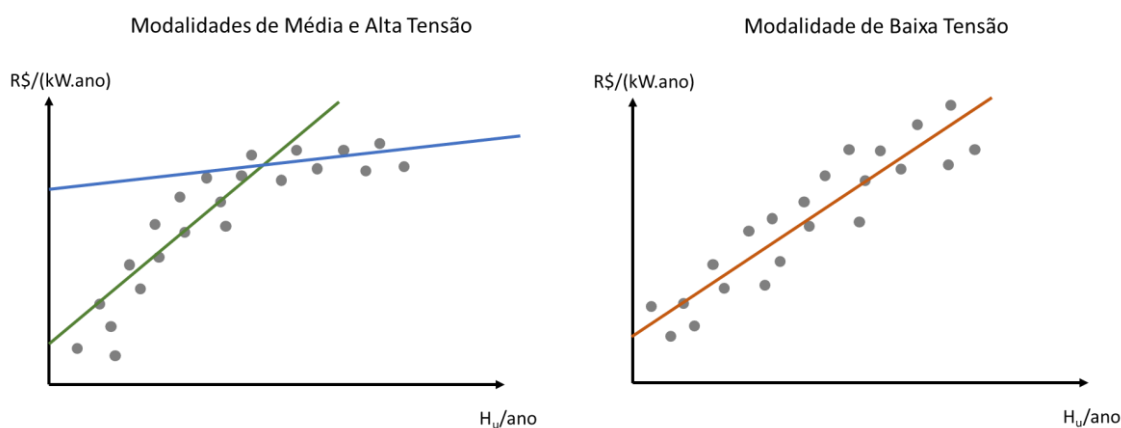


Figura 32 – Diferenciação de modalidades entre consumidores de baixa tensão e alta tensão, fonte [47], adaptado.

Pela Figura 32, nota-se que para consumidores de alta tensão existe diferenciação entre longa (linha azul) e baixa utilização (linha verde), observando-se que alguns consumidores de baixa utilização apresentam elasticidade significativa entre a aplicação das diferentes modalidades tarifárias (comportamento não linear). Já para os consumidores de baixa tensão praticamente não existe diferenciação de elasticidade conforme o tipo de consumidor. Existe nesse caso apenas um comportamento linear associado ao consumo médio da baixa tensão, onde quem paga mais deve ser aquele que consome mais.

⁹ Apesar de todo cálculo das tarifas ser feito em base de potência em R\$/kW.

Com base nos dados de mercado (energia consumida e demanda contratada) e dos custos de cada posto tarifário de cada cliente, é possível calcular as modalidades tarifárias para obedecer em ordem de importância a quatro objetivos abaixo elencados em [47]:

- I. Que o faturamento total seja igual ao custo total de cada subgrupo tarifário.
- II. Que a menor fatura de cada consumidor típico seja mais próxima possível dos seus custos.
- III. Que o faturamento total de ponta e fora de ponta (com a tarifa que propiciou a menor fatura total) seja mais próximo possível do custo total de cada posto.
- IV. Que a fatura total de cada consumidor e cada posto tarifário (com a tarifa que propiciou a menor fatura total), seja mais próxima possível do custo de cada posto.

Pode-se concluir que a forma mais eficiente de se tarifar os consumidores de baixa tensão está na aplicação de uma modalidade monômnia volumétrica – R\$/kWh – tarifa (constante) ao longo das diferentes horas de utilização do dia. Já para os consumidores de Alta tensão esta modalidade pode ser binômnia, com uma componente de potência – R\$/kWh – definida pelo intercepto, e outra de energia – R\$/kWh – dada pela inclinação associada ao consumo.

4. APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA

Como mostrado na subseção 3.3.6, o modelo tarifário brasileiro para faturamento da baixa tensão – e por consequência dos consumidores residenciais – é baseado em tarifas volumétricas medidas em R\$/MWh. O principal motivo dessa opção está relacionado com a “justiça tarifária” que se traduz na busca de tarifas mais módicas para o consumidor de energia elétrica e na remuneração adequada aos investimentos realizados pelas distribuidoras, prevendo também, que consumidores de alta utilização (ou seja, com demanda inelástica na ponta de consumo), paguem faturas maiores dentro das modalidades “*time-of-use*” adotadas no Brasil. A metodologia proposta analisa o impacto de três diferentes cenários tarifários para expansão da geração distribuída no Brasil, delimitando a influência que a inserção da tecnologia fotovoltaica pode provocar nas tarifas do mercado residencial brasileiro no futuro.

Inicialmente, pelo modelo adotado calculam-se os efeitos dos subsídios cruzados entre consumidores e prossumidores inerentes ao sistema de medição volumétrica “*net-metering*” aplicado no Brasil com base nas tarifas das distribuidoras – TUSD-FioB – residenciais. Após esta estimativa, em um segundo momento, analisa-se o impacto sobre a arrecadação tributária, de forma a caracterizar a redução nas receitas de impostos oriunda da contestação de mercado provocada pela expansão da geração distribuída.

Espera-se em um determinado momento do tempo que o volume de adoção dos geradores fotovoltaicos entre os consumidores residenciais comece a afetar o rateio dos custos das distribuidoras de energia, não recuperando-os completamente. Observa-se neste estudo que a metodologia a seguir foi construída para fornecer um cálculo indicativo dos valores das tarifas baseado em narrativas de futuro, as quais dependerão da calibração dos parâmetros utilizados e a realização de mercado das distribuidoras.

Este capítulo é dividido em 3 seções: **(i)** a primeira seção, discute a revisão de alguns trabalhos que tratam dos incentivos à expansão dos sistemas de geração fotovoltaica distribuídos; **(ii)** a segunda seção discute os modelos de estimativa da expansão de novas tecnologias, utilizados para construção dos cenários avaliados, e por fim; **(iii)** a terceira seção apresenta a metodologia desenvolvida, e a calibração dos principais parâmetros de simulação das tarifas.

4.1. REVISÃO DOS INCENTIVOS À GERAÇÃO SOLAR

Existem vários trabalhos na literatura que analisam os impactos da expansão da geração distribuída como o trabalho do GESEL [62]. Picciariello et al. [63] apresentam uma metodologia para avaliar os subsídios cruzados entre consumidores e prossumidores em um arranjo de medição líquida com uma estrutura tarifária volumétrica. O presente estudo segue uma abordagem semelhante a esses autores, analisando também tarifas volumétricas. No trabalho de Picciariello et al. [63] foram identificados dois tipos de problemas em relação aos subsídios nas tarifas dos prossumidores: **(i)** as concessionárias absorvem os custos da rede não pagos (uma situação de evicção de receita) e **(ii)** surgem subsídios cruzados entre consumidores e prossumidores. Embora os autores tenham investigado apenas o segundo problema, o presente estudo, se concentra em ambos os problemas. Os resultados reportados pelos autores citados mostram que a estratégia de

“*net-metering*” combinada com tarifas volumétricas puras (semelhante ao caso brasileiro), não refletem adequadamente os custos da microgeração conectada às redes de distribuição.

Simshauser [64] investigou o rápido aumento das tarifas no estado Australiano de Queensland, após a expansão dos geradores fotovoltaicos conectados à rede. Segundo o autor, o governo federal australiano iniciou uma política de subsídios generosos para a instalação residencial de sistemas solares fotovoltaicos. Os resultados mostraram que uma estrutura tarifária de dois componentes, volumétrica e de demanda, também se tornou instável. Os consumidores residenciais sem geração solar pagaram tarifas mais caras, enquanto os consumidores residenciais com geração solar pagaram menos pelos custos de rede.

Ferreira et al. [65] demonstraram aspectos fundamentais da evolução dos incentivos regulatórios para o uso da energia solar fotovoltaica no Brasil. Apresentando também as tecnologias e características da geração fotovoltaica adotadas no país. Santos Carstens e Cunha [66] revisaram o surgimento da geração de eletricidade fotovoltaica no Brasil com base em duas abordagens: Perspectiva Multinível (MLP) e Funções de Sistemas de Inovação (FLS). Os autores descreveram a atual situação da adoção de energia fotovoltaica no Brasil, usando métodos qualitativos e entrevistas com os principais atores. Os resultados mostram que a expansão do uso da tecnologia solar dependeu fortemente dos incentivos governamentais presentes na resolução 482 [67].

Faria et al. [68] focaram nos principais esquemas de apoio à integração solar no Brasil. Este estudo é semelhante ao estudo de Aquila et al. [69], porém acrescenta explicações de cada esquema de suporte. Os principais esquemas foram: (i) a adoção de “*net-metering*” em 2012 pela resolução ANEEL 482 [1], (ii) tarifas de subsídios renováveis, especialmente descontos para TUSD, (iii) leilões por tecnologia específica, por meio dos quais distribuidores compram energia de fontes renováveis; e (iv) condições especiais de financiamento, por meio de linhas de crédito subsidiadas pelo governo. Faria et al. [68] também forneceram uma linha do tempo histórica dos primeiros projetos fotovoltaicos iniciados no Brasil.

Dantas et al. [70] analisaram dois cenários de expansão na geração fotovoltaica conectada à rede no Brasil. O cenário de referência era modesto e representava menos de 1% da

capacidade instalada em 2030, onde as metas de emissões de gases de efeito estufa não estabilizaram o aquecimento global em 2 °C. O cenário alternativo “Energia na cidade do futuro” pressupôs que as usinas de geração híbrida solar e eólica explorarão a complementaridade entre essas fontes, especialmente na região nordeste do Brasil. Os sistemas de microgeração solar fotovoltaica, presentes neste último cenário, tiveram uma taxa de expansão mais elevada e se basearam nas estimativas do relatório da EPE [71], as quais estimavam que aproximadamente 2,5% da carga do sistema interligado nacional em 2030 seria solar fotovoltaica. Ocorre que de acordo com os dados da ANEEL [42], no ano de 2020 esse valor já atingiu o patamar de 2,8% da capacidade instalada, indicando um velocidade maior do que a prevista no estudo.

Rüther e Zilles [72] observaram que o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede revelou custos decrescentes, ao mesmo tempo em que mostram os custos crescentes das outras fontes de energia convencional no Brasil. Os autores argumentam que a expansão da microgeração solar beneficia muito o sistema elétrico, ou seja, existe uma redução nas perdas de energia e o adiamento dos investimentos na rede. Rüther e Zilles [72] descrevem uma preocupação relevante para os cidadãos de baixa renda que não têm acesso a financiamentos que permitam a aquisição de um sistema fotovoltaico. Nessa situação, a migração de consumidores de renda mais alta, segundo os autores, fará com que os cidadãos de baixa renda paguem tarifas de energia mais altas.

Passey et Al. [73] estudaram os problemas associados ao desenvolvimento da geração distribuída. Aumentos nos níveis de penetração dessa tecnologia nas redes elétricas podem ter efeitos negativos. Os potenciais efeitos negativos mapeados pelos autores se a integração não for gerenciada adequadamente, são **(i)** flutuações de tensão, **(ii)** aumentos de tensão, **(iii)** fluxo reverso de potência (influenciando as perdas de energia), **(iv)** flutuações de potência, **(v)** mudanças no fator de potência, **(vi)** dessincronização de frequência e efeitos harmônicos, **(vii)** ilhamento não programado de seções de rede devido a restrições de transporte (aumento de perdas), e **(viii)** correntes em circuitos com falha. El Nozahy e Salama [74] realizaram um estudo semelhante revisando essas influências e analisando os problemas associados a elas. Com base nesses dois estudos, podemos concluir que os custos de distribuição (especialmente investimentos em transporte) podem aumentar com a expansão dos geradores fotovoltaicos conectados à rede, embora outros custos, como a redução de perdas de energia com a geração mais

próxima a carga, possam diminuir. Nesse caso a principal restrição está na capacidade de escoamento da energia gerada na baixa tensão, exigindo aumentos no dimensionamento da rede.

Mitscher e Rütter [5] analisaram a competitividade econômica da geração fotovoltaica distribuída quando conectada à rede por meio de uma metodologia de fluxo de caixa. Seus resultados foram publicados antes da resolução que regulamentou o mercado brasileiro em 2012, e mostram que a adoção da microgeração fotovoltaica depende de quatro fatores: **(i)** tarifas residenciais (evolução dos preços de eletricidade), **(ii)** taxa de juros para modelagem de fluxo de caixa, **(iii)** a criação de um conjunto competitivo de leis e regulamentos, e **(iv)** declínio contínuo no custo dos sistemas fotovoltaicos. No momento da publicação, os autores identificaram alguns problemas com relação à competitividade da microgeração solar no Brasil, como o desempenho financeiro inferior ao da eletricidade adquirida de concessionárias locais. Durante o mesmo ano, a ANEEL impôs o mecanismo de “*net-metering*”. Essa ação aumentou significativamente a competitividade das fontes geradoras solares fotovoltaicas.

Talavera et al. [75] analisaram a taxa interna de retorno de projetos conectados à rede em três cenários diferentes: **(i)** a área do euro, **(ii)** os EUA e **(iii)** o Japão. Eles descobriram que a taxa de juros anual, o subsídio de investimento inicial, o rendimento anual da eletricidade fotovoltaica, o preço unitário da eletricidade fotovoltaica e o investimento inicial, em ordem de importância, tiveram influências na taxa interna de retorno (TIR) dos projetos. Efeitos menores foram identificados a partir das políticas governamentais. Para este caso, pode-se concluir que a principal restrição para a competitividade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede é o custo do investimento inicial e o preço unitário da eletricidade regulada.

McHenry [76] realizou uma análise técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de 1 e 3 kWp que abastecem a rede de eletricidade rural na Austrália Ocidental. Ele concluiu que os preços de mercado atuais geram um VPL negativo (perda líquida), mesmo com os atuais subsídios do governo, e recomendou que os formuladores de políticas analisassem a eficácia dos subsídios às energias renováveis na geração fotovoltaica para obter benefícios locais. O autor afirmou que outras fontes renováveis como a eólica podem ser mais eficazes, na consecução dos objetivos de transição energética, rumo a fontes de geração limpa.

Duke et al. [77] investigaram a adoção da microgeração conectada à rede fotovoltaica nos EUA, onde o custo do módulo no momento desta análise (2005) era de aproximadamente \$ 4,0 por Wp. Os autores argumentaram que os benefícios públicos da redução da poluição do ar são uma justificativa razoável para aplicar regras de medição líquida. Eles recomendam que os governos apoiem aos mercados residenciais fotovoltaicos, o que resultaria em uma redução significativa no custo dessa tecnologia, como efetivamente ocorreu, com o ganho de escala na produção de painéis fotovoltaicos. Essa análise se deu em um momento em que o custo da tecnologia solar era mais elevado, desde então os custos caíram sensivelmente [78].

Polo e Haas [79] revisaram extensivamente as políticas que promovem sistemas de microgeração fotovoltaica conectados à rede. Eles estudaram a situação atual em países como: Japão, EUA (Califórnia), China, Coreia do Sul, Austrália, França, República Tcheca, Bélgica, Espanha, Itália, Suíça e Alemanha. Este estudo mostrou que subsídios excessivos ao investimento ou tarifas de aquisição distorcem o mercado e reduzem a aceitação dos sistemas fotovoltaicos ao criar altos custos públicos.

4.2. MODELOS DE ESTIMAÇÃO DA DIFUSÃO DE INOVAÇÕES

Uma das etapas mais importantes na previsão do impacto da expansão dos geradores distribuídos almejada nesta tese é a estimação da expansão dessa tecnologia no mercado. O livro de Rogers [80], é o marco mais importante no estudo da difusão da inovação e, representa um exemplo da importância desse estudo em caráter interdisciplinar. O autor indicou que as análises nesse campo de conhecimento podem ser divididas em diferentes categorias de inovadores.

Se a curva de taxa de difusão de adoção é uma distribuição normal, estimada usando uma curva logística, então **(i)** os inovadores são os primeiros 2,5% por cento dos adotantes (ou seja, dois desvios padrão subtraídos da média), **(ii)** os adotantes precoces são os primeiros 13,5% (ou seja, um desvio padrão subtraído da média), **(iii)** a maioria inicial é equivalente a 34%, ou seja, um desvio padrão subtraído da média de adoção, **(iv)** a maioria tardia é 34% , ou seja, um desvio padrão mais a taxa média de adoção e **(v)** os retardatários são os 16% restantes. Essa condição pode ser visualizada na Figura 33 abaixo:

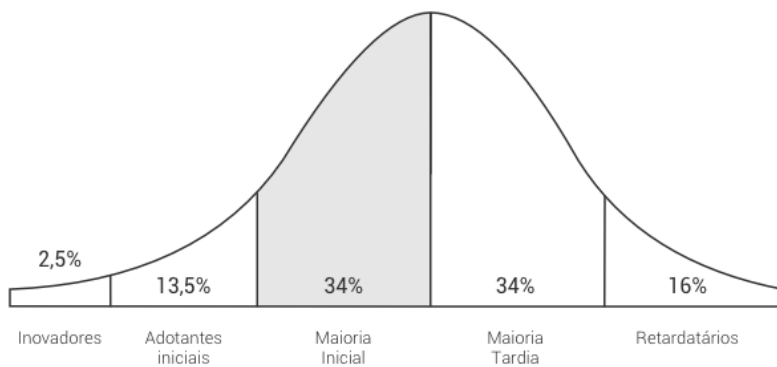


Figura 33- Divisão entre categorias de inovadores. Fonte [74]

De acordo com os dados da ANEEL [81], no ano de 2020 a representatividade da fonte solar já era de 2,8% da capacidade instalada, indicando que o Brasil já atravessou a barreira da inovação prevista por Rodgers [80].

Rogers [80] também estimou que a “massa crítica” de inovadores permanece entre os adotantes iniciais e a maioria tardia. Nessa situação, a difusão da inovação torna-se autossustentável. Cox e Alm [82] demonstraram que a evolução de diferentes tecnologias nos EUA se tornou mais rápida com o passar dos anos. Ou seja, as novas tecnologias têm apresentado uma taxa de adoção cada vez mais acelerada, conforme Figura 34. Isso sugere que, essa constatação seja representativa também no caso dos geradores fotovoltaicos conectados à rede.

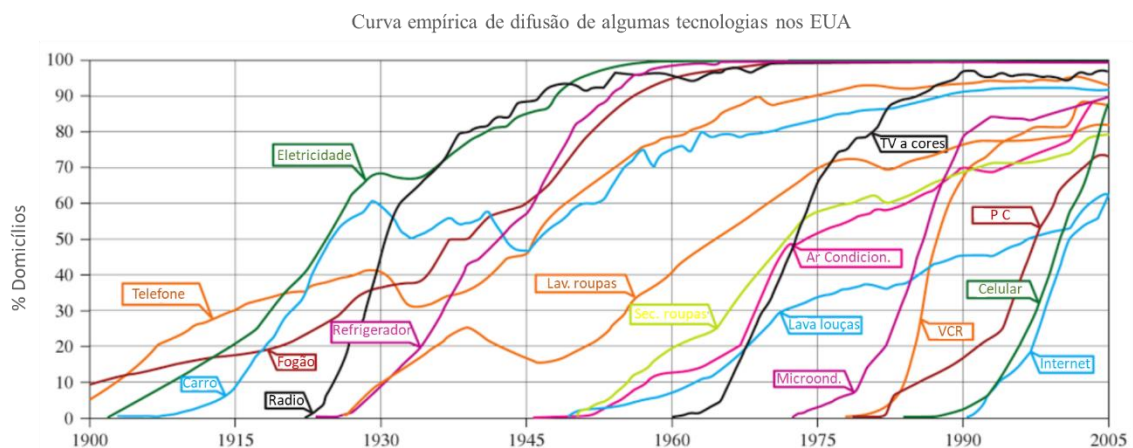


Figura 34 – Diferenças nas curvas de adoção de diferentes tecnologias. Fonte: [82]

Com base em uma perspectiva de métodos quantitativos, Meade e Islam [83] apresentaram uma revisão de 25 anos dos métodos mais famosos na pesquisa e previsão de difusão de inovações. Os modelos mais comuns aplicados globalmente são o Modelo Logístico [84], o Modelo Bass [85], [86] e a implementação de modelos de dinâmica de sistemas complexos [84].

Guidolin e Mortarino [87] investigaram usando o modelo Bass os padrões de adoção entre países da tecnologia solar fotovoltaica. As autoras analisaram a situação atual no Japão, Reino Unido, Alemanha, Austrália, Canadá, França, Áustria, Holanda, EUA, Itália e Espanha. Fizeram uma comparação dos efeitos das políticas nacionais simulando a difusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, observando diferenças importantes entre os países.

Os resultados mostram que mecanismos de incentivos facilitam a adoção da geração fotovoltaica. Em certos casos, os resultados são inconclusivos. Semelhante a muitos resultados da modelagem de Bass, os comportamentos imitativos dominam sobre a dinâmica inovadora – o número de inovadores é menor do que o número de imitadores. Denholm et al. [88] também usaram o modelo Bass para prever a disseminação da tecnologia fotovoltaica nos EUA.

Para o Brasil, diversos estudos se destacam pelas explicações sobre a evolução da micro e minigeração fotovoltaica entre consumidores residenciais. Em particular, EPE [89] delineou uma análise de cenários contendo uma discussão sobre métodos para aproveitar os recursos solares e caracterizou a cadeia industrial, a competitividade e as propostas de incentivos. A própria EPE [90] expandiu o escopo da análise para investigar projeções de inserção e análise de impacto, sobre a oferta de energia no longo prazo. Nenhum estudo, entretanto, focou nas perspectivas tarifárias.

Miranda [91] discutiu extensivamente o potencial técnico e econômico da inserção da energia solar fotovoltaica no setor residencial do Brasil e analisou cenários de custos e evolução da capacidade de instalação. Konzen [92] desenvolveu métodos para estimar a curva S tecnológica com base no modelo de Bass [85], relatando resultados para o modelo de difusão tecnológica, bem como a evolução esperada do retorno do projeto, adotantes, potência instalada e energia. Os coeficientes de calibração foram idênticos a Denholm et Al. [88] devido à escassez de dados brasileiros. Castro et Al. [93] descreveram qualitativamente os efeitos da expansão da mini e microgeração fotovoltaica no setor de distribuição brasileiro em comparação com eventos semelhantes ocorridos no exterior.

Neste estudo, nos concentramos em três perspectivas para contribuir com a literatura existente aplicando os modelos de difusão de inovações tratados nessa seção: **i)** a projeção de aumentos da tarifa regulada com contestação no mercado a partir da fonte solar

distribuída para consumidores residenciais; **ii**) a expectativa de redução da receita das distribuidoras e fornecedores (pela aplicação da estratégia de *net-metering* nas tarifas volumétricas e regulação de price-cap); e **iii**) redução da arrecadação de tributos governamentais.

4.3. METODOLOGIA PROPOSTA

Para determinar o efeito da expansão dos geradores solares conectados à rede de distribuição no Brasil, optou-se por seguir os passos descritos na Figura 35.

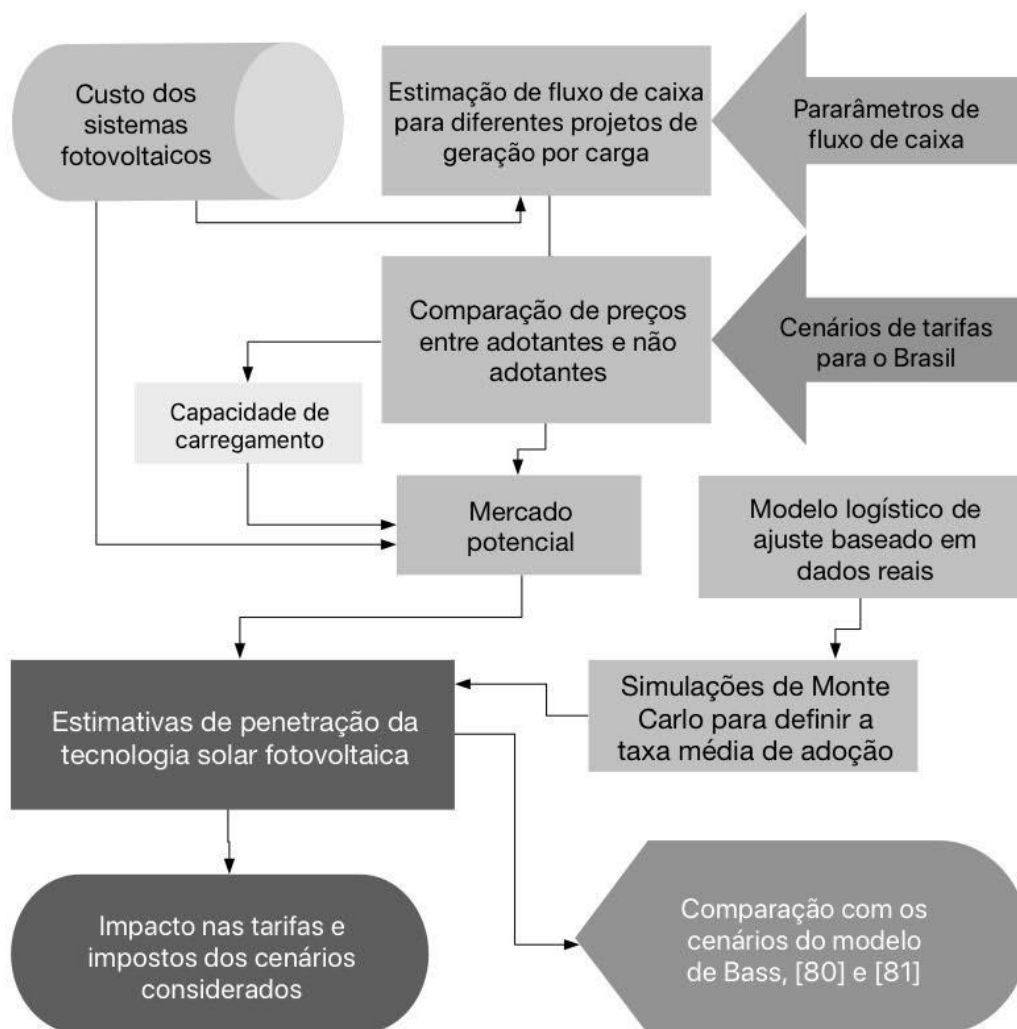


Figura 35 – Passos para estimação dos custos da expansão dos sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição de energia elétrica, elaboração própria

A primeira etapa da análise parte da aplicação de um modelo de fluxo de caixa descontado como meio de identificar a competitividade de custo dos sistemas fotovoltaicos no Brasil. Tal análise é alimentada pela base de dados de custo dos projetos de geração solar

compilado por pesquisa no mercado Brasileiro, e serve de subsídio para a etapa de estimação do mercado potencial de Geração Distribuída no país com base nos cenários de tarifas aplicado.

Estimado o mercado potencial de geração distribuída no Brasil, baseado na competitividade dos projetos solares – ou a chamada capacidade de carregamento – é possível aplicar um modelo não linear logístico de forma a produzir cenários de expansão da tecnologia solar fotovoltaica, por meio da simulação de cenários de Monte Carlo, para taxa de expansão. Em linhas gerais nessa etapa se estima um intervalo de taxas de expansão da tecnologia solar fotovoltaica como meio de inferir os possíveis cenários alternativos.

Por fim em um terceiro momento os resultados produzidos são comparados com a estimação de outros autores em outros países, como forma de validação cruzada dos parâmetros estimados. São utilizados os trabalhos de Guidolin e Mortarino [87] e Denholm et Al. [88], para produzir essa comparação, entre os resultados estimados para o Brasil e outros países comparáveis.

As estimativas finais de mercado para geração distribuída solar entre os consumidores residenciais são por fim aplicadas na estrutura tarifária calculada média das tarifas das distribuidoras Brasileiras.

O impacto do nível implícito de subsídios pode ser calculado por diferença entre o crescimento de mercado estimado para o Brasil nos próximos anos baseado nas projeções da EPE [94] e o crescimento médio projetado para a geração solar distribuída de acordo com as curvas S de expansão das inovações para o mercado residencial, dada a delimitação de aplicação de tarifas monômias dentro dessa parcela de consumo.

A análise dos cenários apresentados neste estudo pode ser interpretada em termos de uma narrativa futura, à semelhança do que foi feito no trabalho de Dantas et al. [70]. O presente trabalho de tese, descreve as trajetórias do comportamento da expansão fotovoltaica conectada à rede no Brasil, as quais estão sujeitas à incerteza das estimativas do modelo de Monte Carlo e das premissas assumidas nos cenários adotados. As subseções a seguir apresentam os principais parâmetros de calibração deste estudo, bem como a teoria construída por trás da análise adotada.

4.3.1. Calibração do custo dos sistemas fotovoltaicos residenciais

Foram estimados os custos dos sistemas fotovoltaicos por meio da análise de 37 projetos de diferentes fornecedores e marcas disponíveis no mercado brasileiro. Os projetos analisados estão na faixa de 1,3 a 13,5 kWp (quilowatt pico), representando quase a totalidade do espectro de projetos típicos do mercado consumidor residencial.

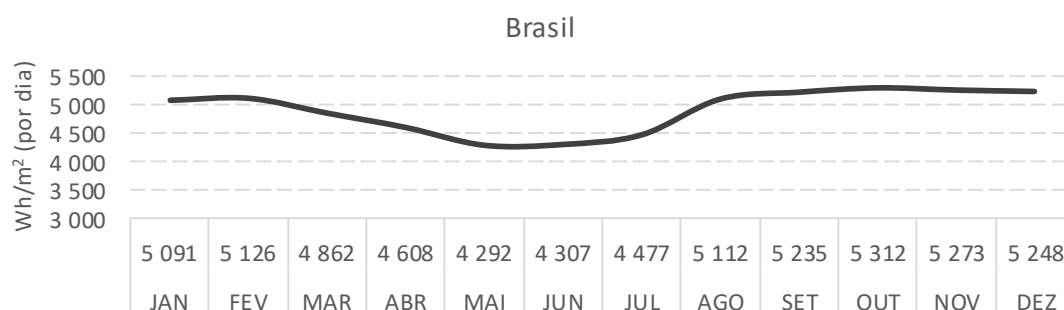


Figura 36 - Média anual e mensal da irradiação solar total diária no Brasil, em Wh/m²/dia (valores acima dos meses). Fonte: LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Energéticos Renováveis) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), dados para o ano de 2017

Considerou-se a geração média para cada projeto dentro do território brasileiro. Uma forma de fazer tal análise é a partir do uso de dados de irradiação solar média para o Brasil. Na Figura 36, observa-se que no Brasil, os recursos solares são abundantes, com irradiação média anual de 4,91 kWh / m² (dia). Com base nas especificações técnicas do projeto, pode-se estimar a geração média em Wh para cada Wp de capacidade instalada. Os preços são em moeda brasileira (BRL), em dois momentos do tempo, a valores de dezembro de 2018 e dezembro de 2020 (valores de 2020 atualizados com reduções de custo dos projetos, inflação realizada e atualização dos bancos de dados desde a data da publicação original do artigo deste trabalho de tese, ver: [95]).

Tabela 1 - Capacidade instalada e geração esperada em dezembro de 2018, estatísticas descritivas, elaboração própria

Estatística	kW	kWh	Preço (BRL)
	capacidade instalada	geração esperada	
Q1	3,35	469	15 652
Média	6,32	885	23 853
Mediana	6,70	938	24 124
Q3	8,76	1226	31 657
Número de Obs.	37	37	37
Desvio Padrão	3,01	421	10 717

Tabela 2 - Capacidade instalada e geração média esperada em dezembro de 2020, estatísticas descritivas de preço atualizadas pela redução de custo estimada pela IRENA [78], elaboração própria

Estatística	kW capacidade instalada	kWh geração esperada	Preço (BRL)
Q1	3,35	469	13 491
Média	6,32	885	20 559
Mediana	6,70	938	20 793
Q3	8,76	1226	27 286
Número de Obs.	37	37	37
Desvio Padrão	3,01	421	9 237

Os dados listados nas Tabela 8 e 9, pressupõem que cada “W” de capacidade instalada pode produzir em média 139,98Wh no Brasil. Este parâmetro de calibração é uma especificação geral calculada com base em vários fornecedores de painéis fotovoltaicos, usando uma eficiência de painel de 16,9% para 11,5 horas de luz solar por dia e uma geração média anual diária de 4,91 kWh / m². Assim, a quantidade média de geração solar para cada “W” de capacidade esperada no Brasil é expressa com a seguinte equação:

$$Wh_{médio} = 139,98 \times W_p \quad (28)$$

onde $Wh_{médio}$ é a média de geração em Watt-hora e W_p é o montante de Watt pico instalado. A equação 28 representa a relação entre a quantidade esperada de geração média para o Brasil e a capacidade instalada em um sistema típico. Para descrever os sistemas fotovoltaicos que podem ser instalados no Brasil, deve associar-se a cada projeto uma geração média de Wh (quantidade volumétrica) ao custo do equipamento, como pode ser observado nas Figuras 37 e 38 abaixo:

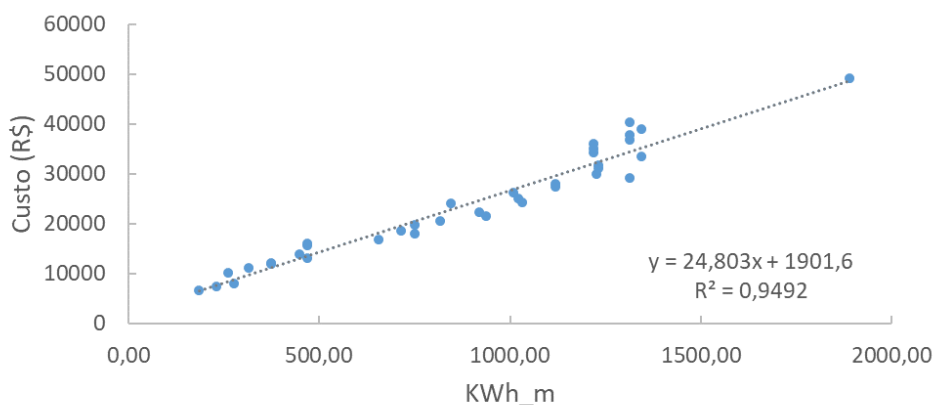


Figura 37 - Relação entre kWh (médio) e custos do projeto para os 37 projetos analisados, em dezembro de 2018

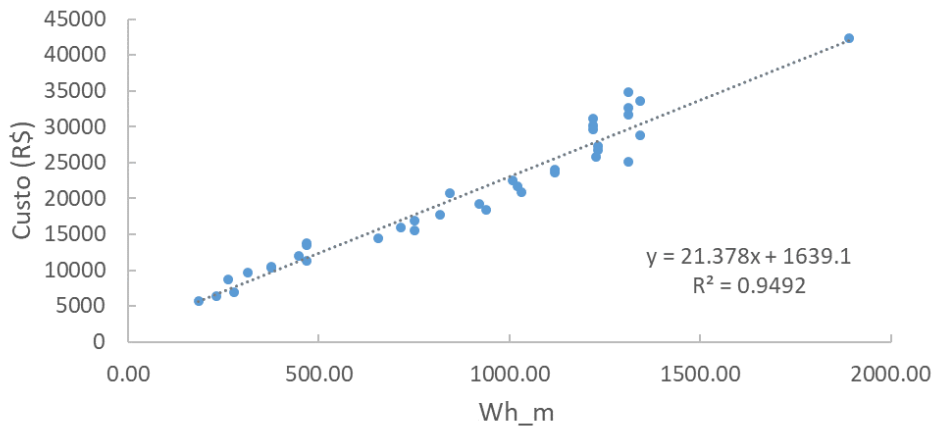


Figura 38 - Relação entre kWh (médio) e custos do projeto para os 37 projetos analisados atualizados pela redução de custo média estimada pela IRENA [78], em dezembro de 2020

As Figuras 37 e 38 descrevem as relações entre a geração média esperada para cada projeto analisado e seu custo, em dezembro de 2018 e dezembro de 2020, respectivamente. Nota-se que os resultados foram obtidos com base no custo médio (equação de regressão) dos 37 diferentes projetos de geração solar conectados à rede considerados como amostra deste estudo. A atualização do custo de tais projetos foi feita com base na estimativa da IRENA [78]. Portanto, o custo de capital da geração média esperada (CAPEX) para um sistema fotovoltaico no Brasil (BRL) em dezembro de 2018 pode ser expresso com a seguinte equação:

$$I_0 = 24,803^{**} \times Wh_{m\u00e9dio} + 1901,6^* \quad (29)$$

Em dezembro de 2020 este custo pode ser estimado por:

$$I_0 = 21,378^{**} \times Wh_{m\u00e9dio} + 1639,1^* \quad (30)$$

Onde, I_0 é o custo de investimento inicial, o símbolo ** considera 1% de significância e o símbolo * considera 5% de significância estatística, com base no teste t de Student. A equação 30 descreve o custo dos sistemas fotovoltaicos pode ser dividido em dois parâmetros, um custo fixo de R\$ 1.639,10, que independe da capacidade esperada de geração, somado a um custo de R\$ 21,38 para cada Watt de geração esperada em dezembro de 2020. Além do custo dos ativos elétricos descritos nas equações 29 e 30, considerou-se que o custo de instalação foi de 40% do CAPEX com base na margem de lucro dos instaladores informada pela ANEEL [96].

O último ajuste considerado para a modelagem de custos dos projetos fotovoltaicos conectados à rede foi o custo de substituição do inversor. Dos 37 projetos analisados, o custo médio do inversor foi de 25% do custo total do projeto apresentado na equação 29. Considera-se esse percentual aplicado no 15º ano da análise de fluxo de caixa descontado, onde assume-se que o inversor deve ser substituído neste momento.

Os valores das equações 29 e 30 são compatíveis com os valores utilizados pela ANEEL [96], na revisão das regras aplicáveis a microgeração instalada nas redes de distribuição. Ao se converter os custos apresentados na equação 29 em custos por Wp, por exemplo, obtém-se 6,88 R\$ / Wp a valores do câmbio de dezembro 2018. Este valor é equivalente a 1,55 Euros / Wp ou 2,25 Dólares / Wp no ano de 2018. Em comparação, Fu et al. [97] mostraram que o custo americano foi de 2,80 USD / Wp em 2017. Assim, o custo no Brasil no ano de 2018, quando comparado ao custo dos sistemas na equação 29 foi 0,8 vezes menor do que nos EUA em 2017 atualizado, aplicando a taxa de câmbio de dezembro de 2018. A explicação para essa diferença deve-se prioritariamente a maior eficiência dos projetos no Brasil, e pela maior radiação solar incidente no país.

Calibrados os custos dos sistemas de geração solar, é possível montar um modelo de fluxo de caixa descontado de forma a avaliar diferentes tipos de projetos com diferentes escalas. Essa análise ajuda a entender, a partir de que escala de produção, o consumidor percebe como vantajosa a opção de migrar para geração distribuída.

4.3.2. Análise de fluxo de caixa descontado

Os resultados da função de custo para os sistemas de geração fotovoltaica, conectados à rede, calculados na seção anterior foram usados em uma análise de fluxo de caixa descontado (Figura 37). Aplica-se esses resultados para encontrar projetos de geração fotovoltaica economicamente viáveis e comparar com a tarifa regulada. Com base nessa análise, podemos comparar a atratividade dos investimentos para cada faixa de consumo residencial com a tarifa média aplicada no Brasil.

Um resultado importante da abordagem metodológica utilizada é a capacidade de identificar um “mercado elegível”, ou seja, o mercado mínimo faturado mensalmente que obtém vantagem econômica ao adotar a tecnologia fotovoltaica conectada à rede. A

modelagem do VPL do fluxo de caixa apresentada na Figura 39 é baseada na seguinte equação:

$$VPL = \sum_{i=1}^{25} \frac{R_i - I_i - D_i - L_i}{(1 + TD)^i} = 0 \quad (31)$$

onde R_i é a variável de estimação da “receita” líquida do projeto, semelhante à “fatura” do gerador conectado à rede (representa seu custo de oportunidade) e TD a taxa de desconto do modelo de fluxo de caixa descontado. R_i no modelo adotado é uma variável que se calcula por maximização, igualando o VPL a zero. Adota-se a premissa que $R_1 = 83,3\% \times R$, (um atraso de projeto de dois meses para instalação é considerado), e $R_{15} = 91,7\% \times R$ (ajuste em relação a substituição do inversor de um mês), todas as outras “receitas” são iguais, ou seja, $R_i = R$. O parâmetro I_i representa os “desembolsos”, diferentes de zero para $t = 1, I_1$ (investimento inicial) e $t = 15, I_{15}$ (o custo de substituição do inversor de frequência: $I_{15} = 0,25 \times I_1$). Ambos são definidos pelas equações (29) e (30) de acordo com a capacidade instalada de geração. O parâmetro D_i é o gasto de operação e manutenção, estimado em 0,5% do investimento inicial ($D_i = 0,005 \times I_1$), apoiado na mesma premissa de Mitscher e Rütter [5]. Nota-se que $D_1 = D_2 = \dots = D_{25}$, refletindo os custos médios de operação e manutenção ao longo do tempo. O parâmetro L_i é a “perda de eficiência” dos painéis solares.

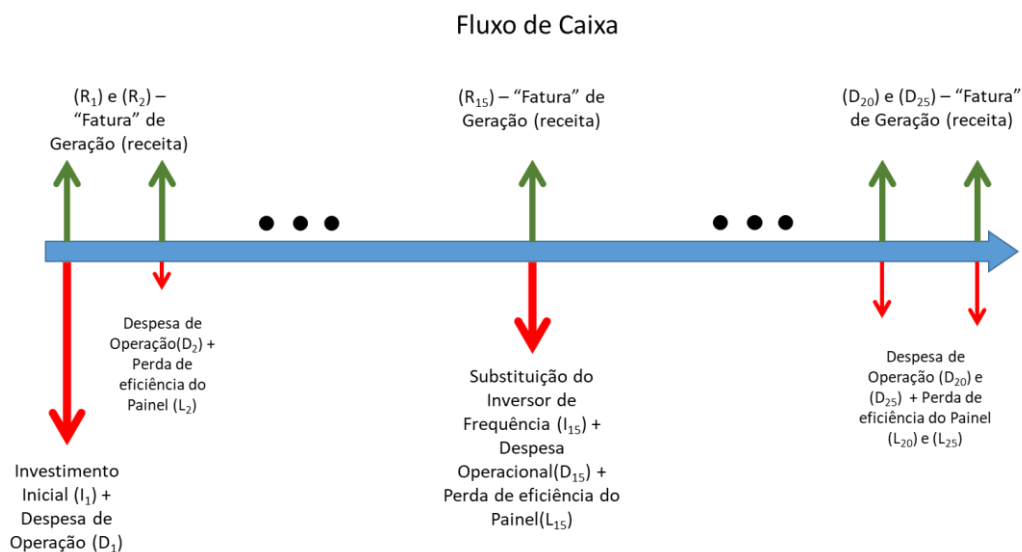


Figura 39 – Modelo de fluxo de caixa descontado, elaboração própria.

A maioria dos fabricantes de painéis disponíveis no mercado brasileiro garantem uma perda de eficiência máxima de 20% em 25 anos de uso para um sistema solar fotovoltaico

típico. Isso representa uma perda da quantidade de energia produzida de $\sigma_i = 0,8\%$ ao ano, expressa pela seguinte equação:

$$L_i = DT \times Wh_{m\u00e9dio} \times \left(\sum_i \sigma_i \right) \quad (32)$$

onde $DT \times Wh_{m\u00e9dio}$ é a fatura original do consumidor, ou seja, é o preço ($DT = tarifa$) multiplicado pela quantidade consumida (sem instalação do gerador fotovoltaico conectado à rede). Observa-se que a perda de produção é faturada como a tarifa original, DT , multiplicada pelo consumo médio anual projetado para o sistema produtor, $DT \times Wh_{m\u00e9dio}$, nesse caso o consumidor instala exatamente a capacidade média $Wh_{m\u00e9dio}$ que consome quando compra seu microgerador.

A última definição necessária para o cálculo da tarifa esperada dos projetos de geração fotovoltaica conectados à rede residencial brasileira é a taxa interna de retorno (TIR) do projeto. Esse parâmetro é necessário para calcular o custo intertemporal do dinheiro, em detrimento de outros investimentos alternativos. Aqui, há dois cenários a serem considerados: **(i)** o consumidor residencial tem economias para fazer o investimento necessário, ou **(ii)** o consumidor residencial deve tomar dinheiro emprestado para fazer o investimento necessário.

Caso o consumidor tenha recursos para fazer um investimento, pode-se definir a TIR como um percentual da taxa SELIC. Essa premissa seria razoável uma vez que os investimentos de renda fixa mais importantes no Brasil estão atrelados a uma proporção da SELIC, o consumidor apenas abandonaria uma estratégia de poupança para adotar uma estratégia de investimento aplicando o dinheiro, com economia nas faturas de energia.

Se tal premissa for considerada, o custo de oportunidade, ou seja, a TIR do fluxo de caixa, paga, seja proporcional a uma taxa SELIC de 90%, este entretanto, seria um argumento fraco porque o consumidor residencial não pode obter financiamento com esse custo confrontando o ponto **(ii)**. Assim, opta-se por não partir dessa perspectiva, dado que o custo intertemporal do dinheiro teria, nesse caso, pouca importância e tal valor seria baixo e não representa o risco envolvido no projeto.

Uma suposição mais realista, vinculada à uma narrativa mais qualitativa, seria considerar outra taxa vinculada à taxa de juros dos empréstimos pessoais no Brasil. Essa premissa seria muito mais restritiva porque a taxa de juros desse tipo de financiamento no Brasil é

tradicionalmente alta (porém mais baixa do que o cheque especial). Mitscher e Rütter [5] apontaram que essa suposição tem uma influência crítica nos resultados.

As taxas de juros dos empréstimos pessoais para sistemas fotovoltaicos no Brasil estavam no início de 2020 entre 0,9% e 1,3% ao mês de acordo com a ANEEL [96]. No início das discussões do novo marco legal da geração distribuída, a ANEEL realizou uma pesquisa de mercado e concluiu que, em 2018, uma taxa de juros de 12% ao ano era percebida, como uma taxa de desconto de mercado para esse tipo de projeto. Esse valor é compatível com as taxas médias praticadas pelas instituições financeiras no Brasil. Assume-se que a taxa ANEEL [96] pode ser obtida para famílias com uma situação de crédito saudável. Portanto, a TD que se utiliza nos modelos de ajuste é de 12% ao ano.

Os sistemas instalados podem apresentar defeito ao longo do tempo ou os componentes podem queimar com o uso ou se tornar obsoletos. A TIR aqui considerada leva em consideração esses riscos de maneira conservadora devido aos custos de oportunidade associados à escolha de instalar um sistema fotovoltaico. Além disso, o valor adotado está muito próximo ao da remuneração regulatória dos investimentos em distribuição, reforçando um grau de coerência em relação a essa taxa de retorno.

A análise do presente estudo assumiu que a taxa de juros sobre financiamento pessoal é uma boa proxy para precificar todos esses riscos. No entanto, notamos que cada consumidor tem uma aversão ao risco diferente, o que dificulta uma precificação que reflita o custo individual, parte-se então do pressuposto que a taxa aplicada reflete a média das expectativas de mercado.

A modelagem do projeto de geração solar, visa demonstrar a viabilidade de tais projetos em relação às tarifas atuais, bem como validar comparações em relação a influência financeira projetada sobre a receita das distribuidoras. O objetivo dessa etapa de análise é demonstrar que o custo de oportunidade de se optar pela geração solar é competitivo, e afeta o mercado potencial, forçando a redução na receita das distribuidoras.

Por fim, a modelagem dos inversores se faz necessária porque são equipamentos que têm uma vida útil mais curta do que o período de comissionamento do projeto (25 anos) e devem ser substituídos, em média, a cada quinze anos. Essa suposição representa o custo de comissionamento de um novo inversor e, assim como o investimento inicial, o custo

de instalação do inversor foi definido em 40% do valor original do equipamento, conforme o tamanho do projeto e sua produção de energia em Wh.

4.3.3. Comparação de preço das diferentes políticas tarifárias

A comparação com as tarifas de distribuição, apresentada nesta tese, foi baseada em um estudo dos diferentes itens tarifários que compõem as tarifas das distribuidoras no Brasil. Com base nessa análise, utiliza-se as mesmas premissas relatadas pela ANEEL [96].

Em primeiro lugar, deve-se entender o mecanismo brasileiro de recuperação de custos no faturamento do consumidor residencial. As empresas de distribuição do Brasil são obrigadas a contratar 100% de seu mercado. Os custos de geração, transmissão e fornecimento são suportados pelas distribuidoras e repassados a seus consumidores cativos, incluindo todos os consumidores residenciais.

O mercado brasileiro é composto por dois tipos de consumidores. Os consumidores cativos que são obrigados a comprar sua energia de distribuidoras (ou gerar sua própria energia de geradores conectados à rede), e os consumidores livres que geram ou adquirem sua energia no mercado de curto prazo, contratando-a diretamente de geradores ou comercializadores. Em 2020, o consumo cativo representou 69,1% do mercado brasileiro, enquanto o consumo livre representou 30,9%.

Um efeito importante da penetração da tecnologia fotovoltaica nas redes de distribuição são os acordos de política tarifária. As distribuidoras brasileiras devem comprar toda a energia que revendem no seu mercado cativo. Em situações em que há um forte aumento no número de geradores fotovoltaicos conectados à rede, as projeções de compra de energia da distribuidora podem sofrer variações substanciais. Com isso, as distribuidoras correm o risco de ficar com um excedente da energia contratada, o que exige a venda desses montantes no mercado de curto prazo. Esse risco não é um risco "natural" associado às atividades de distribuição, vinculadas ao transporte de energia, porém, o arranjo setorial no Brasil, impôs essa responsabilidade ao setor de distribuição após a crise do apagão em 2001.

O sistema de “*net-metering*” implementado no Brasil atualmente permite a compensação de todos os custos mostrados na Figura 40. Essa situação define o caso base, ou seja, a

“capacidade de carga”, do mercado potencial para geradores fotovoltaicos conectados à rede. Outras opções tarifárias podem ser implementadas, por obrigações de pagamento para cada parte da tarifa residencial, ou seja, geração “não simultânea”. A Tabela 10 relaciona uma simulação das opções tarifárias possíveis que podem ser adotadas no faturamento da geração distribuída.

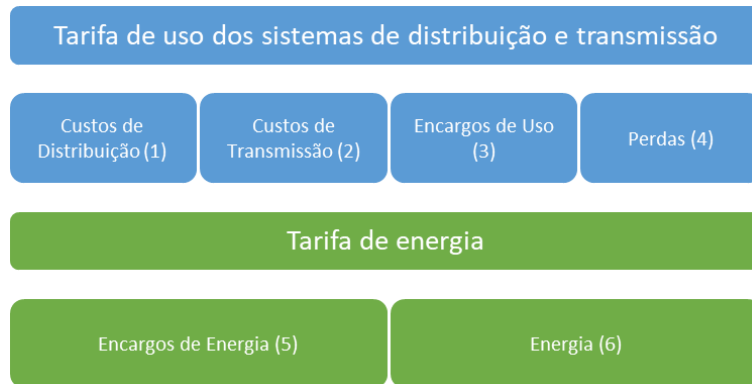


Figura 40 - Custos tarifários para consumidores residenciais no Brasil, adaptado de [96].

Seguindo a análise de fluxo de caixa apresentada na seção 4.3.2, as seis diferentes opções tarifárias listadas na Tabela 10 podem ser simuladas para definir o "mercado potencial" (ou seja, o número de consumidores residenciais) que podem escolher instalar geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Nota-se que apenas a opção C5, mostrada na Tabela 10, não considera o custo da energia na conta do consumidor (número 6 na Figura 40). A inclusão comparativa de cada um dos custos que compõe a tarifa final dos consumidores, proposta na Tabela 10, pode ser usada para estimar o impacto que a política tarifária tem na dinâmica da geração distribuída solar fotovoltaica, no Brasil, comparando o custo de oportunidade do fluxo de caixa, contendo novas parcelas de receita com a tarifa da distribuidora, e afetando o mercado potencial.

Quadro 8 - Possíveis opções tarifárias para a simulação do potencial de geração fotovoltaica conectada à rede com base na Figura 38, adaptada de [96].

Opção	Parcela considerada
Base	Compensa todos ítems
C1	(1)
C2	(1) + (2)
C3	(1) + (2) + (3)
C4	(1) + (2) + (3) + (4)
C5	(1) + (2) + (3) + (4) + (5)

Por fim, para as opções tarifárias C1, C2, C3, C4 e C5, deve-se definir um valor para o chamado "percentual de simultaneidade". Esse percentual representa a quantidade de geração retida pela própria unidade consumidora sem passar pelo medidor em direção à rede. Apenas a quantidade de energia que flui pela rede é elegível para o pagamento da TUSD (tarifa de uso dos sistemas de distribuição). Neste estudo assumiu-se uma “razão de simultaneidade” de 40%, que é equivalente àquela reportada pela ANEEL [96].

4.3.4. Modelagem da expansão dos geradores solares conectados à rede

Sterman [84] indicou que o processo de difusão da inovação pode ser descrito por meio das mesmas equações usadas para estimar infecções, epidemias ou crescimento populacional. O “*modelo de equação logística*” também foi relatado por Meade e Islam [83] como um dos modelos mais amplamente usados para explicar a adoção de inovações.

O parâmetro C da equação 33 é o potencial máximo de penetração da tecnologia, também conhecido como valor da “*capacidade de carregamento*” ou limite máximo que a tecnologia pode ser expandida. C é, portanto, o número máximo de adotantes, A^* , que são suscetíveis à utilização de um gerador fotovoltaico conectado à rede, dadas as características do mercado.

Esse valor é representado pela parcela de consumidores, que podem migrar para mini e microgeração fotovoltaica. Utiliza-se nesse estudo projeções de mercado para 2046 na definição desse valor, somado ao percentual de residências próprias [98], utilizando a taxa de crescimento estimada pela EPE [94] no plano decenal 2027 e 2030. O valor utilizado prevê possíveis demandas crescentes de energia nos próximos dez anos. As simulações do modelo avaliam 25 anos à frente. Até o décimo ano são consideradas taxas projetadas ano a ano. A partir do décimo ano, foram mantidas taxas constantes, para fornecer um cenário indicativo do impacto que a penetração da tecnologia solar fotovoltaica pode ter nas tarifas.

$$A(t) = \frac{\alpha\beta}{\frac{\alpha}{C}\beta + e^{-\alpha(t-t_0)}} \quad (33)$$

Onde:

$$\beta = \frac{A_0}{\alpha - \frac{\alpha}{C} A_0} \quad (34)$$

As equações 33 e 34, modelam a evolução da capacidade instalada da geração residencial fotovoltaica conectada à rede, $A(t)$, ao longo do tempo. Em nossa análise, esse valor constitui o cenário em gigawatt (GW) instalado para a evolução da capacidade futura de geração elétrica fotovoltaica, sendo A_0 o valor inicial realizado (do último ano da base de dados disponível). Define-se C – a capacidade de carregamento – pela análise de fluxo de caixa, e pelo percentual de residência próprias, de forma que o único valor que exige estimativa é o parâmetro α .

O valor de α foi estimado ajustando a equação 33 com dados entre 2012 e 2020, de modo que foram obtidos oito valores para α por cada par de anos. Os valores estimados de α produziram um valor médio, máximo e mínimo observado, ao longo dos primeiros oito anos de penetração da tecnologia de geração solar fotovoltaica, entre os consumidores residenciais brasileiros. Esses valores de α obtidos foram usados em simulações de cenários de difusão de tecnologia onde foi aplicada a técnica de simulação Monte Carlo, inicialmente modelada por uma distribuição triangular, definida pelos três valores mostrados na Figura 41:

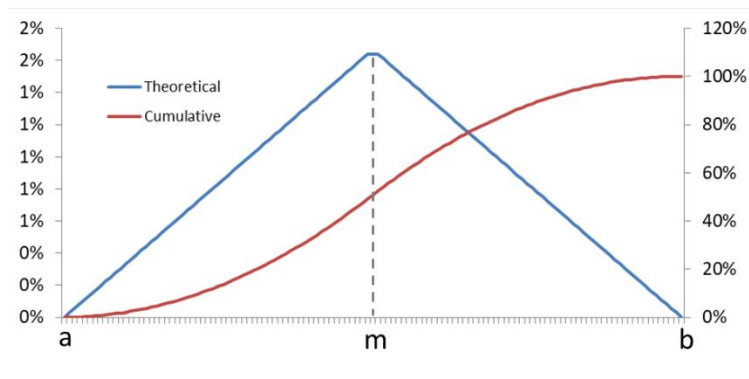


Figura 41 - Distribuição triangular com média "m", valor mínimo "a" e valor máximo "b", elaboração própria

Na Figura 41, o valor “m” é o valor médio das estimativas de α , “a” é o valor mínimo, e “b” é o valor máximo. Ao gerar 2.000 amostras por simulação Monte Carlo [99]. De posse dos resultados, em seguida pode-se calcular o desvio padrão das estimativas de α para ajustar os cenários alternativos de expansão da tecnologia solar fotovoltaica. Essa abordagem foi utilizada para estimar o alcance da expansão da geração fotovoltaica,

conectada à rede, no mercado residencial, flexibilizando os valores médios estimados com base na equação 31, uma vez que o modelo estatístico é não linear e pode sofrer bastante flutuação nos parâmetros estimados com base nos dados históricos de um horizonte tão curto.

Os cenários estimados gerados pelas simulações Monte Carlo, propostos na metodologia apresentada, podem ser comparados com os resultados de estudos anteriores. Em particular, usamos os resultados de Guidolin e Mortarino [87] e Denholm et al. [88]. Esses estudos utilizaram o modelo Bass [85] para obter suas estimativas. Esta comparação então é feita pelo ajuste das estimativas obtidas com a função logística, utilizando a equação de Bass (35).

No modelo Bass, A representa os "adotantes", p o "coeficiente de inovação", q o "coeficiente de imitação" e m é "população suscetível" (similar a capacidade de carregamento). Durante a fase de penetração da tecnologia, é possível ter m compras dentro de uma população suscetível a uma taxa de p inovadores e q imitadores. Os inovadores são influenciados pelo tempo enquanto os imitadores são influenciados pelo número de adotantes, de forma que, em geral, $p < q$. Bass [85] construiu uma versão discretizada do modelo estatístico da seguinte forma:

$$S(t) = pm + Y(t)(q - p) - \frac{q}{m} Y(t)^2 \quad (35)$$

onde $S(t)$ é a capacidade adicionada no tempo t e $Y(t)$ é a capacidade cumulativa no tempo t . O imitador é o consumidor que adquire a nova tecnologia vendo outra pessoa comprá-la. Em outras palavras, ao contrário do imitador, o inovador não precisa ver alguém comprando para comprar algo. No início da fase de expansão da tecnologia, os inovadores estão em maior número do que os imitadores. No entanto, apenas alguns períodos depois, os inovadores praticamente deixam de existir sobrando apenas imitadores. Com base no modelo Bass, os inovadores tendem a se tornar zero com a consolidação da adoção da tecnologia.

A equação 35 é uma aproximação discreta do modelo de Bass e pode ser estimada com o método de regressão linear (OLS). Pode-se calcular os valores dos parâmetros p e q e compará-los com os resultados de Guidolin e Mortarino [87] e Denholm et al. [88] para observar como a expansão brasileira em relação a geradores fotovoltaicos, conectados à

rede, se compara dinamicamente com outros países. A solução do Modelo contínuo de Bass é a seguinte:

$$A(t) = N(t) \left(\frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \right) \quad (36)$$

onde $N(t)$ é o número potencial de adotantes, no caso em análise, ou seja, $N(t) \sim C$, em comparação com as equações 33 e 34. As equações 35 e 36 são duas formas de calcular o número de adotantes $A(t)$. Entretanto, a equação 35 tem dois parâmetros para estimativa enquanto a equação 33 tem apenas um. Por conveniência é mais fácil então estimar a equação 33, que a equação 35, justificando a escolha.

Além disso, as estimativas baseadas na equação 35, com apenas algumas poucas observações (as nove observações entre 2012 e 2020), não são estatisticamente significativas e não produzem resultados razoáveis. Portanto, este trabalho considera ajustar as projeções do modelo de difusão tecnológica pelo modelo logístico da equação 33, e com base nos dados projetados alguns períodos à frente fazer o *back-test* das projeções usando o ajuste do modelo de Bass por meio da equação 35, esta abordagem permite verificar a adequação do modelo aos demais resultados na literatura.

4.3.5. Impacto nas tarifas residenciais do Brasil

As trajetórias estimadas pela metodologia descrita na seção 4.3.4 foram aplicadas ao rateio da tarifa de distribuição residencial brasileira. Neste estudo, optou-se por abordar a análise considerando apenas os efeitos sobre os consumidores residenciais, porque é mais simples delimitar o escopo das tarifas “*time-of-use*” a partir da modalidade monômnia aplicada no Brasil.

Caso este estudo também considerasse analisar os efeitos das instalações de geração distribuída fotovoltaica em outras classes de consumidores, por exemplo, comercial ou industrial, a aplicação do cálculo da tarifa de distribuição tornar-se-ia mais complexa, devido a necessidade de parametrização de certas modalidades tarifárias de consumo que não são estritamente volumétricas. Além disso, não seria possível separar pela base de

dados disponível qual é a opção tarifária do consumidor optante pelas modalidades Azul, ou Verde, dificultando a inferência sobre os resultados.

Por esse motivo, os impactos calculados neste estudo foram delimitados por dois objetivos: **(i)** captar apenas a expansão da tecnologia solar fotovoltaica residencial e **(ii)** calcular o impacto apenas nas tarifas e impostos para os consumidores desta classe tarifária.

A Tabela 11 lista três correlações de calibração: **(i)** a correlação no Modelo 1 entre a receita operacional líquida (ROL) e o mercado, **(ii)** a correlação no Modelo 2 entre os impostos do governo e o mercado, e **(iii)** a correlação no Modelo 3 entre os valores previstos do Modelo 1 e a TUSD Fio B (ou seja, a parcela da tarifa que representa os custos de distribuição). Os dados usados para este cálculo estão disponíveis em [100], para as tarifas e [81] para receita de tarifas, receita operacional líquida e impostos recuperados pelo governo.

Nota-se que o fator de ajuste R^2 é alto nos Modelos 1 e 2, enquanto a estatística t é significativa para menos de 1% em ambos os modelos. Para o Modelo 3, a estatística t também é significativa para menos de 1%, mas o ajuste R^2 explica apenas 68% das variações na receita da tarifa de distribuição residencial. Isso ocorre porque é utilizada uma abordagem “*ceteris-paribus*” para tratar apenas os impactos das variações de mercado, causadas por aumentos na capacidade de geração fotovoltaica distribuída, entre os consumidores residenciais. Desta maneira, o único impacto capturado é o de redução na base de pagadores das tarifas, o qual afetará o preço, de forma a manter o equilíbrio da receita.

O Modelo 3 é um modelo de segundo estágio do Modelo 1. Este modelo simulou os efeitos da variação do mercado por meio da dinâmica da receita operacional líquida projetada da EPE [94] nos PDE's 2027 e 2030. Assim, aplica-se as elasticidades estimadas na Tabela 11, o cenário de mercado projetado nas Tabelas 12 e 13 e nos resultados dos ajustes das equações 35 e 33. A dinâmica tarifária média foi estimada considerando os custos de rateio da distribuição na tarifa cheia paga pelos consumidores. Para identificar os efeitos relativos, basta subtrair o crescimento esperado do mercado (pelo crescimento esperado do cenário para a geração fotovoltaica conectada à rede), do cenário onde este impacto não é considerado.

Tabela 3 - Ajustes para isolar o efeito da expansão na geração fotovoltaica conectada à rede nas tarifas volumétricas do consumo residencial brasileiro em 2020, elaboração própria

Modelo 1: log(ROL) ~ log(Mercado)				
	Estimador	Desv. Pad.	t	Pr(> t)
(Intercepto)	-0.704	0.102	-6.928	0.000
log(Mercado)	0.970	0.007	140.191	0.000
R-Quadrado	0.980			
Modelo 2: log(Impostos) ~ log(Mercado)				
	Estimador	Desv. Pad.	t	Pr(> t)
(Intercepto)	-1.675	0.121	-13.853	0.000
log(Mercado)	0.973	0.008	118.189	0.000
R-Quadrado	0.971			
Modelo 3: log(fioB) ~ previsão(Modelo1)				
	Estimador	Desv. Pad.	t	Pr(> t)
(Intercepto)	-3.287	0.510	-6.445	0.000
predict(Modelo1)	1.126	0.038	29.907	0.000
R-Quadrado	0.686			

A Tabela 11, mostra o cenário de crescimento do mercado residencial de consumo considerado nas estimativas de impacto.

Tabela 4 - Cenários adotados para o crescimento do mercado, no ano de 2018 (obtidos de [94]).

Plano Decenal - 2027 (EPE)			
Crescimento	Até 2022	2022/2045	% res
Consumo Residencial	1.90%	2.20%	32.6%
Consumo Total	3.70%	3.60%	

Tabela 5 - Cenários adotados para o crescimento do mercado, no ano de 2020 (obtidos de [94]).

Plano Decenal - 2030 (EPE)			
Crescimento	Até 2025	2025/2045	% res
Consumo Residencial	1.50%	2.20%	32.6%
Consumo Total	2.70%	3.60%	

5. RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados dos modelos propostos, além de algumas análises adicionais que descrevem o fenômeno da expansão da microgeração solar

fotovoltaica no Brasil entre os consumidores residenciais, sob a ótica de recuperação das receitas do setor elétrico Brasileiro.

5.1. ANÁLISE EXPLORATÓRIA DE DADOS

Dadas as premissas metodológicas apresentadas na seção 4, reforça-se que a tese do impacto das análises, aqui apresentadas, em valores absolutos, é menos importante que seus efeitos relativos dentro dos limites dos cenários propostos.

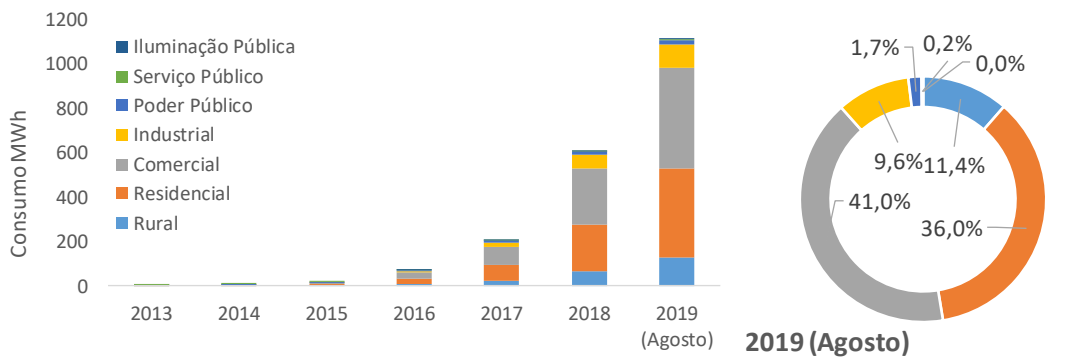


Figura 42 - Participação de diferentes classes de consumo na capacidade instalada fotovoltaica conectada à rede, até agosto de 2019, Fonte: [95] (adaptado de [81]).

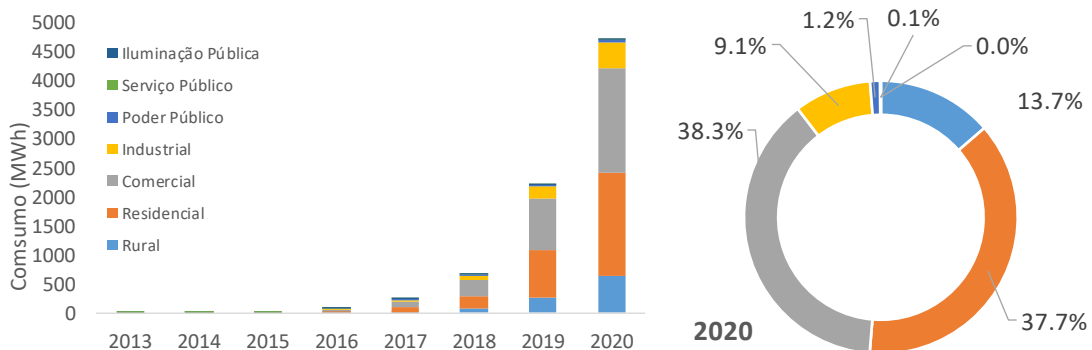


Figura 43 - Participação de diferentes classes de consumo na capacidade instalada fotovoltaica conectada à rede até dezembro de 2020 (adaptado de [81]).

As Figuras 42 e 43, mostram a situação atual da tecnologia de geração solar fotovoltaica conectada à rede, no Brasil. Desde 2013, houve uma aceleração da expansão da tecnologia quando comparamos o impacto da expansão dos geradores solares, conectados à rede de distribuição no Brasil. Em agosto de 2019, a capacidade instalada total era de 1,11 GW. Já no final de 2020 o montante de geração solar instalado no país alcançou 4,71 GW,

onde 37,7 % desse montante é devido a projetos de geração residencial, ou seja, um total de 1,8 GW.

Os esforços deste estudo se concentram na parcela residencial (ver seção 3.5), pois as tarifas para esses consumidores são estritamente volumétricas, eliminando a necessidade de simular a estrutura tarifária. As Figuras 44 e 45, mostram a potência máxima típica dos empreendimentos residenciais no banco de dados [81]. Observa-se, por exemplo, que o quinto percentil representa projetos de menor porte, com capacidade instalada de até 1,2 kW em agosto de 2019, e 1,5 kW em dezembro de 2020. Usando a equação 28, para a conversão dessa potência instalada, em um consumo médio de kWh, obtém-se 168 kWh / mês em agosto de 2019 e, 210 kWh / mês em dezembro de 2020. Este resultado indica que atualmente menos de 5% dos projetos residenciais de geração solar fotovoltaica, no Brasil, têm produção inferior a 210 kWh (mês), e que de agosto de 2019 a dezembro de 2020 aumentou a quantidade de projetos maiores, entre os consumidores residenciais, indicando que a expansão da geração solar foi mais acentuada no período entre famílias de renda mais alta.

Da mesma forma, a mediana das Figuras 42 e 43 (percentil 50%) representa um consumo médio de até 560 kWh em agosto de 2019, e 672 kWh em dezembro de 2020 quando se aplica a equação (28) para conversão. Observa-se que, pelos padrões de consumo brasileiros, a faixa de consumo residencial que vai até 200 kWh não têm sido capaz de adotar a tecnologia, com base na análise da Figura 45. A grande maioria dos consumidores do país, que consome menos de 200 kWh/mês, não está contemplada no uso da energia solar no Brasil.



Figura 44 - Participação de diferentes projetos de geração fotovoltaica conectados à rede por consumidores residenciais com base nos percentis em agosto de 2019. Fonte: [95] (adaptado de [81]).

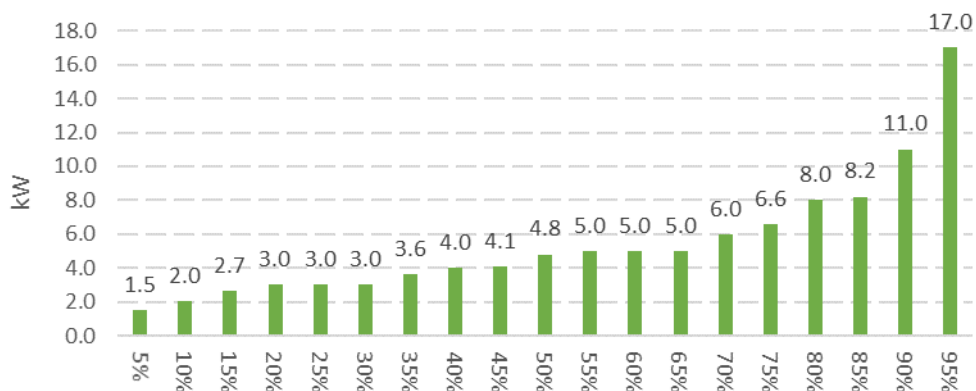


Figura 45 - Participação de diferentes projetos de geração fotovoltaica conectados à rede por consumidores residenciais com base nos percentis, em dezembro de 2020 (adaptado de [81]).

Observa-se, também quando se aplica a equação (28) para conversão dos resultados da Figura 45, que o mercado médio instalado no Brasil foi de até 672 kWh, em dezembro de 2020 e que o consumo médio no país é de aproximadamente 160 kWh pelos dados da Tabela 14. Ou seja, o mercado de geração solar fotovoltaica no Brasil ainda se restringe a consumidores de alto consumo e renda mais alta.

Esses resultados permitem definir o mercado potencial, que aqui chamamos de "*capacidade de carregamento*" (ver equações 33 e 34), como uma proporção do mercado consumidor acima de 101 kWh, excluindo os consumidores de baixa renda e baixo consumo. Além disso aplica-se um percentual de correção de 66,8% a essa projeção, que representa o percentual de residências próprias no Brasil em 2018, ou seja, residências que não foram alugadas, cedidas ou financiadas, e são aquelas onde se assume que os proprietários não vão fazer tais investimentos [101]. Para a média do mercado total realizado entre 2015 e 2019, esse valor calculado foi de 40,4%. Aplica-se, portanto, esse percentual aos valores projetados para o consumo residencial no Brasil até 2045 (25 anos à frente), assumindo que a tecnologia solar fotovoltaica será adotada no Brasil até o percentual de saturação de 40,4% do mercado total projetado pela EPE em 2045.

O resultado apresentado assume que os projetos de geração solar fotovoltaica só podem ser instalados em residências próprias. No estudo não foram excluídos apartamentos na análise porque a legislação brasileira permite a instalação de projetos de geração remota nas proximidades (mesma região de concessão) dessas habitações.

Após definir a “*capacidade de carregamento*”, as simulações Monte Carlo propostas na metodologia foram realizadas para estimar o valor de α (ver a seção 4.3.4). O ajuste da equação 32 resultou nos seguintes parâmetros de entrada: **(i)** $\alpha = m = 1,074$, **(ii)** $a = 0,810$ e **(iii)** $b = 1,171$, considerando os dados até dezembro de 2020. Tais resultados indicam que a geração fotovoltaica simulada conectada à rede entre 2012 e 2020 (realizada até dezembro e projetada para o final do ano) teve um spread α máximo de 1,171, uma média de 1,074, e um mínimo de 0,810, já a geração fotovoltaica conectada à rede simulada entre 2012 e 2019 (até agosto) teve um spread α máximo de 1,276, uma média de 1,157, e um mínimo de 0,852. Ou seja, a dinâmica desses nove anos de adoção da tecnologia é consistente com um mercado que mais do que dobra anualmente.

Tabela 6 - Consumo médio residencial no Brasil (adaptado de [94]).

Consumo médio Mensal	2015	2016	2017	2018	2019
Brasil	161.4	159.8	157.9	159.3	161.0
Convencional	166.4	165.3	163.3	164.7	166.4
0-100 kWh	51.7	52.9	54.5	54.9	55.5
101-200 kWh	137.9	151.5	145.9	147.2	148.7
201-300 kWh	238.4	249.1	245.0	247.1	249.7
301-400 kWh	340.3	210.1	292.3	294.9	298.0
401-500 kWh	445.1	443.8	439.2	443.0	447.6
501-1000 kWh	653.5	661.9	646.6	652.2	659.1
> 1000 kWh	1 669.8	1 646.0	1 413.6	1 425.9	1 440.8
Baixa Renda	127.8	122.6	120.2	121.2	122.5
0-100 kWh	51.9	54.1	56.7	57.2	57.8
101-200 kWh	142.0	136.8	128.3	129.4	130.7
> 200 kWh	270.1	256.8	255.5	257.7	260.4

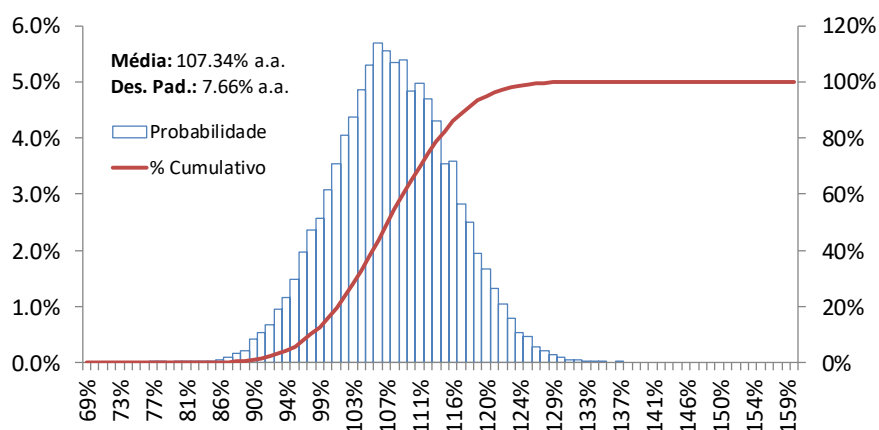


Figura 46 - Resultados da simulação Monte Carlo, para o valor estimado de α na equação 33, em dezembro de 2020 (% ao ano). Elaboração própria. (adaptado de [95]).

As 2.000 simulações Monte Carlo da distribuição triangular resultaram em um desvio padrão normal de 7,66% em dezembro de 2020, mostrado na Figura 46, isso se explica porque os limites superior e inferior se alteraram entre agosto de 2019 e dezembro de 2020. Após definir esse valor, executou-se o modelo de Monte Carlo novamente, que convergiu na segunda rodada. A média mostrada para α na Figura 44 é 107,3%, frente ao valor médio 113,8%, obtido no estudo original publicado em [95], considerando dados de 2019.

5.2. ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO

As Figura 49 e 50, mostram a simulação de resultados de valores presentes líquidos (VPLs), para 50 projetos simulados de geração fotovoltaica conectados à rede (um a cada 20 kWh volume gerado), para os anos de 2019 e 2020. Intervalos de 20 kWh foram considerados para geração demandada entre 0 e 1000 kW de geração média.

Pode-se observar na Figura 47, que avaliou os projetos no ano de 2019, que os resultados das quatro primeiras opções tarifárias (Base, C1, C2 e C3) propostas na Tabela 10, geram excedentes significativos para os consumidores que optam por instalar a geração solar fotovoltaica em suas residências. As opções tarifárias C4 e C5, por outro lado, parecem bastante competitivas em relação à tarifa para os consumidores optantes pela migração, mesmo que um pouco inferiores. Pelos resultados da Figura 48, observa-se que no ano de 2020 todas as opções tarifárias já eram competitivas, indicando que o subsídio de faturamento líquido, já não seria mais necessário para expansão da geração solar.

A Tabela 15, apresenta as restrições de simulação da análise de fluxo de caixa descontado. O objetivo desta etapa do estudo é entender como as mudanças nos regulamentos ou tarifas impactam as opções listadas na Tabela 10 que apresenta um resumo das classificações da consulta pública aberta pela ANEEL [102]. A consulta pública em questão propôs as cinco opções listadas, como forma de comparação entre o desempenho da tarifa convencional, e o custo da autogeração individual, caso novas parcelas da faturar passassem a serem pagas pelos mini e micro geradores. No capítulo 7 desse estudo procurou-se avaliar o que pode ocorrer se vários desses cenários forem adotados no futuro caso a estratégia de política energética Brasileira adote novos regimes tarifários onde o montante de energia compensada seja menor que a relação de 1:1.

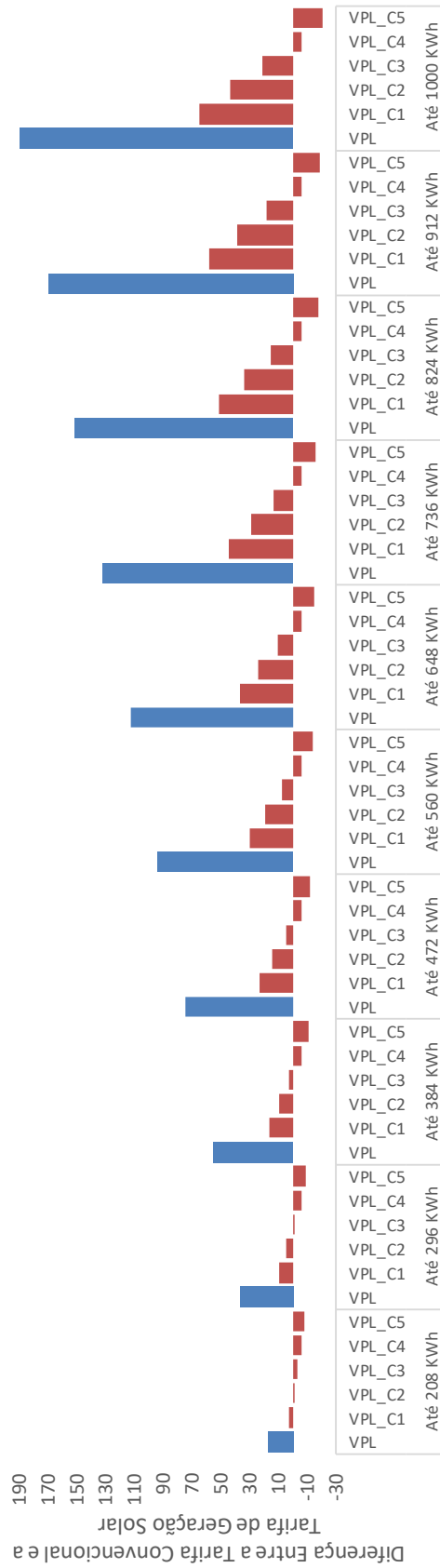


Figura 47 - Simulações dos cenários de tarifas. Os cenários de VPL são divididos em Base, C1, C2, C3, C4 e C5, são relativos aos arranjos indicados na Figura 38 e na Tabela 10, para o ano de 2018. Fonte: Elaboração própria

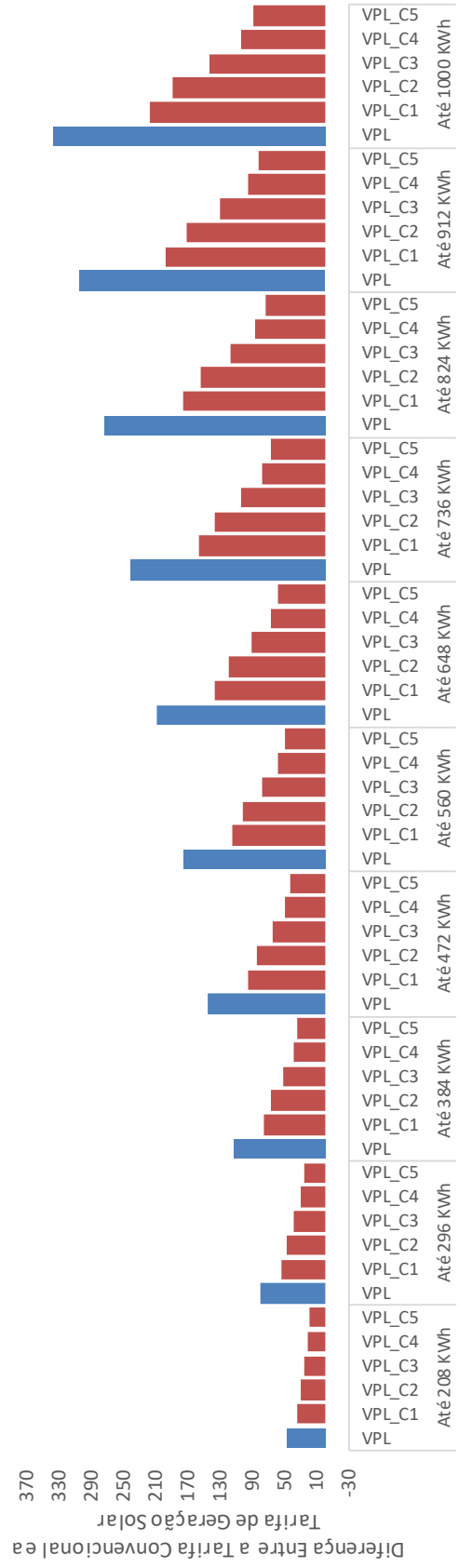


Figura 48 - Simulações dos cenários de tarifas. Os cenários de VPL são divididos em Base, C1, C2, C3, C4 e C5, são relativos aos arranjos indicados na Figura 37 e na Tabela 10, para o ano de 2020. Fonte: Elaboração Própria

Quadro 9 - Restrições de simulação para análise de fluxo de caixa descontado baseadas na proposta metodológica deste capítulo, para o ano de 2019. Fonte: Elaboração Própria

Parâmetros de Simulação	Interpretação	Valor
Simultaneidade	Percentual do consumo médio que não passa pelo medidor	40%
Intervalo de Simulação	Prazo definido para a duração do fluxo de caixa do projeto. Estabelecido pelo tempo que os coletores solares perdem 20% de eficiência	25 anos
Custo Inicial (I_0)	Custos de Investimento (CAPEX)	Ver equação 29
Custo do Inversor (I_{15})	Custo da substituição do inversor de frequência no 15º ano	$0.25 \cdot I_0$
Perda de Eficiência	Define que os coletores solares perdem 20% eficiência	Ver equação 32
Custos de Instalação (iniciais)	Custos de instalação do sistema (iniciais)	$0.40 \cdot I_0$
Custos de Instalação (inversor)	Custos de instalação do inversor	$0.40 \cdot I_{15}$
Custos Operacionais D_i	Custos de limpeza e manutenção (OPEX)	$0.005 \cdot I_0$
Tarifas Cenário C1	Cenário C(n) de tarifas a ser considerado para faturamento da energia não simultânea (R\$/kWh)	230.39
Tarifas Cenário C2		269.55
Tarifas Cenário C3		312.05
Tarifas Cenário C4		363.25
Tarifas Cenário C5		389.03
Tarifa Cheia	Tarifa paga pelos consumidores não migrantes	620.93
Consumo Mínimo	Consumo mínimo pago pelos consumidores, optando ou não pela instalação do gerador fotovoltaico	100 kWh
TIR	Taxa de desconto. Definida como o primeiro quartil de um conjunto de 26 taxas pesquisadas para crédito pessoal no Brasil entre diferentes instituições financeiras.	12 % (ano)
Data	Data de referência dos valores monetários	dez-18

Na Figura 49, a conta de geração solar (vermelha) é menor que a fatura da distribuidora (azul) nos cenários Base, C1, C2 e C3, em 2019. Nessas situações, observa-se que se os consumidores optantes pela geração solar pagassem integralmente os custos de distribuição, transmissão e encargos de rede, a opção pelos projetos solares permaneceria competitiva. Da mesma forma o efeito das perdas e encargos de energia seriam pequenos na tarifa final dos optantes pela geração distribuída. Por esse motivo, considerou-se que a “*capacidade de carregamento*” não foi afetada pelos regulamentos tarifários nas opções Base, C1, C2 e C3, até 2019. No ano de 2020 nenhuma opção tarifária afetaria a

capacidade de carregamento e consumidores que consomem a partir de 100 KWh/mês, que já teriam os mesmos benefícios dos grandes consumidores – ver Figura 50.

Quadro 10 - Restrições de simulação para análise de fluxo de caixa descontado baseadas na proposta metodológica do capítulo para o ano de 2020

Parâmetros de Simulação	Interpretação	Valor
Simultaneidade	Percentual do consumo médio que não passa pelo medidor	40%
Intervalo de Simulação	Prazo definido para a duração do fluxo de caixa do projeto. Estabelecido pelo tempo que os coletores solares perdem 20% de eficiência	25 anos
Custo Inicial (I_0)	Custos de Investimento (CAPEX)	Ver equação 30
Custo do Inversor (I_{15})	Custo da substituição do inversor de frequência no 15º ano	$0.25 \cdot I_0$
Perda de Eficiência	Define que os coletores solares perdem 20% eficiência	Ver equação 32
Custos de Instalação (iniciais)	Custos de instalação do sistema (iniciais)	$0.40 \cdot I_0$
Custos de Instalação (inversor)	Custos de instalação do inversor	$0.40 \cdot I_{15}$
Custos Operacionais D_i	Custos de limpeza e manutenção (OPEX)	$0.005 \cdot I_0$
Tarifas Cenário C1		223.56
Tarifas Cenário C2		274.89
Tarifas Cenário C3		362.30
Tarifas Cenário C4		432.09
Tarifas Cenário C5		460.21
Tarifa Cheia	Tarifa paga pelos consumidores não migrantes	778.05
Consumo Mínimo	Consumo mínimo pago pelos consumidores, optando ou não pela instalação do gerador fotovoltaico	100 kWh
TIR	Taxa interna de desconto. Definida como o primeiro quartil de um conjunto de 26 taxas pesquisadas para crédito pessoal no Brasil entre diferentes instituições financeiras.	12 % (ano)
Data	Data de referência dos valores monetários	dez-20

Observa-se também, que projetos de até 296 kWh podem esperar um custo de oportunidade de 5 a 10 reais a mais nas tarifas com as opções C4 (cenário C4) e C5 (cenário C5), em 2019 analisando a Figura 47. Esse resultado não explica o fato de 85% dos projetos no Brasil terem capacidade instalada superior a 2 kW, em 2019 (ou 278 kWh

com base na regra de conversão da equação 29). Observa-se com base nos resultados da análise das Figuras 49 e 50 que a tecnologia solar já é competitiva frente a tarifa no Brasil, de modo que os subsídios cruzados podem criar externalidades no mercado, favorecendo esse nicho de atividade. A força dos incentivos já cria um excedente tarifário, em todas as faixas de consumo que podem optar por migrar. Tal constatação está relacionada qualitativamente aos resultados das altas taxas de expansão da tecnologia no país.

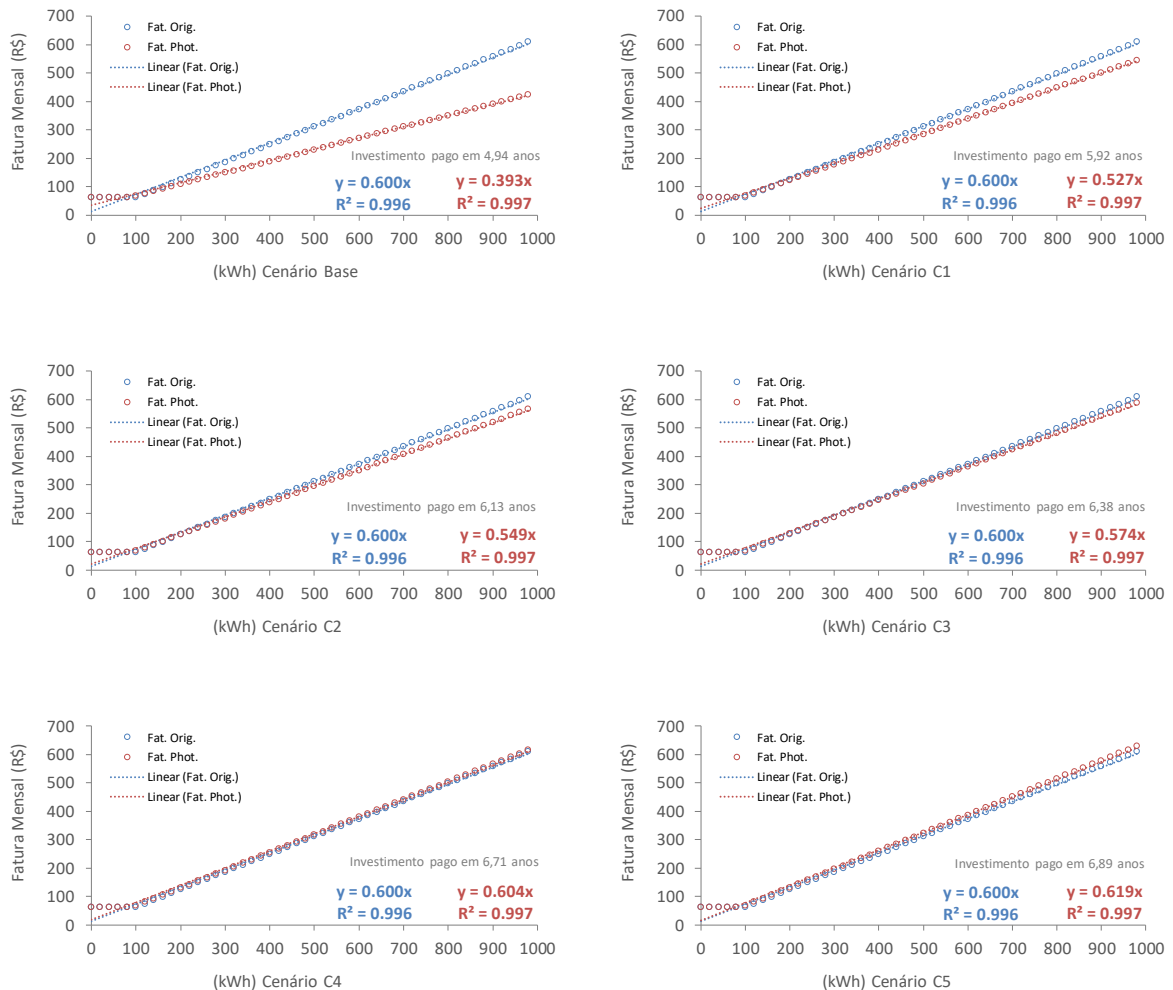


Figura 49 - Simulações dos cenários e custos de oportunidade listados na Tabela 10, em 2019, elaboração própria. Fonte: [95]

O resultado da Figura 49, mostra que a tarifa dos microgeradores solares residenciais perdeu apenas para as opções tarifárias C4 e C5 da Tabela 10. No caso do cenário Base essa vantagem econômica levou a uma redução de custo em relação a tarifa simulada para

geração distribuída a um valor de 0,39 centavos de Real por kWh, frente a uma tarifa média de 0.60 centavos de real por kWh para os consumidores não migrantes.

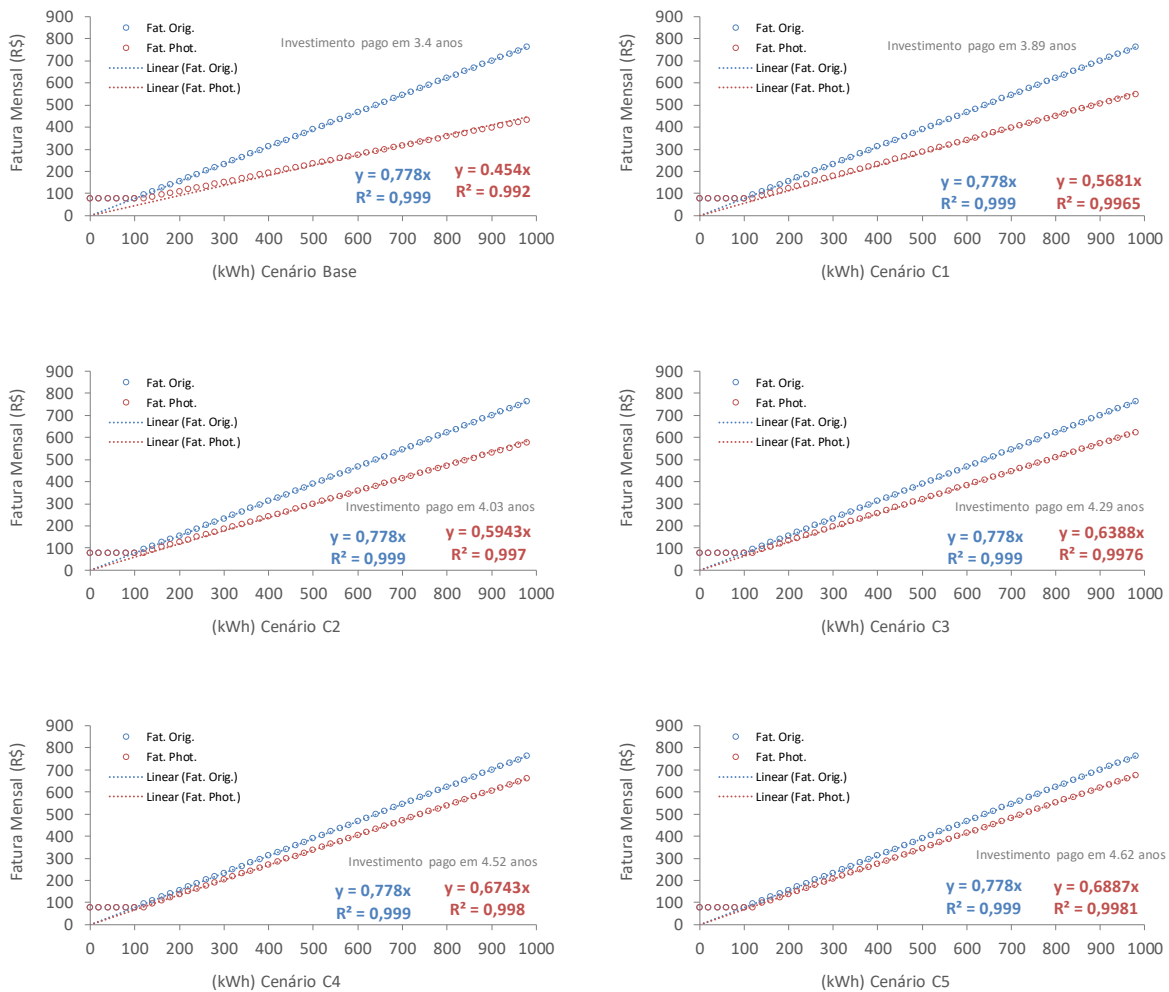


Figura 50 - Simulações dos cenários e custos de oportunidade listados na Tabela 10, em 2020, elaboração própria.

A Figura 50 mostra os resultados da Figura 49, atualizados para 2020. Nota-se que em todos os cenários considerados a geração solar apresentou faturas mais baixas do que o consumo convencional da rede. Portanto, é possível que o prosumidor pague tarifa cheia (exceto componente de energia), sobre o consumo não simultâneo injetado na rede, sem que este tenha qualquer prejuízo, dados os custos atuais da tecnologia solar no Brasil e a média das tarifas vigentes no país.

Outro detalhe importante, entre os dois períodos de tempo, é a queda acentuada do tempo em que o investimento na tecnologia solar fotovoltaica é pago. Para o cenário base por exemplo, este tempo caiu de 4,94 anos, para 3,4 anos no final de 2020. Uma redução de mais de um ano no retorno do investimento entre 2019 e 2020.

5.3. DISSEMINAÇÃO TECNOLÓGICA E EFEITOS TARIFÁRIOS

Dando continuidade ao estudo, estimam-se agora, três cenários de expansão da tecnologia solar fotovoltaica entre residências brasileiras, com o objetivo de avaliar o impacto tarifário do processo de adoção da tecnologia solar fotovoltaica residencial. Nesta nova etapa do estudo, concluídas as análises de fluxo de caixa, aplica-se a metodologia de simulação Monte Carlo, para avaliar os impactos tarifários da política energética. No primeiro (cenário BASE), estimou-se o valor central de $\alpha = 1,074$. O segundo cenário (BAIXA penetração) considerou o intervalo de confiança de 95% para o estimador Monte Carlo portanto, $\alpha = 0,924$. O terceiro cenário (ALTA penetração), para cauda superior da distribuição simulada foi calculado o valor $\alpha = 1,224$. Essa suposição produziu a gama de resultados mostrados na Figura 51.

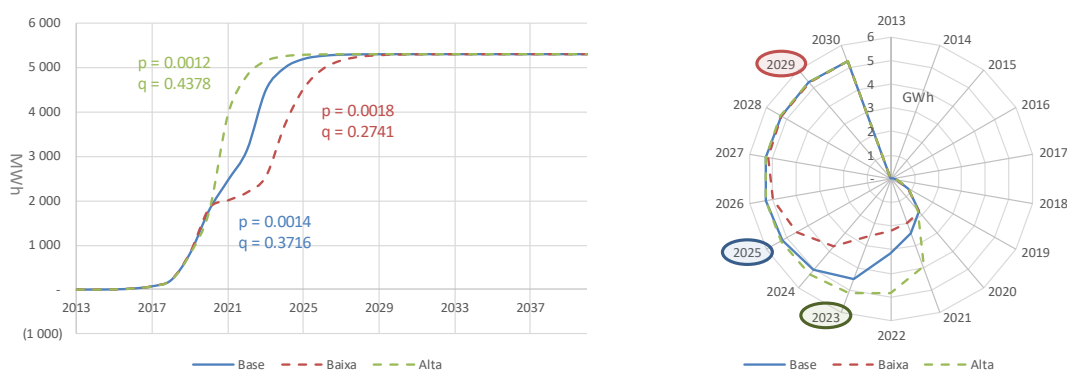


Figura 51 - Simulação dos parâmetros de Bass [85] para um mercado residencial potencial de 40,40%, (considerando ainda 66,8 % de domicílios próprios).

A Figura 51 mostra as curvas S tecnológicas de evolução da adoção da micro e mini geração solar, para as três velocidades de expansão distintas da tecnologia utilizadas nos cenários propostos. Para o cenário BASE, a expansão deve ser plenamente atingida até 2025/26. Se a velocidade de expansão aumentar (ALTA penetração), o mercado potencial pode ser alcançado já em 2023. No cenário de BAIXA penetração, o estágio estacionário do volume de adoção da tecnologia deve ser alcançado após 2029. Nota-se uma pequena

variação nos parâmetros produz mudanças relevantes no período de maturidade da tecnologia e nos resultados obtidos.

Tabela 7 - Resultados da análise tarifária, nas narrativas dos diferentes cenários de expansão da tecnologia solar.

Narrativa		Cenário (2025)	Impacto Tarifa TUSD fio-B (R\$/MWh)	Impacto Tarifa Cheia (R\$/MWh)	Impacto Impostos (R\$/MWh)	Impacto Receita (R\$ bilhões)
Preço Médio do Wh instalado (R\$)	21,4					
Mercado Elegível	Acima de 100 KWh					
Capacidade de Carreg. (C)	5310 MW					
Comparação entre os valores atuais (ano de 2020 e o projetado em 2025).		Atual (2020)	0,273		73,9	179,9
		Projetado (2025)	0,295		86,2	209,7
Alpha (Base) (p = 0.0014, q = 0.3716)	107,39%	Geração Fotvol. (2025)	0,418		80,1	195,0
Alpha (Baixa) (p = 0.0018, q = 0.2741)	92,38%	Geração Fotvol. (2025)	0,397		81,1	197,4
Alpha (Alta) (p = 0.0012, q = 0.4378)	122,41%	Geração Fotvol. (2025)	0,421		79,9	194,4
Δ (Projetado do Atual)			8,06%	1,57%	16,64%	16,56%
Alpha (Base) (p = 0.0014, q = 0.3716)	107,39%	Δ (GPh a partir do Projetado)	41,69%	8,12%	-7,08%	-7,01%
Alpha (Baixa) (p = 0.0018, q = 0.2741)	92,38%	Δ (GPh a partir do Projetado)	34,58%	6,73%	-5,92%	-5,87%
Alpha (Alta) (p = 0.0012, q = 0.4378)	122,41%	Δ (GPh a partir do Projetado)	42,71%	8,32%	-7,31%	-7,30%

Os resultados obtidos na Figura 51 para os parâmetros de Bass p e q, poderiam ser comparados com outros valores relatados em estudos anteriores. Uma primeira comparação foi feita como trabalho de Konzen [92], que compilou os resultados de Denholm et al. [88]. O trabalho de Konzen [92], foi o primeiro estudo sobre a disseminação da inovação em geradores solares fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.

No momento do estudo, não haviam dados disponíveis para esse fim, desta feita o autor usou os resultados de Denholm et al. [88], que estavam entre 0,0015 e 0,002 para p e entre 0,3 e 0,4 para q, respectivamente. Nota-se pela Figura 51 que os resultados do presente estudo estão alinhados a uma taxa de inovação compatível com Denholm et al. [88] para o mercado brasileiro.

Outra comparação pode ser feita com o trabalho de Guidolin e Mortarino [87]. As autoras realizaram um extenso estudo sobre difusão em sistemas fotovoltaicos, analisando 11 países. Frente aos resultados do presente estudo, as comparações eram relevantes apenas para a estimativa do Japão com base no ajuste da variante do modelo Bass utilizado em ambos. Os demais países, foram analisados pelo modelo Bass generalizado, cujos resultados não são diretamente comparáveis aos apresentados nesse estudo. O Japão apresentou valores de $p = 0,0001$ e $q = 0,42$, semelhantes aos resultados brasileiros no cenário de ALTA penetração da geração distribuída. Cabe reforçar que na seção em que se tratou a experiência internacional no presente estudo, identificou-se que a expansão dos geradores solares foi muito rápida no Japão, superando inclusive a fonte eólica. Esta situação reforça qualitativamente o escopo da análise coincidente com o cenário de ALTA penetração da tecnologia.

Pela Tabela 17, é possível verificar os impactos da expansão da geração distribuída para o horizonte de 2025, frente aos valores realizados no ano de 2020. Nota-se que para o cenário BASE de penetração da geração distribuída, haveria um aumento de 8,12% nas tarifas residenciais, uma redução de 7,08% na arrecadação de tributos e uma redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 7,01%. Já no cenário de BAIXA penetração de geração distribuída, haveria um aumento de 6,73 % nas tarifas de distribuição, redução de 5,92% na arrecadação de tributos e redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 5,87%. Por fim o cenário de ALTA penetração de geração distribuída, experimentaria um aumento de 8,32 % nas tarifas de distribuição, redução de 7,31 % na arrecadação de tributos e redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 7,30%.

Estimativas de mercado da CEMIG – *onde o processo de expansão da geração distribuída é mais intenso* – para sua área de concessão, indicam que o impacto até 2029, na elevação das faturas da empresa é de 26,6% para todas as classes de consumo [103]. Na CEMIG a participação do mercado B1 (residencial) na receita total é de

aproximadamente 40 %, indicando um impacto aproximado de 10,64 % no mercado residencial da empresa em 2029, tal valor está em linha com as estimativas anteriores. Na trajetória normal de elevação de mercado – *sem expansão da geração distribuída* – haveria um aumento de 1,57 % nas tarifas residenciais, aumento de 16,64 % na arrecadação de tributos e um aumento na receita operacional líquida das distribuidoras de 16,56 %.

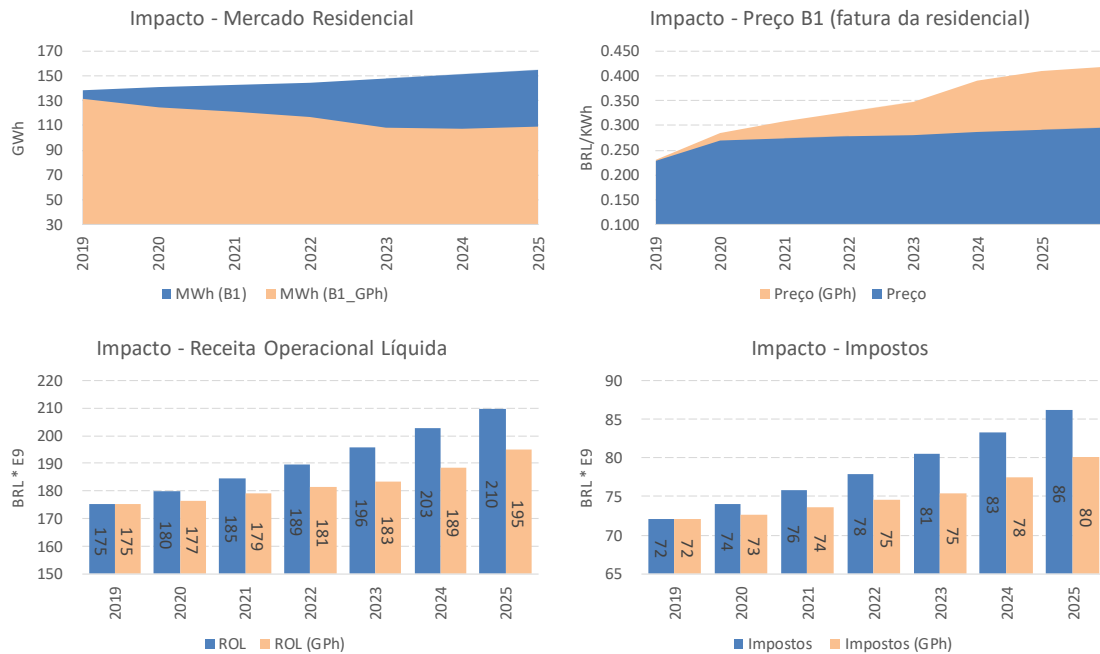


Figura 52 - Impacto da política tarifária atual com $p = 0,0014$ e $q = 0,3716$, cenário de BASE

Na Figura 52, observam-se que as estimativas do cenário BASE, a partir de 2025 quase a totalidade mercado potencial adota a geração distribuída (94% do mercado potencial em relação ao cenário de ALTA expansão). Nesse mesmo horizonte a perda de receita operacional líquida das distribuidoras chega a 14,70 bilhões de reais por ano e o governo deixa de arrecadar 6,04 bilhões em impostos com a redução no mercado faturado.

Na Figura 53 observam-se as estimativas do cenário de BAIXA penetração, a partir de 2025, a maior parte do mercado potencial adota a geração distribuída (aproximadamente 81% do mercado em comparação com o cenário de ALTA expansão). Nesse mesmo horizonte a perda de receita operacional líquida das distribuidoras chega a 1,28 bilhões de reais e o governo deixa de arrecadar 5,04 bilhões em impostos.

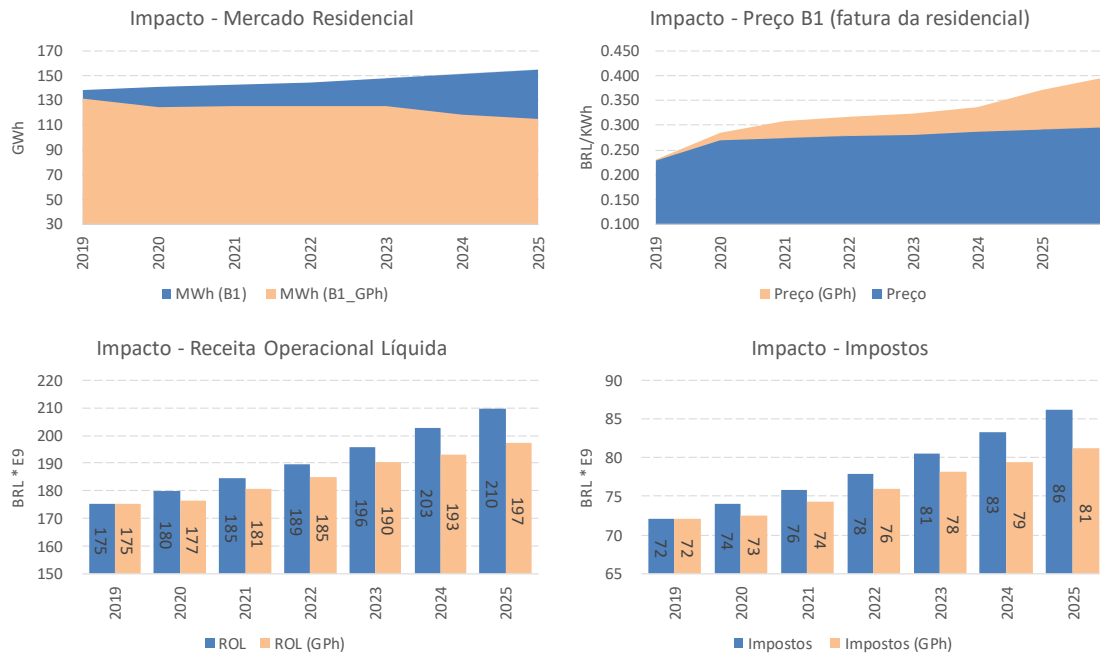


Figura 53 - Impacto da política tarifária atual com $p = 0,0018$ eq $= 0,2741$, cenário de BAIXA penetração

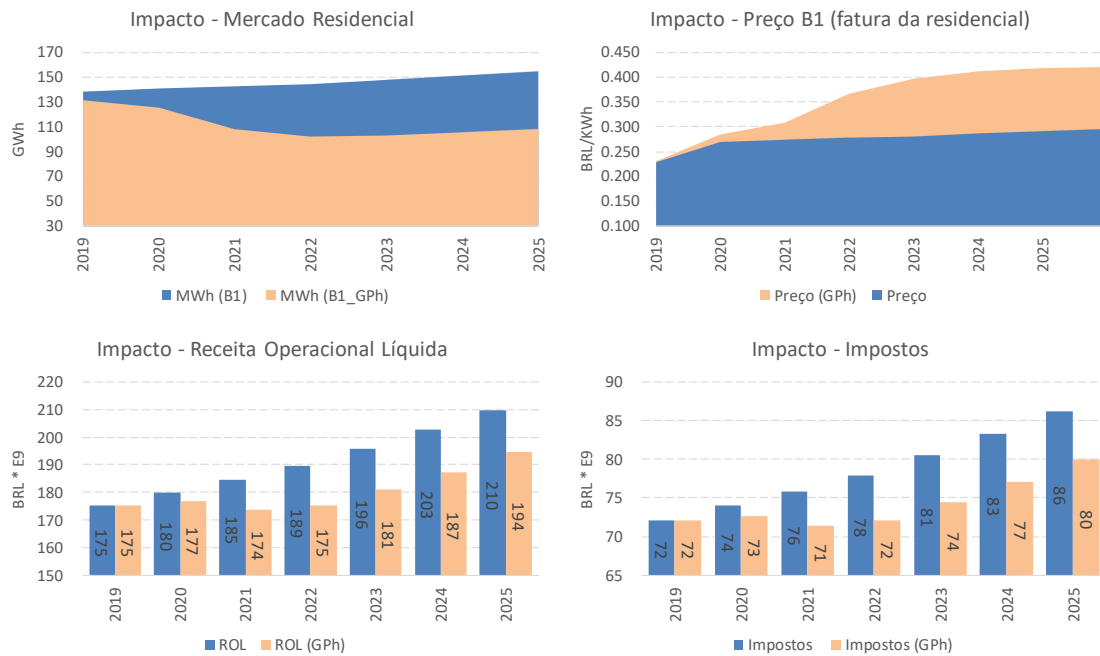


Figura 54 - Impacto da política tarifária atual com $p = 0,0012$ eq $= 0,4378$, cenário de ALTA penetração

Na Figura 54 observam-se as estimativas do cenário de ALTA penetração, a partir de 2023, todo mercado potencial adota a geração distribuída. Nesse mesmo horizonte a perda de receita operacional líquida das distribuidoras chega a 15,26 bilhões de reais em 2025 e o governo deixa de arrecadar 6,27 bilhões em impostos no mesmo ano.

6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com base nos resultados da Tabela 17, bem como nas Figuras 47-50 e 52-54 obtém-se quatro principais conclusões para o presente estudo:

- (i) Os cenários de ALTA penetração e de BASE diferiram em seus impactos projetados para 2025, mostrando uma redução na receita tributária de aproximadamente 7,31% (ALTA) e 7,01% (BASE), além de uma redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 7,30% (ALTA) e 7,01% (BASE), (ver comparação na Figura 17 do Δ GPh, a partir do Projetado). A diferença entre esses dois cenários, está no período em que os impactos da perda de receita dos distribuidores são sentidos. O cenário BASE, observou impactos pronunciados nas tarifas a partir de 2025, e o cenário de ALTA penetração a partir de 2023. Assim, de acordo com as projeções de cenários, é possível afirmar que, em 2023, os impactos tarifários da expansão da geração distribuída fotovoltaica, já pressionam os subsídios cruzados entre migrantes e não migrantes, representando parcela relevante na elevação das tarifas. Observa-se, também que, se a velocidade de adoção da tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede diminuir, ou seja, o cenário de BAIXA penetração, os impactos começarão a ser sentidos com mais força em 2029, ou seja, o período entre 2023 e 2029, é crítico para correção dos incentivos a penetração de geradores fotovoltaicos conectados à rede no Brasil com capacidade instalada mostrada na Tabela 18.

Tabela 8 – Rateio da capacidade instalada de geração distribuída solar no Brasil

Classe	MW (2020)	%
Rural	644.0	13.7%
Residencial	1775.8	37.7%
Comercial	1806.4	38.3%
Industrial	429.8	9.1%
Poder Público	55.7	1.2%
Serviço Público	3.3	0.1%
Iluminação Pública	0.8	0.0%
Total	4715.8	100%

- (ii) Os resultados mostram que, os custos dos projetos fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, já são competitivos no Brasil. Assim, nota-se que já existe um

processo irreversível na inelasticidade de adoção da tecnologia, por parte dos consumidores face a qualquer alteração na política tarifária brasileira, confirmado pela comparação entre as Figuras 48 e 47.

- (iii) Observa-se que o processo de adoção dos geradores fotovoltaicos no Brasil exclui uma grande parte do mercado consumidor. A mitigação de subsídios cruzados deve ser considerada para garantir tarifas mais justas para consumidores de baixa renda. Da mesma forma, a disponibilidade de crédito parece constituir um entrave significativo na democratização do uso dos sistemas fotovoltaicos.
- (iv) Os impactos projetados nas tarifas residenciais, entre os consumidores brasileiros não optantes pela geração distribuída, podem levar a um aumento na tarifa residencial, Δ (da geração fotovoltaica projetada), entre 6,73 % a 8,32 %, com base em todos os cenários projetados para o ano de 2025, pelo aumento da TUSD fio B. No cenário BASE (de referência) observa um impacto de 8,12 %, para uma média das distribuidoras do país.

Com base nos resultados obtidos neste estudo, pode-se concluir que os próximos anos serão fundamentais na transição energética do mercado brasileiro, principalmente no período entre 2023 e 2029. Com sérias consequências sobre o equilíbrio da receita do setor elétrico. A expansão de fontes de energia intermitentes, como a solar fotovoltaica, entre os consumidores residenciais terá fortes impactos na atividade de distribuição. Para 2025, espera-se que a regulamentação tarifária atual tenha impactos de aproximadamente 34,5 % a 42,71 % na elevação da componente de tarifas de distribuição de consumidores não migrantes (TUSD fio B), entre consumidores optantes pelas tarifas convencionais.

Da mesma forma, a segurança do abastecimento do mercado brasileiro deve ser garantida por políticas que distribuam os custos de uma maneira adequada entre os consumidores. Os consumidores de baixa renda, ou com dificuldades financeiras, são particularmente vulneráveis a tarifas mais altas. As políticas tarifárias que podem garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, ainda não são aplicadas de maneira desejável, nesse sentido a experiência internacional demonstrou que, a adoção de tarifas “feed-in”, na maioria dos países pesquisados, seria um instrumento de política energética mais eficiente, por causa da facilidade em alterar o regime regulatório do mecanismo de subsídios. Por consequência, as regulamentações vigentes na REN 482 já não são capazes de afetar significativamente a evolução da tecnologia solar fotovoltaica, visto que os

projetos investigados neste estudo considerando diferentes escalas continuam atrativos mesmo no caso de não se considerar a compensação de todos os itens tarifários, ou seja, excluída apenas a parcela de energia da tarifa dos sistemas conectados à rede no Brasil, recorçando a necessidade da eliminação desse subsídio.

Considera-se, com base nos parâmetros aplicados neste estudo, que o subsídio tarifário para geração fotovoltaica conectada à rede, não é mais necessário no Brasil. Portanto, o país deve desenvolver estruturas de tarifas diferentes das atualmente aplicadas para garantir o equilíbrio financeiro e econômico do sistema elétrico, assim como já é adotado em outros países com ciclo de expansão da microgeração distribuída mais avançado. Em todos os levantamentos da experiência internacional, observou-se que uma redução de subsídios, foi amplamente adotada pelos governos e reguladores, com a finalidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico.

6.1. REDUÇÃO DE CUSTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os custos dos sistemas de geração solar, nos anos que precederam o início dos incentivos regulatórios, entre consumidores residenciais eram muito elevados, tanto no Brasil como no exterior. Uma das explicações que confirma os resultados estimados nesse estudo é queda dos custos dos equipamentos utilizados na mini e microgeração fotovoltaica.

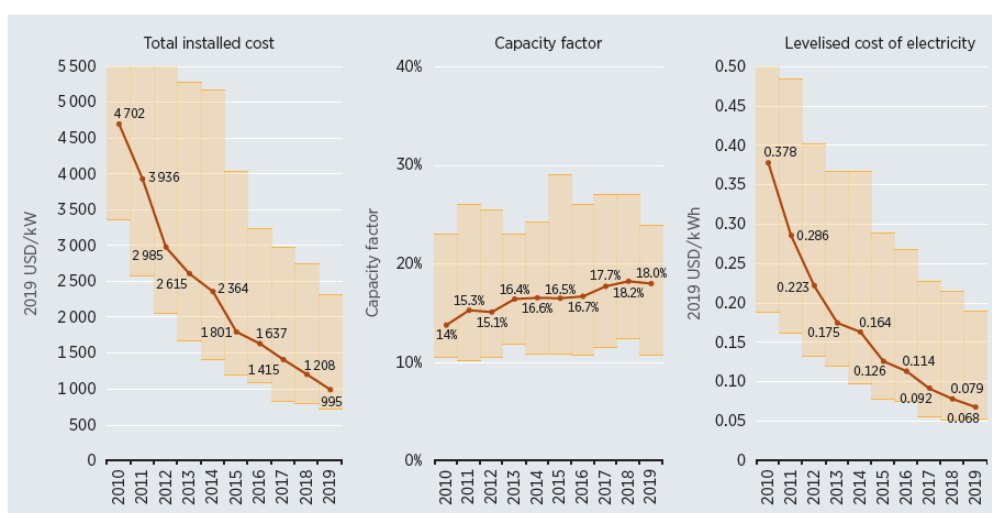


Figura 55 - Redução de custos dos sistemas de geração solar e aumento do fator de capacidade, fonte IRENA [78]

A Figura 55 mostra que a fonte solar-fotovoltaica até poucos anos atrás, tinha custo nivelado elevado – em particular no ano de 2012 em que a REN 482 [1] foi sancionada

– entretanto, os custos dos equipamentos para geração solar tiveram forte queda nos últimos anos. Pelos dados de 2019 da IRENA [78], os custos nivelados médios caíram 82% entre 2010 e 2019 de 0.378 USD/kWh para 0.068 USD/kWh, com 13% de redução apenas em 2019.

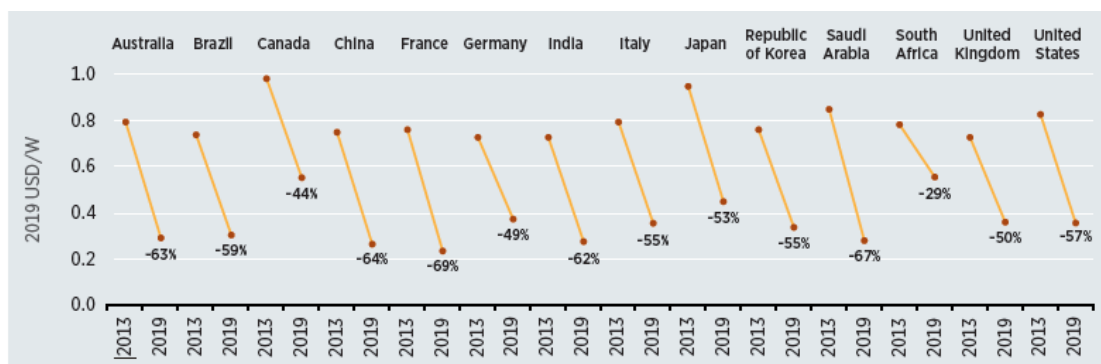


Figura 56 - Redução de custos dos módulos solares por mercado entre 2013 e 2019, fonte IRENA [78]

A Figura 56, mostra os preços médios dos módulos fotovoltaicos por país entre 2013 e 2019. Observando-se apenas para o caso brasileiro, a redução chega a 59% entre 2013 e 2019. Nos últimos sete anos, os custos dos módulos solares, que compõem a maior parcela dos custos de geração solar, caíram expressivamente, indicando que a tecnologia se tornou mais competitiva devido aos ganhos de escala na produção e comercialização dos equipamentos. A consequência de se incentivar um setor com custos declinantes, é da transferência de renda de setores não incentivados para um setor que talvez não necessite de incentivos. As taxas elevadas de expansão estimadas na seção 5.3 são reflexo tanto da redução de custos quanto do excesso de incentivos.

6.2. COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS POR CONCESSIONÁRIA

A Tabela 19, apresenta o comparativo de taxas de crescimento – modelo de Bass – da geração solar por empresa, apresenta também, de forma desagregada as taxas “p” e “q” de crescimento por concessionária de distribuição, no Brasil. Observa-se que quanto maior a velocidade de crescimento da geração solar, em uma determinada área, mais rapidamente os consumidores da região perceberão os impactos tarifários pela expansão da geração distribuída. Os parâmetros p e q apontados na Tabela 19, são os parâmetros de Bass, p é o coeficiente de inovação e q o coeficiente de imitação. Como já previamente

explicado p é elevado no começo do processo de adoção de uma nova tecnologia, depois de certo tempo q passa a dominar o processo, haja vista que a maioria dos adotantes da nova tecnologia não o faz mais por inovação, mas sim por imitação do comportamento dos demais consumidores de energia.

Na Tabela 19 as distribuidoras estão ranqueadas, com base no seu coeficiente de imitação no cenário base. Aquelas com coeficiente de imitação “q”, mais elevado, tem a expectativa de observar um processo mais rápido de adoção pela tecnologia.

Tabela 9 – Desagregação dos parâmetros de Bass para as diferentes concessionárias de distribuição no Brasil para o ano de 2020, elaboração própria

Empresa	GD - BASE		GD - BAIXA		GD - ALTA	
	p	q	p	q	p	q
ENF	0.0001	0.5288	0.0002	0.3900	0.0001	0.6230
ERO	0.0001	0.4933	0.0001	0.3639	0.0000	0.5812
CEMIG	0.0001	0.4850	0.0001	0.3578	0.0001	0.5714
EAC	0.0001	0.4627	0.0001	0.3413	0.0000	0.5451
FORCEL	0.0002	0.4336	0.0002	0.3198	0.0002	0.5108
CHESP	0.0002	0.4288	0.0002	0.3163	0.0002	0.5052
ELETROCAR	0.0002	0.4207	0.0002	0.3103	0.0002	0.4956
RORAIMA	0.0000	0.4182	0.0001	0.3085	0.0000	0.4927
DME-PC	0.0002	0.4144	0.0002	0.3056	0.0002	0.4882
JOÃO CESA	0.0002	0.4130	0.0002	0.3047	0.0002	0.4866
COOPERALIANÇA	0.0002	0.4079	0.0002	0.3009	0.0002	0.4806
CEB	0.0001	0.4033	0.0001	0.2974	0.0001	0.4751
CEA	0.0000	0.3999	0.0001	0.2950	0.0000	0.4712
URUSSANGA	0.0002	0.3985	0.0002	0.2939	0.0002	0.4695
CELPA	0.0001	0.3982	0.0001	0.2938	0.0000	0.4692
ETO	0.0001	0.3980	0.0001	0.2935	0.0000	0.4688
UHENPAL	0.0002	0.3969	0.0002	0.2928	0.0002	0.4676
MUXENERGIA	0.0002	0.3967	0.0002	0.2926	0.0002	0.4673
AMAZONAS	0.0000	0.3965	0.0001	0.2925	0.0000	0.4671
COCEL	0.0002	0.3814	0.0002	0.2813	0.0002	0.4494
EMT	0.0002	0.3813	0.0003	0.2813	0.0002	0.4493
EPB	0.0002	0.3675	0.0003	0.2711	0.0002	0.4330
COELBA	0.0002	0.3606	0.0002	0.2660	0.0001	0.4249
ESS	0.0002	0.3557	0.0002	0.2624	0.0001	0.4191
EMS	0.0002	0.3527	0.0002	0.2602	0.0001	0.4156
EQUATORIAL PI	0.0002	0.3502	0.0002	0.2584	0.0001	0.4126
CPFL - Paulista	0.0001	0.3488	0.0002	0.2573	0.0001	0.4110
ENEL CE	0.0002	0.3487	0.0002	0.2572	0.0001	0.4108
CELPE	0.0002	0.3486	0.0002	0.2571	0.0001	0.4107
COSERN	0.0002	0.3479	0.0002	0.2566	0.0001	0.4099
RGE SUL	0.0001	0.3465	0.0002	0.2555	0.0001	0.4082
ENEL SP	0.0001	0.3435	0.0002	0.2533	0.0001	0.4046
ENEL RJ	0.0001	0.3430	0.0002	0.2530	0.0001	0.4041
CEEE	0.0001	0.3404	0.0002	0.2511	0.0001	0.4011
ELEKTRO	0.0001	0.3401	0.0002	0.2509	0.0001	0.4007
EQUATORIAL AL	0.0002	0.3399	0.0002	0.2507	0.0001	0.4005
ESE	0.0001	0.3395	0.0002	0.2504	0.0001	0.4000
EDP ES	0.0001	0.3389	0.0002	0.2500	0.0001	0.3993
ENEL GO	0.0001	0.3375	0.0001	0.2490	0.0001	0.3976
LIGHT	0.0001	0.3358	0.0002	0.2477	0.0001	0.3956
EBO	0.0002	0.3349	0.0003	0.2470	0.0002	0.3946
EDP SP	0.0001	0.3347	0.0002	0.2469	0.0001	0.3943

Empresa	GD - BASE		GD - BAIXA		GD - ALTA	
	p	q	p	q	p	q
CPFL STA CRUZ	0.0001	0.3334	0.0002	0.2459	0.0001	0.3928
HIDROPAN	0.0001	0.3333	0.0002	0.2458	0.0001	0.3927
SULGIPE	0.0002	0.3328	0.0003	0.2455	0.0002	0.3921
CPFL - Piratininga	0.0001	0.3313	0.0002	0.2444	0.0001	0.3903
CELESC	0.0001	0.3286	0.0002	0.2424	0.0001	0.3871
COPEL	0.0001	0.3241	0.0002	0.2391	0.0001	0.3819
DEMEI	0.0001	0.3222	0.0002	0.2377	0.0001	0.3796
EMG	0.0002	0.3118	0.0003	0.2300	0.0002	0.3674
CEMAR	0.0001	0.3077	0.0002	0.2269	0.0001	0.3625
ELFSM	0.0001	0.2855	0.0002	0.2106	0.0001	0.3364

Uma análise adicional apresentada na Figura 60, indica que, não parece existir correlação entre a tarifa praticada na área de concessão e taxa de expansão da geração distribuída, no Brasil. A Figura 58 demonstra essa condição para as tarifas do ano de 2020, e para variação das tarifas entre 2018 e 2020.

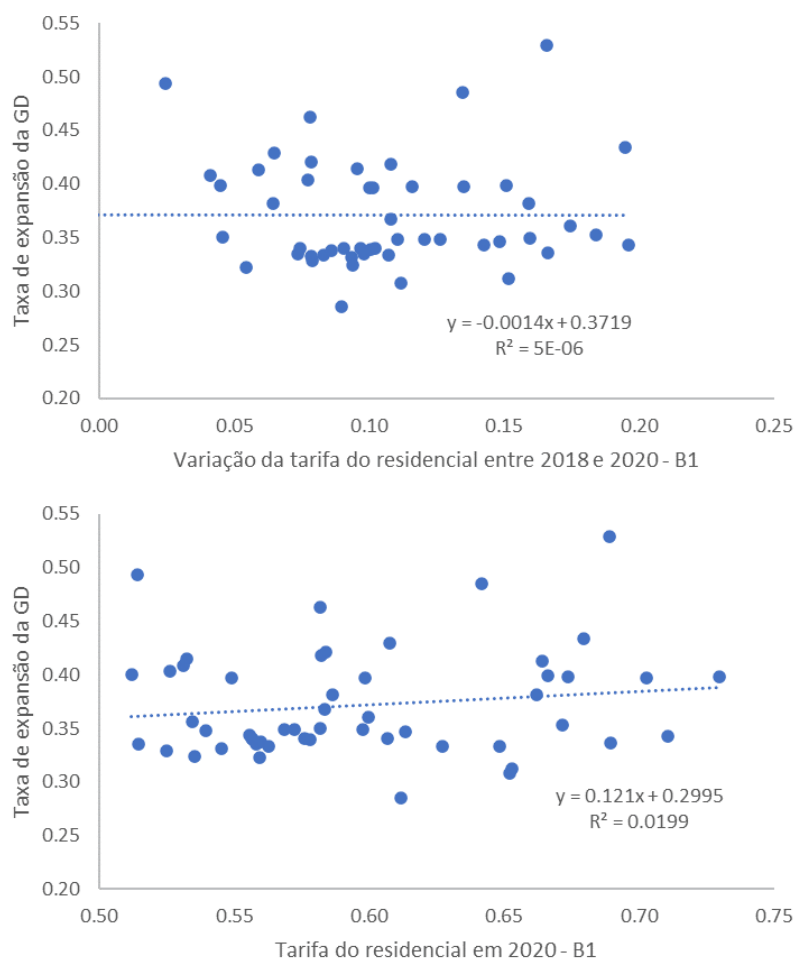


Figura 57 – Relação entre a tarifa residencial (em R\$/kWh) e velocidade e expansão da geração distribuída no Brasil no cenário BASE, elaboração própria

A expansão da geração solar distribuída no Brasil, não parece estar relacionada a variação regional no valor das tarifas. Abaixo na Figura 56, é apresentada a distribuição regional da potência instalada no Brasil por concessão de distribuição e, por classe de consumo:

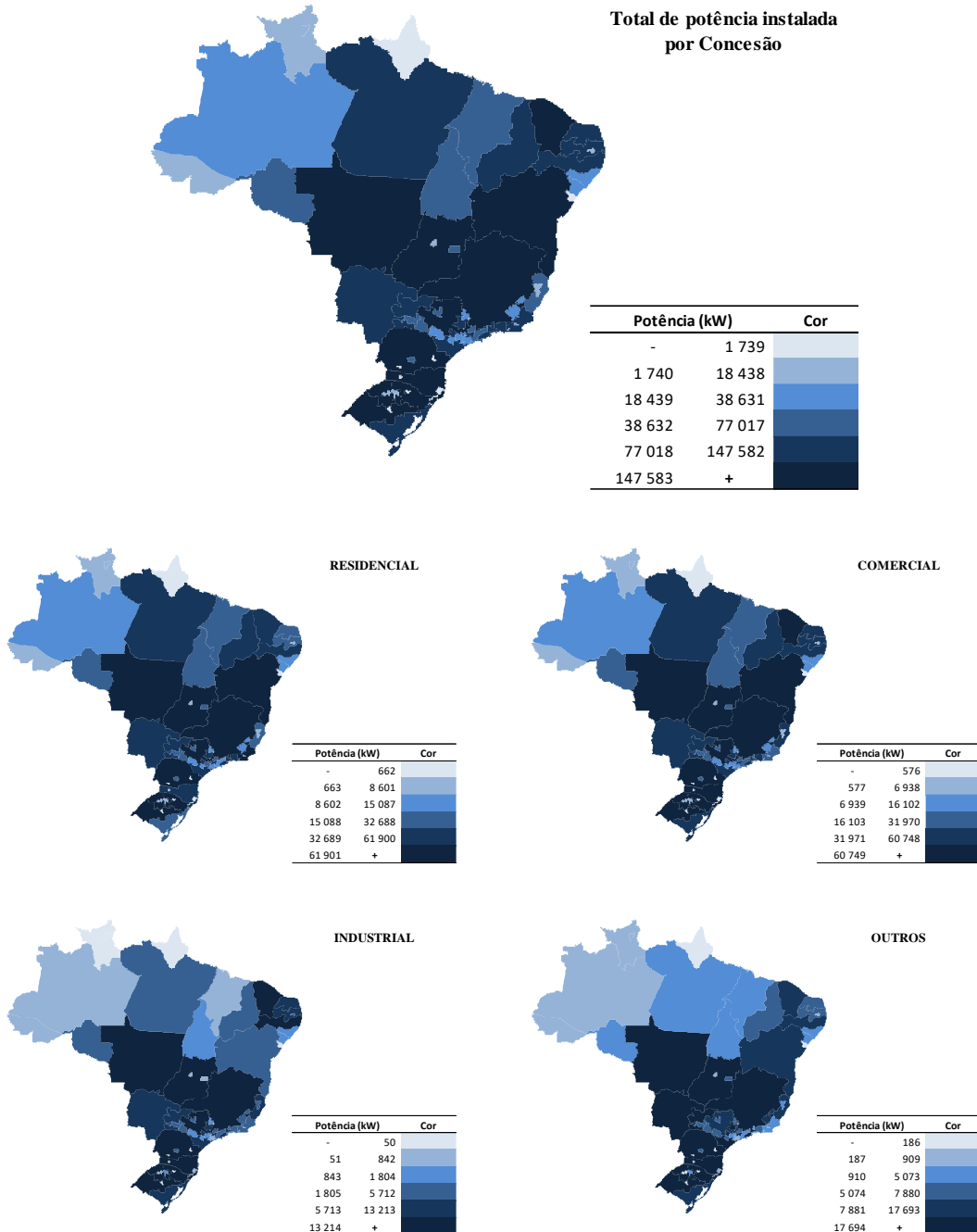


Figura 58 - Potência instalada por concessão no Brasil em 2020, elaboração própria

A Figura 58, mostra as regiões do Brasil onde a tecnologia de micro geração solar está mais disseminada. Os estados de Minas Gerais, Ceará, Mato Grosso, Bahia, Goiás, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro e São Paulo lideram esta

transição. A Figura 60 mostra a comparação entre tarifas e taxa de expansão da geração distribuída por concessão de distribuição no Brasil.

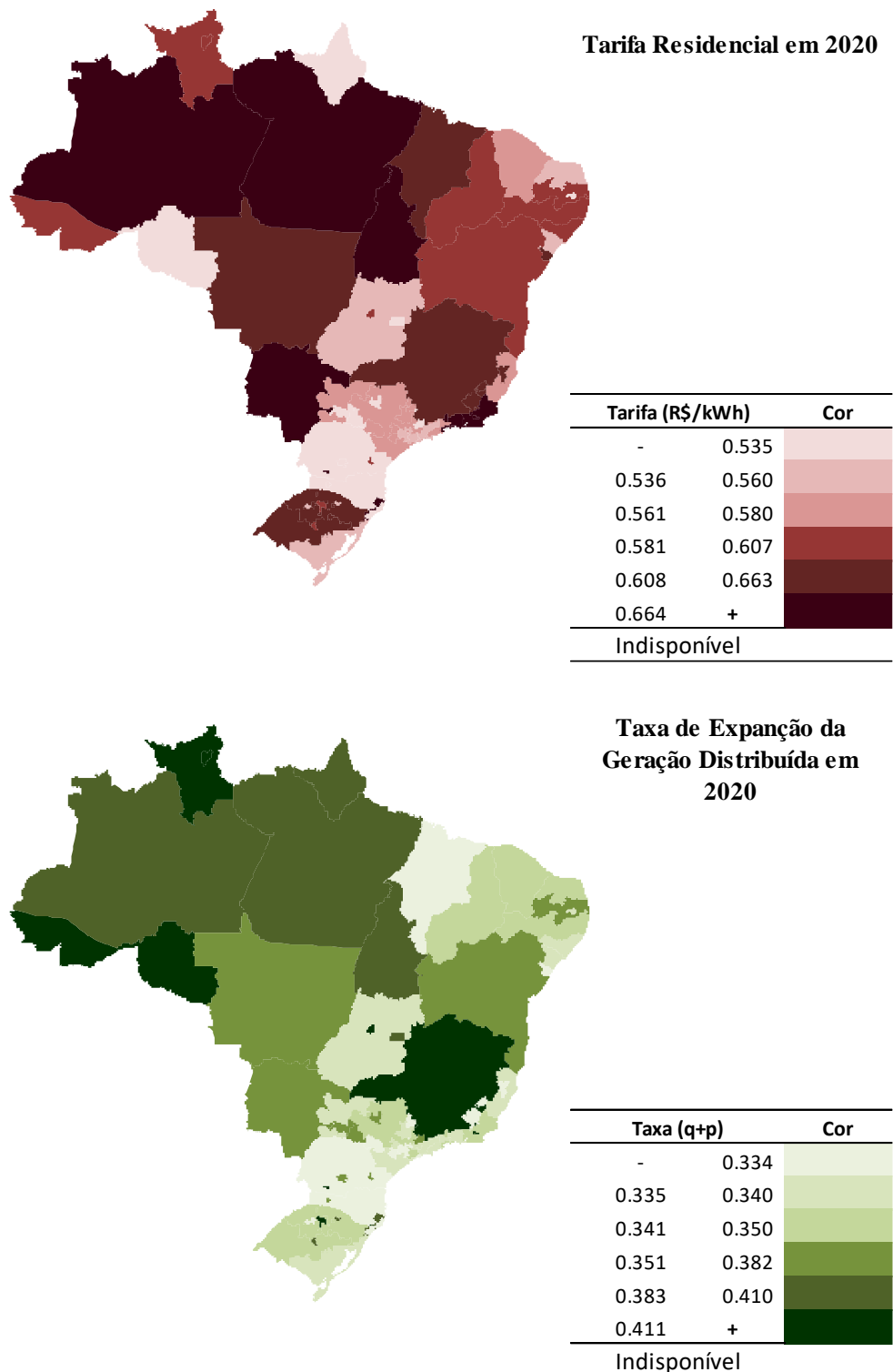


Figura 59 – Distribuição geográfica da taxa de expansão da geração distribuída fotovoltaica e tarifas residenciais no Brasil, elaboração própria

Na Figura 57, observa-se que expansão da geração distribuída no país, não é uniforme por concessionária de distribuição e depende pouco das tarifas praticadas.

6.3. RACIONALIDADE DO ATUAL MODELO DE TARIFAS BRASILEIRO

Os resultados apresentados levantam o questionamento adicional sobre a racionalidade do modelo de tarifas aplicado no Brasil desde os anos 80. Três pontos são relevantes nessa discussão: **(A)** a aplicação do cálculo da estrutura vertical; **(B)** a aplicação da modalidade tarifária volumétrica sobre os custos de rede, de acordo com a premissa de tempo de uso “*time of use*”, e; **(C)** novos custos de rede, derivados da transição tecnológica para sistemas de geração descentralizada.

No ponto **(A)**, observa-se que a expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição provoca um deslocamento da geração em direção aos níveis inferiores de tensão. Esta mudança de localização das fontes geradoras é incompatível com o sistema de tarifação vigente no Brasil, uma vez que, os consumidores de baixa tensão deixam de usar boa parcela do sistema elétrico a montante. Essa redução de dependência leva a necessidade de se repensar o mecanismo de cálculo da estrutura vertical. Dentro desse contexto, é possível que as tarifas dos consumidores conectados em níveis de tensão superior aumentem com a redução da demanda nos níveis inferiores, dada a injeção de carga na baixa tensão.

O ponto **(B)**, revela um problema importante provocado pela expansão da geração descentralizada. O abandono de modalidades tarifárias por tempo de uso, representa um problema relacionado à justiça tarifária. Como previamente discutido, na seção 3.3.6, as tarifas de rede são calculadas em R\$/kW, e depois transformadas em R\$/kWh para aplicação nas modalidades monômias de baixa tensão. Essa abordagem promove “justiça tarifária” no sentido de que consumidores que consomem mais energia pagam tarifas maiores. Ao alterar esse arranjo, baseando-se na nova realidade dos renováveis, é preciso atentar para o fato de consumidores mais vulneráveis também estariam em pior situação, caso modalidades binômias fossem adotadas no mercado de baixa tensão.

O ponto **(C)**, indica que podem surgir novos custos (ou sinergias) associados à expansão da geração distribuída. Como previamente discutido, existem trabalhos, como os de

Passey et Al. [73] e El Nozahy e Salama [74], que apontam na direção do aumento de custos de rede, no contexto da expansão das energias renováveis distribuídas. Os custos e benefícios desse novo modelo tecnológico do setor elétrico devem ser confrontados, bem como as externalidades devem ser corretamente precificadas com o objetivo de prover justiça tarifária.

Os pontos (A) (B) e (C) não são tratados de maneira adequada pelo modelo regulatório vigente no Brasil, sugerindo a necessidade de uma adaptação regulatória no país, a ser discutida na próxima seção. Será indicado também o montante subsídios previstos a serem pagos em cada opção de adaptação pelos consumidores não migrantes.

7. PROPOSTA DE ADAPTAÇÃO REGULATÓRIA

As conclusões deste estudo sugerem a necessidade de adaptação regulatória no setor elétrico do Brasil, a exemplo das decisões tomadas por outros países que já o fizeram. Seguramente a adaptação da geração distribuída não será uma mudança regulatória simples, do ponto de vista político, visto que os direitos adquiridos devem ser respeitados, e a justiça tarifária mantida. A seguir apontam-se três macro temas que podem demandar atenção por parte do governo brasileiro, os quais, caso endereçados, tendem a mitigar os impactos da expansão da geração distribuída no Brasil.

7.1. MUDANÇA NO CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA

Como previamente apontado, o nível tarifário é a soma de todas as despesas necessárias para a manutenção da remuneração do setor elétrico. A expansão da geração descentralizada, modifica o racional do atual modelo de divisão de custos por alguns motivos.

Em primeiro lugar, é preciso intervir, atribuindo valor diferenciado a tipos distintos de energia que são disponibilizados para o consumo, separando reserva de capacidade (lastro) da *comoditie* consumida. O motivo para essa adaptação está baseado na característica de intermitência das fontes renováveis. A reserva de capacidade precisa ser precificada com ágio em relação as outras fontes de baixa despachabilidade.

Um segundo ponto importante relativo à receita, está no estabelecimento de novos produtos de serviços para as operadoras de redes de distribuição, derivado da transição para um operador de sistema, e não somente operador de rede. Nesse contexto, novos produtos de serviços podem ser adicionados ao portfólio das distribuidoras, modificando seu papel histórico de operadora de rede no sentido de diluir os efeitos da transição energética. Novos serviços como: **i)** prover infraestrutura para carregamento de veículos elétricos; **ii)** MaaS “Mobility as a Service” (mobilidade como serviço); **iii)** BTM “Behind the Meter” (investimentos nas instalações de clientes, após os medidores, por exemplo, armazenamento, geração solar, carregadores); **iv)** Agregação de medição; **v)** Agregação de carga; **vi)** Mercado de capacidade; **vii)** operação de serviços de armazenamento de energia; **viii)** serviços ancilares; **ix)** “Smart Metering”; **x)** Gerenciamento de resposta à demanda; **xi)** Provedor de serviços para 5G; **xii)** comercializador regulado de energia, etc; deveriam constar de uma amplo debate público, quanto a requalificação da atividade fim das distribuidoras, como forma de reduzir a pressão pelo aumento das tarifas ao consumidor final.

Outro ponto importante, relacionado ao um novo modelo de monetização do setor elétrico, está na precificação dos custos de rede. Certamente o modelo de fluxo bidirecional de energia, exigirá a adoção de tecnologias de “*smart-grid*” (redes inteligentes). A intervenção regulatória, deve também, se pautar na correta precificação desses novos custos atribuindo de maneira justa os custos de acordo com a exigência de cada tipo de consumidor, ou prosumidor.

Por fim, considera-se fundamental uma estratégia de desoneração dos encargos e subsídios cruzados a outras classes de consumidores. As tarifas incentivadas devem ser eliminadas ou substituídas. O Brasil precisa avançar na redução de subsídios, como forma de diluir os impactos da transição energética.

7.2. ADAPTAÇÃO NO CÁLCULO DAS TARIFAS

O mecanismo de cálculo da estrutura tarifária necessitará de revisão. Novos modelos de rateio tarifário precisarão ser aplicados. A tarifação volumétrica deve ser reestudada, bem como a adoção de modalidades binômias com tarifas diferenciadas por montante de consumo.

A princípio uma solução mais adequada estaria vinculada a adoção das tarifas binômias considerando um “menu de tarifas” diferenciado por tipo de cliente “se autoprodutor de energia ou não”, associado a uma diferenciação tarifária por nível de consumo (mantendo a sinalização “time-of-use”). Desta maneira, consumidores com consumo maior de energia continuariam a pagar tarifas mais caras, independentemente da demanda contratada (tamanho do disjuntor).

O “*peak-load pricing*” continuaria a ser uma alternativa, porém com profundas modificações nas modalidades tarifárias monômias (indicando seu abandono) e adoção de estratégias tarifárias com sinal locacional para consumidores de baixa tensão.

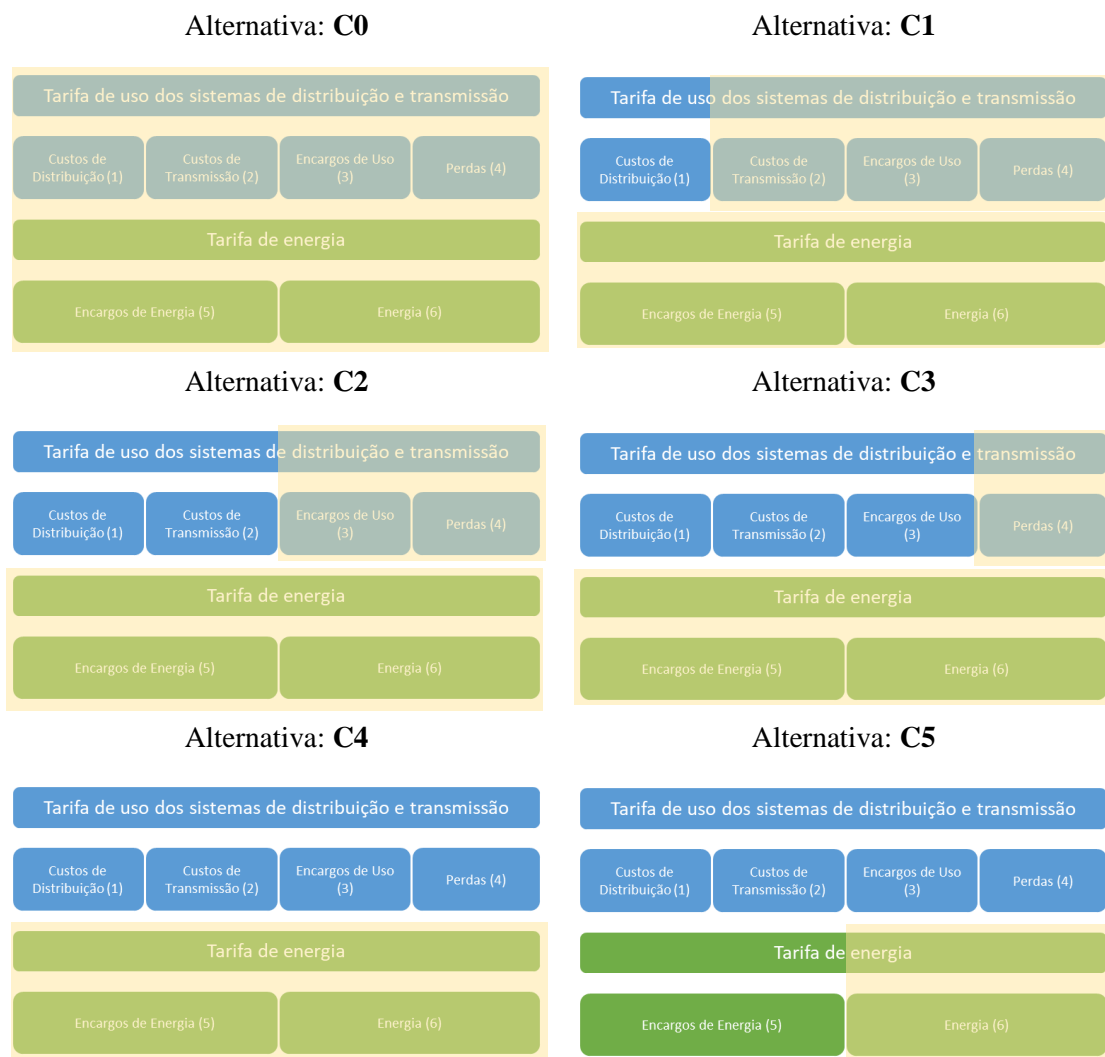


Figura 60 – Alternativas para redução do subsídio a geração distribuída no Brasil, fonte ANEEL [102] adaptado

Um possível modelo de transição teve seu racional proposto pela ANEEL [102]. Trata-se do estabelecimento de gatilhos com a aplicação de determinados itens tarifários sobre o

consumo não simultâneo da mini e microgeração de acordo com o avanço da geração distribuída, sua dinâmica pode ser observada na Figura 60 (este modelo é equivalente aos cenários da Tabela 10 e coerente com os resultados das Figuras 49 e 50).

A Figura 61 demonstra a proposta da ANEEL [102]. À medida que a expansão da geração distribuída for se consolidando, a tarifa paga pelos microgeradores distribuídos iria aumentando de forma a cobrir outros itens de custo a serem cobrados dos prosumidores, contemplando diferentes parcelas de custo, a serem faturados sobre o consumo não simultâneo (aquele que é compensado). Tal proposta tem vantagem de contemplar primeiro as despesas de distribuição, preservando seu equilíbrio econômico-financeiro.

Tabela 10 – Subsídios agregados para o Brasil nos cenários de adoção de GD. Elaboração própria

Subsídio descontado custos da aquisição de energia Cenário Base (R\$ - Bilhões)					
Cenário	2021	2022	2023	2024	2025
C0	0,79	1,78	3,22	4,82	6,50
C1	0,38	0,86	1,54	2,31	3,12
C2	0,30	0,69	1,25	1,87	2,52
C3	0,15	0,35	0,63	0,94	1,27
C4	0,04	0,09	0,17	0,25	0,33
C5	-	-	-	-	-

Subsídio descontado custos da aquisição de energia Cenário Baixa (R\$ - Bilhões)					
Cenário	2021	2022	2023	2024	2025
C0	0,64	1,34	2,15	3,34	4,80
C1	0,31	0,64	1,03	1,60	2,30
C2	0,25	0,52	0,83	1,29	1,86
C3	0,12	0,26	0,42	0,65	0,93
C4	0,03	0,07	0,11	0,17	0,25
C5	-	-	-	-	-

Subsídio descontado custos da aquisição de energia Cenário Alta (R\$ - Bilhões)					
Cenário	2021	2022	2023	2024	2025
C0	1,26	2,79	4,43	6,12	7,82
C1	0,60	1,34	2,13	2,94	3,75
C2	0,49	1,08	1,72	2,37	3,03
C3	0,24	0,54	0,86	1,19	1,52
C4	0,06	0,14	0,23	0,31	0,40
C5	-	-	-	-	-

Destaca-se a relevância de se propor uma regra de transição preservando direitos adquiridos pela política de estado aplicada no passado, entretanto, simulando os efeitos

dos subsídios a serem pagos pelos consumidores na aplicação das propostas da Figura 60 (ver também Tabela 10), observa-se a distribuição de subsídios apresentada na Tabela 20. Caso uma adaptação seja adotada no setor elétrico brasileiro segundo a proposta da ANEEL [102] seriam observados os seguintes cenários corrigidos de tarifas projetadas segundo a metodologia aplicada nesse estudo apresentada nos capítulos 3 e 4:

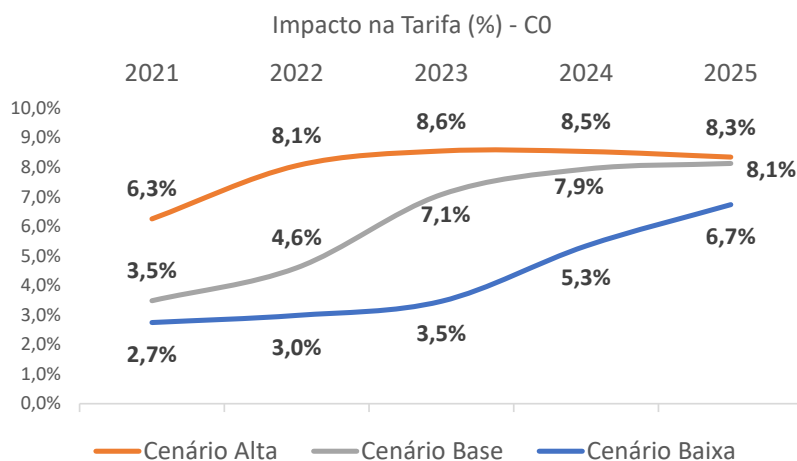


Figura 61 – Cenários de tarifas não considerando uma adaptação no setor elétrico Brasileiro (C0).
Elaboração Própria

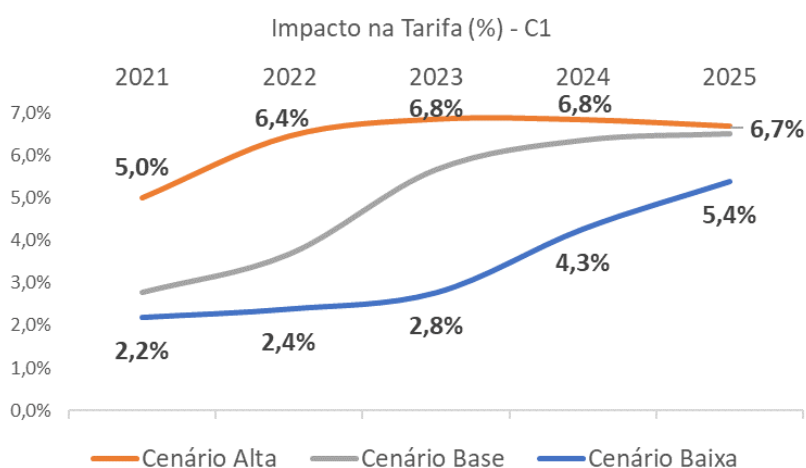


Figura 62 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição sobre o consumo não simultâneo dos consumidores (C1). Elaboração Própria

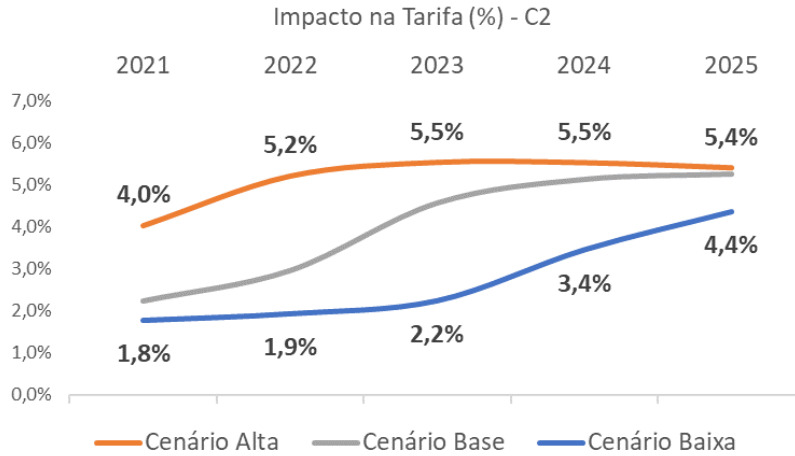


Figura 63 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição e transporte sobre o consumo não simultâneo dos prosumidores (C2). Elaboração Própria

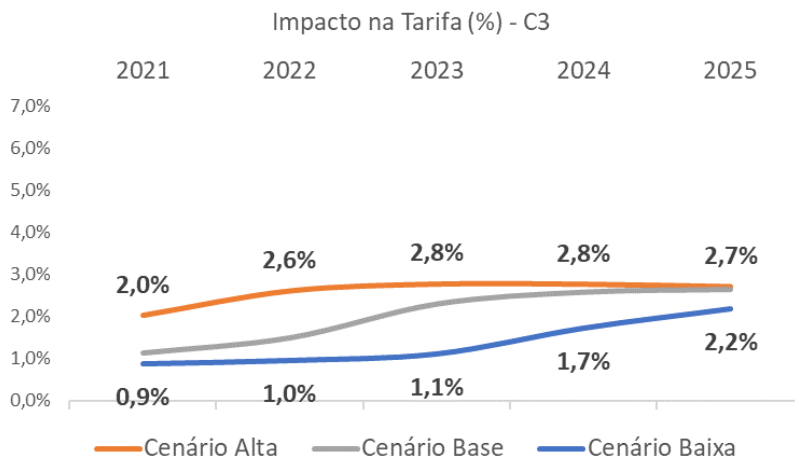


Figura 64 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição, transporte e encargos de uso sobre o consumo não simultâneo dos prosumidores (C3). Elaboração Própria

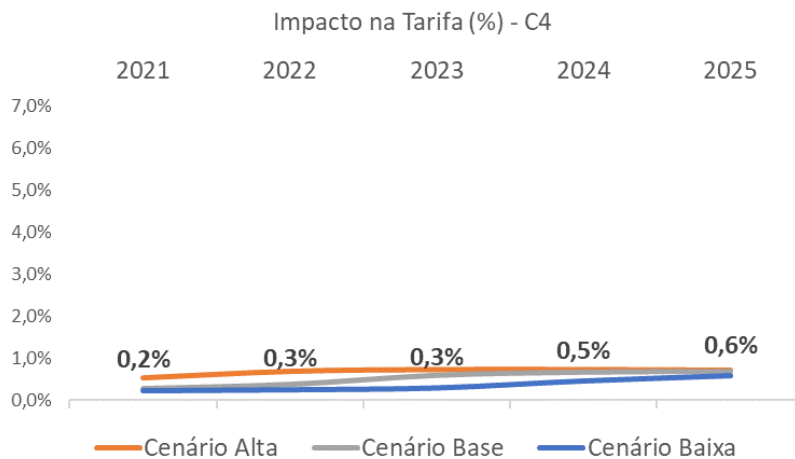


Figura 65 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição, transporte, encargos de uso e perdas sobre o consumo não simultâneo dos prosumidores (C4). Elaboração Própria

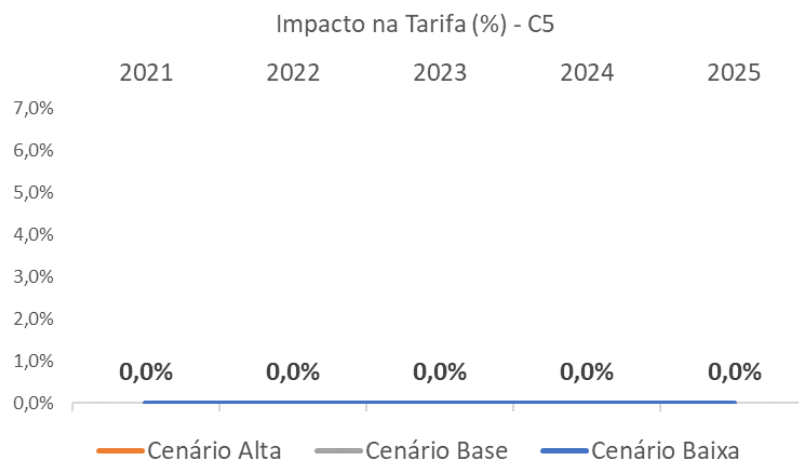


Figura 66 – Cenários de tarifas considerando o pagamento da parcela de custos de distribuição, transporte, encargos de uso, perdas e encargos de energia sobre o consumo não simultâneo dos prossumidores (C5). Elaboração Própria

As Figuras de 61 a 65 mostram o cenário de tarifas com cada uma das opções de aplicação das tarifas sobre o consumo não simultâneo propostas. No cenário C5, são compensados todos os itens da tarifa com exceção dos custos de energia, o impacto tarifário é nulo. Por esta proposta todos os custos sistêmicos são recuperados, zerando o subsídio cruzado.

7.3. AJUSTES NO MODELO CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

A expansão da energia renovável poderá exigir um amplo processo de desconstrução por parte das distribuidoras, associado a expansão do mercado livre o chamado “*decoupling*” (desacoplamento) tarifário, com a definitiva separação entre os custos de energia e rede.

O esgotamento do modelo de contratação de energia, já é objeto de discussão em curso dentro da consulta pública 33/2017 promovida pelo ministério de Minas e Energia para viabilizar a abertura plena do mercado livre no Brasil. Esse debate indicará várias saídas a serem consideradas.

Esta modernização demandará a escolha de um novo modelo setorial que assegure a expansão da oferta de energia no longo prazo, demandando a reestruturação de vários temas no setor elétrico brasileiro, dentre os quais:

- O mecanismo de formação de preços;
- Critérios de suprimento;
- O novo modelo de sustentabilidade da atividade de distribuição;
- O novo modelo de sustentabilidade da atividade da transmissão;
- Novo sistemática de contratação de energia;
- Tratamento das novas tecnologias (no caso a geração distribuída);
- Separação entre lastro e energia;
- Modificação do MRE;
- Abertura de mercado;
- Novo modelo de alocação de riscos;
- Nova sistemática de leilões de comercialização;
- Racionalização de encargos e subsídios.

Os pontos acima já estão em discussão com sociedade e construirão o novo marco legal do setor elétrico. O PL 232/2016, enviado pelo senado federal no início de 2021 à câmara dos deputados é o primeiro passo para implementação de tais ajustes.

8. CONCLUSÕES

Retornando aos resultados da tese que foi investigada ao longo desse estudo: “A transição energética levará a uma elevação das tarifas dos consumidores residenciais não optantes pela instalação de geração solar distribuída, a partir de um determinado horizonte de tempo. Esse fato implicará à necessidade de uma mudança na política regulatória do setor elétrico Brasileiro.” Tal hipótese pelos resultados do estudo é verdadeira.

Pelos resultados apresentados, pode-se concluir que a transição energética no Brasil está sendo rápida, entre os consumidores de alto consumo, e que essa mudança implicará em elevação das tarifas residenciais, para valores entre 6,73% a 8,32% mais caros, no ano de 2025. É esperada também, uma transição significativa no cenário das tarifas de distribuição, na faixa de tempo entre 2023 e 2029, conforme a velocidade de adoção da tecnologia solar fotovoltaica distribuída avançar no Brasil. Para suportar essa primeira conclusão foram feitas duas análises complementares, relatadas a seguir.

A primeira análise complementar, avaliou-se por um modelo de fluxo de caixa descontado, as possibilidades de mudança no processo de faturamento líquido das unidades optantes pela microgeração distribuída. Esta etapa identificou dois horizontes de tempo – um contemplando dados até 2019 e outro contemplando as informações atualizadas até 2020.

Para o primeiro horizonte de tempo até 2019, os resultados foram publicados em [95], demonstrando que, naquele momento a evolução dos microssistemas de geração distribuída no Brasil já ofereceria certa competitividade frente a tarifa regulada convencional.

Os cenários cumulativos de flexibilização da estratégia de faturamento líquido, que consideravam a cobrança dos custos de distribuição (C1), distribuição + transmissão (C2) e distribuição + transmissão + encargos de rede (C3), já ofereciam vantagem em relação a tarifa convencional; porém os cenários que consideravam os custos de: distribuição + transmissão + encargos de rede + perdas (C4), e o cenário com custos de distribuição + transmissão + encargos de rede + perdas + encargos de energia (C5), ainda eram piores do que o cenário convencional, justificando a adoção da estratégia de subsídios nesse dois cenários. Esta conclusão reforça o atendimento do *quarto objetivo específico* do presente estudo, o qual trata da competitividade das tarifas, versus o custo de instalação dos sistemas de mini e microgeração solar distribuída.

Para o segundo horizonte de tempo, considerando a evolução de mercado até 2020, *todas as alternativas de flexibilização tarifária* poderiam ser adotadas na direção da eliminação do subsídio a geração distribuída solar, isto é, todos os cenários pesquisados apresentavam vantagem da tecnologia solar, mesmo aplicando às parcelas de tarifas consideradas sobre o consumo não simultâneo.

Ambas as análises de fluxo de caixa, se demonstraram úteis para indicar que os custos da tecnologia solar fotovoltaica *já são competitivos no Brasil*. Somado a esse resultado a breve discussão da seção 6.1, onde se demonstrou que um dos fatos geradores desse desempenho é a redução no custo dos sistemas de geração solar, que segundo os dados da IRENA foi de 59% entre 2013 e 2019.

Este estudo também demonstrou que no Brasil a maioria dos sistemas de micro e minigeração solar distribuídos, ainda se restringe a poucos consumidores de alto consumo

e alta renda. O consumo mediano (percentil 50%) de quem adota a tecnologia solar fotovoltaica, entre os consumidores residenciais no Brasil, representou um consumo médio de até 560 kWh em agosto de 2019, e 672 kWh em dezembro de 2020.

Na distribuição daqueles que adotam a tecnologia solar fotovoltaica no Brasil, 5% dos consumidores consumiam até 168 kWh / mês em agosto de 2019, e 210 kWh / mês em dezembro de 2020. Este resultado indicou que, atualmente menos de 5% dos projetos residenciais de geração solar fotovoltaica no Brasil têm produção inferior a 210 kWh (mês), e que, de agosto de 2019 a dezembro de 2020 aumentou a quantidade de projetos de maior escala, nesse sentido, entre os consumidores residenciais, houve uma expansão da geração solar mais acentuada entre famílias de renda mais alta, visto que o consumo médio no país foi de 161 kWh em 2019.

Os dois parágrafos anteriores, descrevem os resultados demandados no *quinto objetivo específico* do presente estudo de tese, visando caracterizar a dimensão e o tipo das instalações de geração solar distribuída no Brasil, e qual faixa de consumo tem feito maior uso da tecnologia. Com base nesses resultados conclui-se que, a democratização do acesso a autogeração de energia, ainda permanece no país como um desafio, aliada à desproteção dos consumidores mais vulneráveis.

A *segunda análise complementar*, suportou a confirmação da hipótese apresentada neste estudo. Utilizando modelos econométricos para a previsão da expansão de inovações, já confirmados pela competitividade dos sistemas de microgeração solar nos modelos de fluxo de caixa, observaram-se três cenários de velocidade previstos para expansão dessa tecnologia.

O cenário de referência (BASE), definido pela velocidade média de expansão observada entre 2012 e 2020, demonstrou uma expectativa de crescimento médio com parâmetros de inovação $p = 0,014$ e imitação $q = 0,3716$, no modelo de Bass. Estas velocidades são compatíveis com outros resultados presentes na literatura, indicando que, a tecnologia de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, caminha velozmente, assim como ocorreu em outros países. Este modelo é compatível, atualmente, com uma dinâmica de crescimento que dobra a capacidade instalada a cada ano.

Os outros cenários diferenciais, o primeiro com velocidade de expansão da tecnologia menor (BAIXA), observou parâmetros $p = 0,0018$ e $q = 0,2741$ e, o segundo com

velocidade de expansão da tecnologia maior (ALTA), observou parâmetros $p = 0,0012$ e $q = 0,4378$. Tais parâmetros são encontrados também em outros estudos [88] e [87].

Essencialmente, a mudança entre esses três resultados, define a data esperada quando os efeitos de uso da tecnologia estariam plenamente observados dentro do mercado potencial que poderia adotá-la. No caso do cenário com velocidade rápida (ALTA) o ano seria 2023, e no cenário com velocidade baixa (BAIXA) o ano seria 2029. Respalhando o intervalo de tempo em que é esperada a necessidade de uma adaptação no modelo tarifário vigente, atendendo *ao segundo objetivo específico* do presente estudo, que focava na previsão do momento no futuro em que a expansão da geração distribuída iniciará uma forte elevação das tarifas residenciais dos consumidores não migrantes.

O cenário BASE calculou um impacto de elevação nas tarifas residenciais em 8,12% para o ano de 2025, uma redução de 7,08% na arrecadação de tributos (perda de 6,0 bilhões na arrecadação de impostos) e uma redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 7,01% (perda de 14,7 bilhões na receita operacional líquida).

Já no cenário de BAIXA penetração de geração distribuída, haveria um aumento de 6,5% nas tarifas residenciais em 2025, redução de 5,92% na arrecadação de tributos (ou 5,05 bilhões da receita estimada com impostos) e uma redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 5,87% (ou 12,3 bilhões na receita operacional líquida estimada).

Por fim o cenário de ALTA penetração de geração distribuída, experimentaria um aumento de 8,32% nas tarifas residenciais em 2025, redução de 7,31% na arrecadação de tributos (perda de 6,3 bilhões na arrecadação de impostos) e uma redução na receita operacional líquida das distribuidoras de 7,30% (perda de 15,3 bilhões na receita líquida).

As conclusões dos três parágrafos anteriores atendem ao *terceiro objetivo específico* do presente estudo, indicando que o impacto dessa transição afeta em escala de relevância: em primeiro lugar os consumidores não migrantes, em segundo lugar as empresas de distribuição, e em terceiro lugar o governo, todos com impactos significativos.

O *primeiro objetivo específico* do presente estudo, é a cenarização do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Tomando por referência o cenário hipotético onde não houvesse nenhuma expansão na geração distribuída – *em que o mercado das distribuidoras não fosse contestado* – as tarifas da

atividade de distribuição iriam observar um avanço médio de 1,57 %, a receita tributária um aumento de 16,64 %, e a receita operacional líquida um aumento de 16,56 %, ambos associados ao crescimento de mercado que não seria contestado. Observa-se assim uma inversão de sentido na lucratividade do setor, com tarifas aumentando em velocidade superior a 5 vezes superior à normal, e uma diferença entre a receita esperada sem geração distribuída e a receita com geração distribuída da ordem de 7 % no cenário base. Em resumo a expansão da geração distribuída reduziria em quase 23 % a receita das distribuidoras até 2025.

Por fim o *sexto objetivo específico* do presente estudo, contemplado no capítulo 7, onde foram propostos ajustes na regulação como meio de mitigar o problema dos subsídios cruzados entre consumidores e prosumidores, que foram identificados com a comprovação da hipótese estudada. É possível afirmar que existe a necessidade de uma adaptação no setor elétrico brasileiro, para assim, conter a pressão de elevação nas tarifas, com ou sem estrutura de subsídios para a expansão da geração solar residencial distribuída. A proposta de intervenção da ANEEL, mitiga os impactos econômicos sobre o setor elétrico, contudo, não os remove completamente. Alguma perda de receita será sentida, pelos concessionários de distribuição e na arrecadação de tributos, devido a manutenção dos direitos adquiridos pelos consumidores que já instalaram seus sistemas, e dos consumidores que ainda farão essa escolha.

A experiência internacional colhida no capítulo 2, configura as dificuldades já observadas no atual modelo brasileiro. Depreende-se desse capítulo que países que adotaram a opção do subsídio explícito – *tarifa feed-in* – foram mais comuns nos que os países que adotaram o subsídio implícito – *tarifação líquida*. O modelo de *tarifa feed-in*, por sua vez, foi um mecanismo que permitiu a retirada mais rápida dos subsídios, e um ajuste menos conflituoso entre os mecanismos de incentivos a fonte solar distribuída.

Para estudos futuros, considera-se importante avançar na discussão de como modelar as tarifas não volumétricas e a estrutura tarifária do setor elétrico. Nesse sentido, o trabalho de revisão bibliográfica do capítulo 3, pode dar origem a construção de uma nova proposta de estrutura tarifária, no sentido de encontrar um novo caminho para o refinamento das análises apresentadas no presente estudo. A adoção de um novo modelo de rateio dos custos de energia e de expansão da oferta de longo prazo também configura um caminho necessário. Tais estudos podem complementar as projeções do impacto que a penetração

da tecnologia solar fotovoltaica pode ter, sobre outras classes de consumidores e, simular a aplicação de sistemas tarifários mais adequados, por meio de uma visão integrada do problema. Desta forma, é também relevante incluir os benefícios sistêmicos da tecnologia, não apresentados no presente estudo.

Existe um amplo trabalho a ser executado nos próximos anos, para colocar em prática as sugestões de adaptação regulatória sugeridas no Capítulo 7, baseado nos resultados apresentados, com aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4. A começar pela pesquisa e aplicação de um modelo e estrutura tarifária mais adequados ao contexto da transição energética, que corrija os problemas apontados do decurso da expansão da geração distribuída, a aplicação de tarifas binômias e que forneça um menu de tarifas apropriado, a consideração de sinais locacionais, e justiça tarifária.

O rateio de custos entre os consumidores, deve ser reavaliado no Brasil, com a efetiva redução de subsídios derivados do uso de tarifas líquidas. Os resultados do presente estudo apontaram que a tecnologia solar fotovoltaica já é competitiva. A não remoção dos subsídios a essa tecnologia pode provocar uma elevação generalizada das tarifas.

9. REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012,” ANEEL, Brasília, 2012.
- [2] C. Defeuilley, “Energy transition and the future(s) of the electricity sector,” *Utilities Policy*, pp. 97-105, 2019.
- [3] Energy Institute, “Who Will Pay for Legacy Utility Costs?,” [Online]. Available: <https://energyathaas.wordpress.com/2021/07/06/who-will-pay-for-legacy-utility-costs/>. [Acesso em 08 08 2021].
- [4] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição - PRODIST,” 12 09 2020. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [5] M. Mitscher e R. R., “Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 49, p. 688–694, 2012.

- [6] L. Câmara, R. Rosental e M. A. Espíndola, “O Caso da Itália,” em *Experiência Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, PUBLIT, 2018, pp. 264-298.
- [7] P. P. Silva e G. Pereira, “O Caso de Portugal,” em *Experiência Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, PUBLIT, 2018, pp. 335-368.
- [8] B. Bayer e M. Ramalho, “O caso da Alemanha,” em *Experiência Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, PUBLIT, 2018, pp. 179-207.
- [9] TCU, “Tribunal de Contas da União,” [Online]. Available: <https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/tcu-determina-fim-de-diferenciacao-tarifaria-da-energia-eletrica.htm>. [Acesso em 08 08 2021].
- [10] Câmara Federal, “Tramitação do PL 5829/2019,” [Online]. Available: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>. [Acesso em 08 08 2021].
- [11] SENADO FEDERAL, “PLS 232/2016,” 02 2021. [Online]. Available: <https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8924952&ts=1612994842855&disposition=inline>.
- [12] IPCC, “Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to,” 2018. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf. [Acesso em 2020].
- [13] ONU, “Acordo de Paris,” 2015. [Online]. Available: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_english_.pdf. [Acesso em 2020].
- [14] F. Amorim, A. Pina, H. Gerbelová, P. Silva, J. Vasconcelos e V. Martins, “Electricity decarbonisation pathways for 2050 in Portugal: A TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) based approach in closed versus open systems modelling,” *Energy*, vol. 69, n° <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.052>, pp. 104-112, 2014.
- [15] BMWi, “An Electricity Market for Germany's Energy Transition: Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy,” Green Paper, Berlin, 2014.
- [16] IEA, “Germany,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].

- [17] P. Matschoss, B. Bayer, H. Thomas e M. A., “The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems,” *Renewable Energy*, vol. Volume 134, pp. 727-738, 2019.
- [18] M. D. Leiren e I. Reimer, “Gernamy: From feed-in tariffs to greater competition,” em *Comparative Renewables Policy*, New York, Routledge, 2020, pp. 75 - 102.
- [19] IEA, “Italy,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].
- [20] V. Di Dio, S. Favuzza, D. La Cascia, F. Massaro e G. Zizzo, “Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 9, pp. 95-104, 2015.
- [21] N. Aste, R. S. Adhikari e L. C. Tagliabue, “Evaluation of Energy Policies for Promotion and Dissemination of Photovoltaic Technology in Italy,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 15, pp. 449-460, 200.
- [22] IEA, “France,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=FRANCE&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].
- [23] E. L. Boasson, C. Banet e J. Wettestad, “France, From Renewables laggard to technology-specificity devotee,” em *Comparative Renewables Policy, Political, Organizational and European Fields*, London, Routledge, 2020, pp. 149-169.
- [24] M. Boiteux, “La tarification des demandes en Ponite: Application de la theorie de la venue au Cout Marginal”,” *Revue Generale de l'Electricite*, vol. 58, pp. 321-340, 1949.
- [25] G. Pereira e P. P. Silva, “O Caso da França,” em *Experiência Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, PUBLIT, 2018, pp. 299-334.
- [26] IEA, “Portugal,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=PORTUGAL&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].
- [27] ERSE, “Legislação de Energia,” 2020. [Online]. Available: <https://www.erse.pt/media/gbca3512/legisla%C3%A7%C3%A3o-de-energia.pdf>. [Acesso em 07 12 2020].
- [28] L. Câmara e M. Ramalho, “O Caso da Austrália,” em *Experiências Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, PUBLIT, 2018, pp. 369-412.
- [29] IEA, “Australia,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=AUSTRALI&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].

- [30] H. Xian Li, D. J. Edwards, M. R. Hosseini e G. P. Costin, “A Review on Renewable Energy transition in Australia: An updated depiction,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 242, pp. 2 - 15, 2020.
- [31] Clean Energy Council, “Clean Energy Australia report 2020,” Sydney, 2020.
- [32] M. Z. ZOTIN, O Papel da China na Transição Energética Global: Estado Indústria e Recursos, Rio de Janeiro: UFRJ, 2018.
- [33] IEA, “China,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=CHINA&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].
- [34] M. Ramalho e I. Câmara, “O Caso do Japão,” em *Experiência Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, Publit, 2018, pp. 413-437.
- [35] IEA, “Japan,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=JAPAN&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Acesso em 10 2020].
- [36] IEA, “IEA Countries,” 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/japan>.
- [37] R. Karapınar, “Federalism as a Double-Edged Sword: The slow energy transition in the United States,” *Journal of Environment & Development*, vol. 29, nº 1, pp. 26-50, 2020.
- [38] IEA, “United States,” IEA, [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/united-states>. [Acesso em 10 2020].
- [39] L. Câmara, D. F. Viana e R. Rosental, “O Caso da Califórnia,” em *Experiências Internacionais em Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, Publit, 2018, pp. 19-64.
- [40] IEA, “Brazil,” [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=BRAZIL&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>.
- [41] ANEEL, “Geração Distribuída,” [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJR9>. [Acesso em 01 2021].
- [42] EPE, “Anuário 2020,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/EPEFactSheetAnuario.pdf>. [Acesso em 01 2021].
- [43] GESEL, “Impactos Econômicos da Geração Distribuída e Proposições Regulatórias,” Rio de Janeiro, 2018.

- [44] ANEEL, “Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL,” Brasília, 2019.
- [45] ANEEL, “Procedimentos de Regulação tarifária - PRORET,” [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. [Acesso em 02 2021].
- [46] R. Bitu e P. Born, Tarifas de Energia Elétrica Aspectos Conceituais e Metodológicos, São Paulo: MM Editora, 1993.
- [47] N. Antunes, J. Koole, A. Ferreira, I. Sobrosa e D. Boff, Aperfeiçoamentos das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil, Belo Horizonte: ESCHER, 2020.
- [48] A. Mas-Colell, M. D. Whinston e J. Green, Microeconomic Theory, Oxford University Press, 1995.
- [49] H. R. Varian, Microeconomic Analysis, W. W. Norton & Company; 3ª edição, 1992.
- [50] H. Hotelling, “The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway an Utility Rates,” *Econometrica*, vol. 6, pp. 242-269, 1938.
- [51] M. Boiteux, “La Tarification des Demandes en Pointe,” *Revue Générale de l'Électricité*, vol. 58, 1949.
- [52] P. Steiner, “Peak Load and Efficient Pricing,” *Quarterly Journal of Economics*, 1957.
- [53] O. E. Williamson, “Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints,” *American Economic Review*, vol. 56, nº 4, pp. 810-827, 1966.
- [54] R. Turvey, Optimal Pricing an investment in Electricity Supply, Cambridge Mass.: MIT Press, 1968.
- [55] M. Munasinghe e J. J. Warford, Electricity Pricing, Baltimore: The Johns Hopkins University Press, 1982.
- [56] DNAEE, Brasil, Nova Tarifa de Energia Elétrica; Metodologia e Aplicação, Brasília, 1985.
- [57] F. S. El Hage, A Estrutura Tarifária de uso das Redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: análise crítica do modelo vigente e nova proposta metodológica, São Paulo: USP, 2011.
- [58] S. K. Fugimoto, Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas, São Paulo: USP, 2010.

- [59] E. G. Brito, Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Aperfeiçoamento da Metodologia Tarifária a Partir de Parâmetros da Continuidade do Serviço sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória, São Paulo: USP, 2017.
- [60] D. Antoneli, Artist, *Estrutura tarifária*. [Art]. FGV, 2020.
- [61] F. S. El Hage, L. P. C. Ferraz e M. A. P. Delgado, A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica, Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- [62] N. Castro e G. Dantas, Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Inovações, Impactos e Ajustes, Rio de Janeiro: PUBLIT, 2018.
- [63] A. Picciariello, C. Vergara, J. Reneses, P. Frías e L. Söder, “Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers,” *Util. Policy.* , nº 37, pp. 23-33, 2015.
- [64] P. Simshauser, “Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs,” *Energy Econ.*, vol. 54, pp. 108-122, 2016.
- [65] A. Ferreira, S. S. Kunh, K. Fagnani, T. A. De Souza, C. Tonezer, G. R. dos Santos e H. Coimbra-Araújo C, “Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 181-191, 2018.
- [66] D. S. Carstens e S. K. Cunha, “Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil,” *Energy Policy*, nº 125, pp. 396-404, 2019.
- [67] ANEEL, *Resolução Normativa N° 482*, Brasília: 2012, 2012.
- [68] H. Faria Jr., F. B. M. Trigo e J. A. M. Cavalcanti, “Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, nº 75, p. 469–475, 2017.
- [69] G. Aquila, E. O. Pamplona, A. R. Queiroz, P. Rotela Junior e M. N. Fonseca, “An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , nº 70, p. 1090–1098, 2017.
- [70] G. A. Dantas, N. J. Castro, R. Brandão, R. Rosental e A. Lafranque, “Prospects for the Brazilian electricity sector in the 2030s: Scenarios and guidelines for its transformation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, nº 68, pp. 887-1007, 2017.
- [71] EPE, “Inserção da Geração Fotovoltaica no Brasil - Condicionantes e Impactos,” *Nota Técnica DEA 19/14*, 2014.

- [72] R. Rütter e R. Zilles, “Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil,” *Energy Policy*, n° 39, pp. 1027-1030, 2011.
- [73] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt e K. Syngellakis, “The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors,” *Energy Policy*, vol. 39, pp. 6280-6290, 2011.
- [74] M. S. El Nozahy e M. M. A. Salama, “Technical impacts of grid-connected photovoltaic systems on electrical networks—A review,” *J. Renew. Sustain. Energy.*, vol. 5, 2013.
- [75] D. L. Talavera, G. Nofuentes e J. Aguilera, “The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis,” *Renew. Energy.*, vol. 35, pp. 101-111, 2010.
- [76] M. McHenry, “Are small-scale grid-connected photovoltaic systems a cost-effective policy for lowering electricity bills and reducing carbon emissions? A technical, economic, and carbon emission analysis,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 64-72, 2012.
- [77] R. Duke, R. Williams e A. Payne, “Accelerating residential PV expansion: demand analysis for competitive electricity markets,” *Energy Policy*, vol. 33, pp. 1912-1929, 2005.
- [78] International Renewable Energy Agency, “Renewable Power Generation Costs in 2019,” Abu Dhabi, 2020.
- [79] A. L. Polo e R. Haas, “An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems,” *Prog. Photovolt.*, vol. 22, pp. 248-273, 2014.
- [80] E. Rogers, *Diffusion of Innovations*, Londres: Free Press, 5ª ED, 2003.
- [81] ANEEL , “Geração Distribuída,” 02 2021. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>.
- [82] W. M. Cox e R. Alm, “You Are What You Spend,” *New York Times*, 10 02 2008.
- [83] N. Meade e T. Islam, “Modelling and forecasting the diffusion of innovation – A 25-year review,” *Int. J. Forecast.*, vol. 22, pp. 519-545, 2006.
- [84] J. Sterman, *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, Boston: Irwin McGraw-Hill, 2000.
- [85] F. Bass, “A new product growth for model consumer durables,” *Manag. Sci.*, vol. 15, p. 215–227, 1969.

- [86] F. M. Bass, T. V. Krishnan e D. C. Jain, “Why the Bass Model fits without decision variables,” *Mark. Sci.*, vol. 13, pp. 203-223, 1994.
- [87] M. Guidolin e M. C., “Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modelling choices and forecasts for national adoption patterns,” *Technol. Forecast. Soc. Chang.*, vol. 77, pp. 279-296, 2010.
- [88] P. Denholm, E. Drury e M. R., “The Solar Development System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results,” *REL - National Renewable Energy Laboratory Report*, Vols. % 1 de % 2A2-45832, 2009.
- [89] EPE, “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira,” Nota Técnica SN, Rio de Janeiro, 2012.
- [90] EPE, “Estudos da Demanda de Energia,” Nota Técnica DEA 13/14, Rio de Janeiro, 2014.
- [91] R. F. Miranda, “Análise da inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro,” *PPE - COPPE – UFRJ*, 2013.
- [92] G. Konzen, *Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: Uma Simulação via Modelo de Bass*, São Paulo: IEA – USP, 2014.
- [93] N. J. Castro e A. Et, “Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil,” TDSE, Rio de Janeiro, 2016.
- [94] EPE, “Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética - Plano Decenal de Expansão de Energia 2030,” Ministério de Minas e Energia, 2020.
- [95] S. J. C. Vieira e L. G. T. Carpio, “The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil,” *Renewable Energy*, nº 159, pp. 1084-1098, 2020.
- [96] ANEEL, “Revisão das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012, Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL,” Brasília, 2018.
- [97] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse e A. K., “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017, NREL - National Renewable Energy Laboratory Report, NREL/TP-6A20-68925,” 2017.
- [98] IBGE, “Pesquisa Nacional por análise de domicílios Contínua – PNAD Contínua, Características Gerais dos domicílios e dos moradores 2018. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística,” Brasil, 2019.
- [99] S. Ross, *A First Course in Probability*, New Jersey: Pearson, 2010.

- [100] ANEEL, “Resultado dos processos tarifários de distribuição,” [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. [Acesso em 02 2021].
- [101] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, “Características dos Domícílios no Brasil,” Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, [Online]. Available: https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101707_informativo.pdf. [Acesso em 01 12 2019].
- [102] ANEEL, “Consulta Pública 25/2019,” 2019. [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=bahUiuAv&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacao pub. [Acesso em 02 2021].
- [103] R. Bonin, “Radar VEJA,” Revista Veja, 28 04 2021. [Online]. Available: <https://veja.abril.com.br/blog/radar/projeto-na-pauta-da-camara-vai-encarecer-conta-de-luz-diz-cemig/>. [Acesso em 29 04 2021].
- [104] GTES - CEPEL - CRESESB, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, Rio de Janeiro: Edição Especial, 2004.
- [105] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Manual de Engenharia de sistemas Fotovoltaicos,” Edição Especial, Rio de Janeiro, 2004.
- [106] European Commission, “Energy Roadmap 2050,” 2011. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>. [Acesso em 2020].
- [107] *Projeto de Lei da Geração Distribuída, MME/Brasil - Mimeo*, 2021.

10. ANEXOS

10.1. ANEXO 1: TARIFAS ADOTADAS NO ESTUDO

2018

Distribuidora	TUSD Com impostos	TUSD Com impostos S4, S5	TUSD Com impostos S3	TUSD Com impostos S2	TUSD Com impostos S1	TE Com impostos	TE Com impostos S1,S2,S3,S4	TE Com impostos S5
AmE	452.05	452.05	242.97	218.84	173.92	325.52	0.00	67.86
Bandeirante	263.30	263.30	226.18	178.18	127.28	326.68	1.00	98.54
Boa Vista	303.46	303.46	223.88	212.26	212.26	258.09	2.00	2.46

Distribuidora	TUSD Com impostos	TUSD Com impostos S4, S5	TUSD Com impostos S3	TUSD Com impostos S2	TUSD Com impostos S1	TE Com impostos	TE Com impostos S1,S2,S3,S4	TE Com impostos S5
CEA	433.56	433.56	308.77	286.50	250.55	180.97	3.00	19.41
Ceal	385.29	385.29	293.61	271.63	226.72	286.25	4.00	71.62
CEB-DIS	258.54	258.54	218.62	167.61	122.76	315.15	5.00	83.95
CEEE-D	283.50	283.50	245.28	197.77	133.59	333.55	6.00	98.73
Celesc-DIS	232.88	232.88	197.71	151.06	115.08	339.29	7.00	89.57
Celg-D	306.63	306.63	262.11	211.47	158.56	327.84	8.00	91.94
Celpa	454.39	454.39	351.34	327.74	279.91	310.32	9.00	77.65
Celpe	319.99	319.99	256.66	235.52	210.87	289.15	10.00	63.86
Cemar	452.67	452.67	392.19	368.99	322.85	285.42	11.00	56.03
Cemig-D	357.73	357.73	306.84	259.11	216.71	322.70	12.00	84.76
Cepisa	405.75	405.75	302.04	280.81	227.26	282.44	13.00	57.80
Ceron	305.16	305.16	219.53	174.97	166.04	285.81	14.00	70.75
Chesp	469.12	469.12	443.99	390.67	310.77	254.21	15.00	70.81
Cocel	352.93	352.93	326.31	275.85	190.03	341.09	16.00	43.42
Coelba	300.39	300.39	261.92	239.78	208.25	261.35	17.00	61.94
Cooperaliança	316.23	316.23	287.02	240.87	166.17	298.99	18.00	43.67
Copel-DIS	264.67	264.67	229.89	180.74	148.43	323.11	19.00	86.51
Cosern	258.22	258.22	221.50	201.04	173.33	289.94	20.00	63.14
CPFL Jaguari	268.89	268.89	243.42	193.57	154.90	265.48	21.00	77.18
CPFL Leste Paulista	347.87	347.87	319.98	273.21	213.22	248.23	22.00	77.08
CPFL Mococa	366.66	366.66	340.46	290.86	222.25	245.45	23.00	71.59
CPFL Paulista	207.58	207.58	177.14	129.79	100.18	320.48	24.00	90.05
CPFL Piratininga	247.31	247.31	215.54	165.70	124.89	330.05	25.00	100.12
CPFL Santa Cruz	307.01	307.01	276.47	228.26	194.51	303.59	26.00	77.91
CPFL Sul Paulista	362.45	362.45	341.89	289.98	236.31	238.36	27.00	66.91
Demei	341.88	341.88	315.15	266.60	187.10	294.18	28.00	30.03
DMED	310.82	310.82	297.10	245.64	208.67	279.11	29.00	107.93
EBO	281.16	281.16	257.62	233.94	204.30	298.13	30.00	83.91
EFLJC	417.95	417.95	394.40	345.02	243.49	364.20	31.00	38.35
Eflul	409.98	409.98	384.43	332.30	240.39	385.61	32.00	59.20
Elektro	291.24	291.24	264.19	216.60	162.42	332.60	33.00	102.26
Eletroacre	420.64	420.64	359.69	312.10	304.92	237.15	34.00	66.61
Eletrocar	345.61	345.61	316.94	267.76	229.52	311.39	35.00	33.13
Eletropaulo	240.76	240.76	210.46	162.71	121.52	291.59	36.00	86.16
ELFSM	361.54	361.54	324.62	271.72	197.16	311.67	37.00	62.57
EMG	337.67	337.67	301.19	251.41	217.99	334.55	38.00	78.00
EMS	328.15	328.15	278.26	230.34	192.88	304.20	39.00	75.47
EMT	318.27	318.27	263.78	213.70	188.33	340.81	40.00	72.77
Enel CE	294.17	294.17	254.97	233.83	209.20	303.58	41.00	64.76
Enel RJ	374.83	374.83	302.16	249.09	204.82	330.09	42.00	93.84
ENF	375.90	375.90	352.63	300.86	208.31	322.49	43.00	32.99

Distribuidora	TUSD Com impostos	TUSD Com impostos S4, S5	TUSD Com impostos S3	TUSD Com impostos S2	TUSD Com impostos S1	TE Com impostos	TE Com impostos S1,S2,S3,S4	TE Com impostos S5
EPB	348.03	348.03	307.52	285.66	248.47	275.91	44.00	62.56
Escelsa	290.06	290.06	240.67	189.22	150.72	327.29	45.00	91.35
ESE	318.74	318.74	279.47	257.31	233.05	279.72	46.00	67.56
ESS	540.53	540.53	481.59	385.98	279.91	598.91	47.00	153.94
ETO	393.73	393.73	347.92	325.05	293.72	303.22	48.00	61.24
Forcel	428.22	428.22	412.27	364.99	281.00	219.54	49.00	53.65
Hidropan	360.02	360.02	340.44	290.49	235.88	314.84	50.00	38.19
Ienergia	284.98	284.98	252.99	203.78	115.36	309.27	51.00	81.83
Light	360.02	360.02	250.43	200.29	171.38	340.14	52.00	97.66
MuxEnergia	331.45	331.45	310.30	261.55	175.61	246.03	53.00	30.53
RGE	262.18	262.18	229.67	182.39	144.63	284.69	54.00	67.13
RGE SUL	269.76	269.76	236.92	189.92	141.15	325.96	55.00	87.97
Sulgipe	455.69	455.69	395.09	372.18	326.29	294.21	56.00	32.60
Uhenpal	375.70	375.70	345.50	298.00	208.47	243.92	57.00	36.09

2020

Distr.	TUSD Com impostos	TUSD Com impostos S4, S5	TUSD Com impostos S3	TUSD Com impostos S2	TUSD Com impostos S1	TE Com impostos	TE Com impostos S1,S2,S3,S4	TE Com impostos S5
AmE	588.58	588.58	365.09	318.83	268.51	318.10	0.00	11.58
Bandeirante	394.81	394.81	351.46	246.41	194.40	321.07	0.00	39.63
Boa Vista	369.17	369.17	279.39	247.45	238.16	320.45	0.00	3.08
CEA	417.30	417.30	316.54	277.56	228.78	164.41	0.00	18.05
Ceal	507.65	507.65	405.14	364.55	298.26	281.91	0.00	14.67
CEB-DIS	355.28	355.28	307.67	208.34	138.62	317.42	0.00	38.74
CEEE-D	367.75	367.75	321.74	222.11	148.22	344.42	0.00	46.52
Celesc-DIS	308.16	308.16	263.68	177.74	130.34	365.12	0.00	47.63
Celg-D	393.29	393.29	326.97	233.51	198.14	356.73	0.00	12.71
Celpa	653.92	653.92	529.99	487.78	394.73	310.24	0.00	51.56
Celpe	434.73	434.73	344.66	299.49	252.19	337.90	0.00	12.16
Cemar	600.60	600.60	531.32	481.50	404.53	290.07	0.00	15.87
Cemig-D	492.76	492.76	431.99	324.34	267.94	368.21	0.00	4.58
Cepisa	508.74	508.74	428.78	386.62	308.61	238.32	0.00	4.84
Ceron	422.29	422.29	350.99	302.40	268.85	198.56	0.00	2.67
Chesp	527.92	527.92	493.32	403.28	336.15	282.05	0.00	32.36
Cocel	420.31	420.31	391.75	294.52	190.97	359.57	0.00	49.17
Coelba	476.58	476.58	408.51	360.98	312.63	315.76	0.00	11.09

Distr.	TUSD Com impostos	TUSD Com impostos S4, S5	TUSD Com impostos S3	TUSD Com impostos S2	TUSD Com impostos S1	TE Com impostos	TE Com impostos S1,S2,S3,S4	TE Com impostos S5
Cooperaliança	407.97	407.97	379.05	284.66	178.04	258.95	0.00	-0.10
Copel-DIS	348.90	348.90	302.17	205.04	169.52	364.27	0.00	41.82
Cosern	376.93	376.93	326.21	278.36	234.96	329.21	0.00	12.11
CPFL Santa Cruz	409.19	409.19	358.75	264.81	196.62	305.89	0.00	23.20
CPFL Paulista	357.79	357.79	308.71	211.48	175.35	374.35	0.00	27.95
CPFL Piratininga	354.84	354.84	314.30	209.50	166.53	341.85	0.00	31.55
Demei	438.73	438.73	416.50	328.94	196.57	265.83	0.00	39.29
DMED	391.00	391.00	357.89	262.69	215.59	328.10	0.00	30.44
EBO	362.05	362.05	328.57	286.40	238.04	314.01	0.00	11.34
EFLJC	497.16	497.16	469.30	383.35	257.79	361.53	0.00	0.78
Eflul	479.45	479.45	450.39	364.06	250.26	373.72	0.00	6.56
Elektro	408.34	408.34	355.76	262.20	186.19	341.74	0.00	49.35
Eletroacre	503.94	503.94	423.45	338.73	318.71	256.03	0.00	4.80
Eletrocar	427.58	427.58	397.78	308.44	232.53	331.80	0.00	47.24
Eletropaulo	382.59	382.59	339.57	235.00	177.74	333.25	0.00	45.94
ELFSM	447.86	447.86	405.45	300.29	206.28	340.97	0.00	40.95
EMG	464.24	464.24	409.57	305.18	249.49	411.55	0.00	18.94
EMS	500.33	500.33	430.18	334.91	287.62	370.60	0.00	23.04
EMT	505.67	505.67	436.23	343.43	312.01	362.20	0.00	22.36
Enel CE	399.84	399.84	331.96	286.07	252.18	342.09	0.00	11.28
Enel RJ	587.97	587.97	472.64	365.51	304.27	385.80	0.00	31.03
ENF	527.62	527.62	496.13	388.55	235.13	391.78	0.00	3.07
EPB	468.43	468.43	417.45	372.62	313.26	297.02	0.00	26.94
Escelsa	390.09	390.09	318.86	231.37	185.96	357.42	0.00	11.69
ESE	419.48	419.48	370.21	318.52	282.21	313.72	0.00	9.55
ESS	359.14	359.14	320.33	228.10	146.58	332.16	0.00	38.36
ETO	566.81	566.81	505.96	457.05	405.47	304.71	0.00	5.72
Forcel	570.15	570.15	540.77	438.65	293.24	338.28	0.00	36.44
Hidropan	438.45	438.45	411.30	312.99	242.22	375.36	0.00	3.95
Dcelt	354.74	354.74	316.10	228.27	112.71	330.36	0.00	34.05
Light	514.94	514.94	352.27	239.76	199.16	407.48	0.00	35.94
MuxEnergia	407.51	407.51	380.49	289.03	167.07	300.85	0.00	31.94
RGE SUL	419.78	419.78	368.37	267.16	220.81	365.97	0.00	21.36
Sulgipe	512.07	512.07	435.82	391.32	351.20	341.02	0.00	4.87
Uhenpal	468.74	468.74	429.57	337.32	235.83	299.74	0.00	28.87

C2 2018

DESEMBOLSO		Cálculo Ponto a Ponto	
Simultaneidade	40%	Simular	
Anos de análise	25	Atingir	
Período do desembolso	T1		
Porcentagem de desembolso	100%		

Consumo		Custo do Projeto	
Consumo	1.000	Consumo	26.705
Fatura	577	Fatura Orig	621

Custo de Opert.		Cenário	
Custo de Opert.	5.174	Cenário	C2

No Projetos		Em análise	
No Projetos	51	Em análise	51

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
100%		83%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Gerção de Receita																										

Fluxo de Caixa																											
Receita Bruta (1)	4.312	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174
Despesas Operacionais e Instalação (2)																											
Custo Inicial	-37.541	-253	-312	-372	-432	-491	-551	-610	-670	-730	-789	-849	-908	-968	-1.027	-1.087	-1.147	-1.206	-1.266	-1.326	-1.385	-1.445	-1.505	-1.564	-1.624		
Perda de eficiência	26705	119	179	238	298	358	417	477	536	596	656	715	775	835	894	954	1013	1073	1133	1192	1252	1311	1371	1431	1490		
Instalação	10.643																										
Limpeza e manutenção	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	
Despesa/Receita Líquida (3) = (1) + (2)	-33.229	4.921	4.862	4.802	4.743	4.683	4.623	4.564	4.504	4.444	4.385	4.325	4.266	4.206	4.146	4.087	4.027	3.968	3.908	3.848	3.789	3.729	3.670	3.610	3.550		
Depreciação	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	
Fluxo de Caixa do Projeto	-33.229	4.921	4.862	4.802	4.743	4.683	4.623	4.564	4.504	4.444	4.385	4.325	4.266	4.206	4.146	4.087	4.027	3.968	3.908	3.848	3.789	3.729	3.670	3.610	3.550		

Período no qual o investimento se paga (anos): 5,85
 VPL: 0
 Valor anual médio do projeto: 5.174

Inflação e trajetória de preços																											
Crédito Pessoal	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%
Taxa de desconto (inflação IPCA)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

C5 2018

DESEMBOLSO		Custo de Oport.		Consumo		Custo do Projeto		Cálculo Ponto a Ponto	
Simultaneidade	40%	5.174		1.000		26.705		Simular	
Anos de análise	25								
Período de desembolso	T1								
Porcentagem de desembolso	100%								

Cenário		Cálculo Faixa de Consumo	
Em análise	51		

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Gerção de Receita		88%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fluxo de Caixa																												
Receita Bruta (1)	4.312	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	5.174	
Despesas Operacionais e Instalação (2)																												
Custo Inicial/Inversor	-37.541	-253	-312	-372	-432	-491	-551	-610	-670	-730	-789	-849	-908	-968	-1.027	-1.087	-1.147	-1.206	-1.266	-1.326	-1.385	-1.445	-1.505	-1.564	-1.624			
Perda de eficiência	25705	119	179	238	298	358	417	477	536	596	656	715	775	835	894	954	1013	1073	1133	1192	1252	1311	1371	1431	1490			
Instalação	10.643																											
Limpeza e manutenção	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134			
Despesa/Receita Líquida (3) = (1) + (2)	-33.229	4.921	4.862	4.802	4.743	4.683	4.623	4.564	4.504	4.444	4.385	4.325	4.266	4.206	4.146	4.087	4.027	3.968	3.908	3.848	3.789	3.729	3.670	3.610	3.550			
Depreciação	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068	1.068			
Fluxo de Caixa do Projeto	-33.229	4.921	4.862	4.802	4.743	4.683	4.623	4.564	4.504	4.444	4.385	4.325	4.266	4.206	4.146	4.087	4.027	3.968	3.908	3.848	3.789	3.729	3.670	3.610	3.550			

Período no qual o investimento se paga (anos):
 VPL: 6,77
 Valor anual médio do projeto: 5,174

Inflação e trajetória de preços	
Crédito Pessoal	12,00%
Taxa de desconto (inflação IPCA)	0,00%

C5 2020

DESEMBOLSO		Simular		Atingir																							
Simultaneidade	40%	Custo de Opert.		Custo do Projeto																							
Anos de análise	25	Consumo		Cálculo Ponto a Ponto																							
Período de desembolso	T1	Fatura		Cálculo Faixa de Consumo																							
Porcentagem de desembolso	100%	Cenário																									
		Em análise																									
		51																									
		51																									
Ano		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
83%																											
Fluxo de Caixa																											
Receita Bruta (1)		4.396	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275
Despesas Operacionais e Instalação (2)		-37.538	-264	-339	-414	-489	-563	-638	-713	-787	-862	-937	-1.011	-1.086	-1.161	-1.236	-1.310	-1.385	-1.460	-1.534	-1.609	-1.684	-1.758	-1.833	-1.908	-1.982	
Custo Inicial/Inversor	25%	2.3017																									
Perda de eficiência	0,8%	75	149	224	299	373	448	523	598	672	747	822	896	971	1046	1120	1195	1270	1344	1419	1494	1569	1643	1718	1793	1867	
Instalação	6,2%	14.331																									
Limpeza e manutenção	0,5%	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Despesa/Receita Líquida (3) = (1) + (2)		-33.142	5.011	4.936	4.861	4.786	4.712	4.637	4.562	4.488	4.413	4.338	4.264	4.189	4.114	-5.737	3.965	3.890	3.815	3.741	3.666	3.591	3.517	3.442	3.367	3.293	
Depreciação		23.017	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921	921
Fluxo de Caixa do Projeto		-33.142	5.011	4.936	4.861	4.786	4.712	4.637	4.562	4.488	4.413	4.338	4.264	4.189	4.114	-5.737	3.965	3.890	3.815	3.741	3.666	3.591	3.517	3.442	3.367	3.293	

Período no qual o investimento se paga (anos): 4,53
 VPL (0)
 Valor anual médio do projeto 5.275

Inflação e trajetória de preços	
Crédito Pessoal	12,00%
Taxa de desconto (inflação IPCA)	0,00%

10.3. ANEXO 3: ESTIMATIVAS DO MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA RESIDENCIAL POR DISTRIBUIDORA

Cenário BASE - MWh						
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EMS	51	78	80	112	122	123
EMT	130	190	192	267	286	283
ESE	7	11	11	16	18	18
EPB	24	38	39	54	58	58
EAC	2	3	4	6	7	8
ERO	14	14	13	19	22	23
ESS	25	38	39	55	59	60
ENF	1	2	2	3	3	4
EBO	3	4	4	6	7	7
ETO	17	23	24	38	47	53
EMG	15	21	21	29	31	31
AMAZONAS	9	13	13	20	25	28
CEA	3	4	3	5	6	7
CEB	12	20	22	33	39	42
CEEE	33	47	60	83	89	89
CELESC	81	101	130	180	193	193
CELPA	30	47	47	75	92	105
CELPE	52	74	99	135	144	143
CEMAR	15	15	20	28	29	29
CEMIG	344	467	639	1 016	1 245	1 411
CHESP	1	2	3	4	4	4
COCEL	0	1	1	1	1	1
COELBA	60	85	118	162	172	171
COOPERALIANÇA	1	1	1	2	2	2
COPEL	110	115	168	232	248	248
COSERN	34	48	64	88	93	92
CPFL - Paulista	95	140	183	252	270	271
CPFL - Piratininga	11	15	20	27	29	29
CPFL STA CRUZ	10	15	18	25	27	27
DEMEI	5	6	8	10	11	11
DME-PC	1	1	1	2	2	2
EDP ES	30	41	53	74	79	79
EDP SP	18	26	32	44	47	47
ELEKTRO	51	70	93	129	138	138
ELETROCAR	3	3	5	6	7	7
ELFSM	3	3	4	5	5	5
ENEL GO	102	147	189	262	283	287
ENEL RJ	42	61	77	106	114	114
ENEL SP	10	13	19	26	28	28
ENEL CE	75	106	144	197	209	207

Cenário BASE - MWh						
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EQUATORIAL AL	14	20	26	36	38	38
EQUATORIAL PI	36	52	71	98	104	103
FORCEL	0	1	1	1	1	1
HIDROPAN	1	2	2	3	3	3
IENERGIA	0	0	0	0	0	0
JOÃO CESA	0	0	0	0	0	0
LIGHT	35	46	61	84	89	90
MUXENERGIA	0	0	1	1	1	1
RORAIMA	1	2	2	3	3	4
SULGIPE	0	0	0	0	0	0
UHENPAL	1	1	1	1	1	1
URUSSANGA	1	1	1	1	2	2
RGE SUL	173	234	320	442	473	474

Cenário BAIXA penetração - MWh						
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EMS	52	64	56	64	90	108
EMT	133	155	134	151	212	247
ESE	8	9	8	9	13	16
EPB	24	31	27	31	43	50
EAC	2	3	3	3	5	7
ERO	14	11	9	11	16	20
ESS	26	31	27	31	44	52
ENF	1	1	1	2	2	3
EBO	3	4	3	3	5	6
ETO	18	19	17	21	35	46
EMG	16	17	15	16	23	27
AMAZONAS	9	11	9	11	18	24
CEA	3	3	2	3	5	6
CEB	12	16	15	19	29	36
CEEE	34	38	42	47	66	78
CELESC	83	82	91	102	143	169
CELPA	31	39	33	43	69	91
CELPE	53	60	69	77	107	124
CEMAR	15	12	14	16	22	26
CEMIG	352	380	445	575	924	1 231
CHESP	2	2	2	2	3	4
COCEL	0	0	0	0	1	1
COELBA	62	69	82	92	128	149
COOPERALIANÇA	1	1	1	1	1	2
COPEL	112	94	117	131	184	217
COSERN	35	39	45	50	69	81

Cenário BAIXA penetração - MWh						
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CPFL - Paulista	98	114	127	143	201	236
CPFL - Piratininga	12	12	14	15	22	26
CPFL STA CRUZ	10	12	13	14	20	24
DEMEI	5	5	5	6	8	10
DME-PC	1	1	1	1	1	2
EDP ES	30	34	37	42	58	69
EDP SP	19	21	22	25	35	41
ELEKTRO	52	57	65	73	102	120
ELETROCAR	3	3	3	4	5	6
ELFSM	3	3	2	3	4	5
ENEL GO	104	120	131	149	210	250
ENEL RJ	43	49	54	60	85	100
ENEL SP	10	10	13	15	21	24
ENEL CE	77	87	100	112	155	181
EQUATORIAL AL	14	17	18	20	28	33
EQUATORIAL PI	37	43	50	55	77	90
FORCEL	0	1	1	1	1	1
HIDROPAN	1	1	1	2	2	3
IENERGIA	0	0	0	0	0	0
JOÃO CESA	0	0	0	0	0	0
LIGHT	36	37	42	47	66	78
MUXENERGIA	0	0	0	0	1	1
RORAIMA	1	1	1	2	3	3
SULGIPE	0	0	0	0	0	0
UHENPAL	1	1	1	1	1	1
URUSSANGA	1	1	1	1	1	1
RGE SUL	176	191	223	250	351	413

Cenário ALTA penetração - MWh						
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EMS	50	126	123	128	128	126
EMT	128	304	294	306	300	288
ESE	7	18	17	18	19	19
EPB	23	61	60	62	61	59
EAC	2	5	6	7	8	8
ERO	13	23	20	22	23	24
ESS	25	62	60	62	62	61
ENF	1	3	3	3	3	4
EBO	3	7	7	7	7	7
ETO	17	37	36	43	49	54
EMG	15	34	32	33	33	31
AMAZONAS	9	22	19	23	26	29

Cenário ALTA penetração - MWh						
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CEA	2	6	5	6	7	7
CEB	12	31	34	38	41	42
CEEE	32	76	92	95	94	91
CELESC	80	162	200	206	203	197
CELPA	30	76	73	86	97	107
CELPE	51	119	151	155	151	145
CEMAR	15	24	31	32	31	30
CEMIG	339	748	980	1 163	1 309	1 437
CHESP	1	3	4	4	4	4
COCEL	0	1	1	1	1	1
COELBA	59	136	181	186	181	174
COOPERALIANÇA	1	2	2	2	2	2
COPEL	108	185	258	266	261	253
COSERN	34	78	98	100	98	94
CPFL - Paulista	94	224	280	289	284	276
CPFL - Piratininga	11	24	30	31	31	30
CPFL STA CRUZ	10	24	28	29	28	28
DEMEI	5	9	12	12	12	11
DME-PC	1	2	2	2	2	2
EDP ES	29	66	82	84	83	80
EDP SP	18	42	49	50	49	48
ELEKTRO	50	113	143	147	145	140
ELETROCAR	3	6	7	7	7	7
ELFSM	3	5	5	6	6	5
ENEL GO	100	236	289	300	298	292
ENEL RJ	41	97	118	122	120	116
ENEL SP	10	21	29	30	29	29
ENEL CE	74	171	220	226	220	211
EQUATORIAL AL	14	33	40	41	40	38
EQUATORIAL PI	36	84	109	112	109	105
FORCEL	0	1	1	1	1	1
HIDROPAN	1	2	3	3	3	3
IENERGIA	0	0	0	0	0	0
JOÃO CESA	0	0	0	0	0	0
LIGHT	34	74	93	96	94	91
MUXENERGIA	0	1	1	1	1	1
RORAIMA	1	3	3	3	4	4
SULGIPE	0	0	0	0	0	0
UHENPAL	1	1	1	1	1	1
URUSSANGA	1	1	2	2	2	2
RGE SUL	170	376	490	506	497	483

10.4. ANEXO 3: ESTIMATIVAS DO IMPACTO DOS SUBSÍDIOS A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA RESIDENCIAL NOS PRÓXIMOS 5 ANOS POR DISTRIBUIDORA NO CENÁRIO BASE

Impacto aos demais consumidores - Cenário 0 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
AMAZONAS	7,6	7,1	11,3	13,9	15,7
CEA	1,9	1,8	2,8	3,4	3,9
CEB	7,9	8,9	13,5	15,7	16,9
CEEE	24,7	31,6	43,6	46,7	46,9
CELESC	36,3	46,9	64,8	69,3	69,5
CELPA	33,3	33,4	53,1	65,1	73,9
CELPE	40,6	54,2	74,3	78,8	78,2
CEMAR	9,3	12,4	17,0	18,1	17,9
CEMIG	321,7	440,9	700,4	858,2	972,9
CHESP	1,4	1,8	2,4	2,6	2,6
COCEL	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6
COELBA	51,4	71,5	98,1	104,1	103,3
COOPERALIANÇA	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7
COPEL	62,6	91,3	125,9	134,6	134,8
COSERN	22,1	29,3	40,2	42,6	42,3
CPFL - Paulista	64,8	84,7	117,0	125,2	125,5
CPFL - Piratininga	6,2	8,2	11,3	12,1	12,1
CPFL STA CRUZ	7,4	9,1	12,6	13,5	13,5
DEMEI	3,3	4,3	6,0	6,4	6,4
DME-PC	0,6	0,7	1,0	1,1	1,1
EAC	2,0	2,3	3,6	4,5	5,1
EBO	2,4	2,4	3,3	3,6	3,6
EDP ES	19,7	25,5	35,2	37,6	37,7
EDP SP	11,1	13,7	18,9	20,2	20,3
ELEKTRO	32,4	42,9	59,2	63,3	63,4
ELETROCAR	2,3	3,0	4,2	4,5	4,5
ELFSM	1,7	1,8	2,5	2,7	2,7
EMG	14,0	13,9	19,2	20,5	20,5
EMS	44,4	45,4	63,5	68,8	69,9
EMT	114,1	115,3	160,5	171,8	169,9
ENEL GO	82,2	105,3	146,5	158,1	160,1
ENEL RJ	42,7	54,3	75,0	80,3	80,5
ENEL SP	5,7	8,4	11,6	12,5	12,5
ENEL CE	55,7	75,2	103,2	109,4	108,5

Impacto aos demais consumidores - Cenário 0 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
ENF	1,0	1,1	1,6	2,0	2,2
EPB	22,4	23,0	31,7	33,8	33,6
EQUATORIAL AL	11,3	14,5	19,9	21,1	21,0
EQUATORIAL PI	29,3	39,8	54,6	57,9	57,4
ERO	7,0	6,5	9,6	10,9	11,6
ESE	6,0	6,1	8,6	9,5	9,9
ESS	17,0	17,3	24,1	25,9	26,2
ETO	14,5	15,0	23,8	29,3	33,2
FORCEL	0,5	0,6	0,9	0,9	0,9
HIDROPAN	1,0	1,4	1,9	2,0	2,0
IENERGIA	-	-	-	-	-
JOÃO CESA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
LIGHT	29,5	38,8	53,6	57,3	57,4
MUXENERGIA	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5
RORAIMA	0,7	0,8	1,2	1,5	1,7
SULGIPE	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
UHENPAL	0,5	0,7	0,9	1,0	1,0
URUSSANGA	0,5	0,6	0,8	0,9	0,9
RGE SUL	145,4	198,6	274,2	293,4	294,1

Impacto aos demais consumidores - Cenário 1 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
AMAZONAS	5,6	5,3	8,4	10,3	11,7
CEA	1,1	1,0	1,6	1,9	2,2
CEB	5,9	6,6	10,1	11,7	12,6
CEEE	19,5	24,9	34,3	36,8	36,9
CELESC	26,6	34,4	47,6	50,9	51,0
CELPA	21,2	21,3	33,8	41,5	47,0
CELPE	27,6	36,8	50,5	53,6	53,2
CEMAR	5,3	7,1	9,7	10,3	10,2
CEMIG	233,9	320,5	509,1	623,9	707,3
CHESP	0,9	1,1	1,5	1,6	1,7
COCEL	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5
COELBA	33,3	46,3	63,5	67,4	66,9
COOPERALIANÇA	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5
COPEL	48,9	71,4	98,5	105,3	105,4
COSERN	14,3	18,8	25,9	27,4	27,2

Impacto aos demais consumidores - Cenário 1 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
CPFL - Paulista	47,7	62,3	86,1	92,1	92,3
CPFL - Piratininga	4,6	6,0	8,3	8,9	8,9
CPFL STA CRUZ	5,1	6,4	8,8	9,4	9,4
DEMEI	2,5	3,2	4,4	4,7	4,7
DME-PC	0,4	0,5	0,7	0,8	0,8
EAC	1,2	1,4	2,2	2,7	3,1
EBO	1,6	1,6	2,3	2,5	2,5
EDP ES	14,3	18,5	25,5	27,3	27,3
EDP SP	8,0	9,8	13,5	14,4	14,5
ELEKTRO	23,4	31,0	42,7	45,6	45,7
ELETROCAR	1,7	2,2	3,1	3,3	3,3
ELFSM	1,2	1,3	1,8	1,9	1,9
EMG	10,4	10,3	14,3	15,3	15,3
EMS	28,8	29,5	41,2	44,6	45,4
EMT	74,1	74,9	104,3	111,6	110,4
ENEL GO	61,4	78,7	109,4	118,1	119,6
ENEL RJ	30,1	38,3	53,0	56,7	56,8
ENEL SP	4,2	6,1	8,5	9,1	9,1
ENEL CE	37,3	50,4	69,1	73,3	72,7
ENF	0,7	0,8	1,2	1,4	1,6
EPB	14,2	14,6	20,1	21,4	21,3
EQUATORIAL AL	7,9	10,2	14,0	14,8	14,7
EQUATORIAL PI	20,5	27,8	38,2	40,5	40,2
ERO	5,0	4,6	6,8	7,8	8,2
ESE	3,8	3,9	5,4	6,0	6,2
ESS	12,7	13,0	18,0	19,4	19,7
ETO	8,6	8,9	14,2	17,4	19,8
FORCEL	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7
HIDROPAN	0,7	1,0	1,4	1,5	1,5
IENERGIA	-	-	-	-	-
JOÃO CESA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LIGHT	23,2	30,6	42,2	45,1	45,2
MUXENERGIA	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4
RORAIMA	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0
SULGIPE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
UHENPAL	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7
URUSSANGA	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6
RGE SUL	109,3	149,3	206,1	220,5	221,1

Impacto aos demais consumidores - Cenário 2 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
AMAZONAS	5,2	4,9	7,8	9,6	10,9
CEA	1,0	0,9	1,5	1,8	2,1
CEB	5,2	5,9	8,9	10,4	11,2
CEEE	17,4	22,2	30,7	32,9	33,0
CELESC	23,7	30,6	42,3	45,3	45,4
CELPA	19,1	19,1	30,4	37,3	42,2
CELPE	25,5	34,0	46,7	49,5	49,1
CEMAR	4,7	6,3	8,6	9,2	9,1
CEMIG	220,3	301,8	479,5	587,6	666,1
CHESP	0,8	1,0	1,4	1,5	1,6
COCEL	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4
COELBA	30,5	42,5	58,3	61,9	61,4
COOPERALIANÇA	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4
COPEL	46,6	68,0	93,9	100,3	100,4
COSERN	13,0	17,2	23,6	25,0	24,8
CPFL - Paulista	44,5	58,1	80,3	85,9	86,1
CPFL - Piratininga	4,2	5,6	7,7	8,2	8,2
CPFL STA CRUZ	4,4	5,5	7,6	8,1	8,2
DEMEI	2,1	2,7	3,7	3,9	3,9
DME-PC	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7
EAC	1,2	1,3	2,1	2,6	2,9
EBO	1,5	1,5	2,1	2,3	2,3
EDP ES	13,0	16,8	23,2	24,8	24,8
EDP SP	7,1	8,7	12,0	12,9	12,9
ELEKTRO	20,0	26,5	36,6	39,1	39,2
ELETROCAR	1,5	2,0	2,8	3,0	3,0
ELFSM	1,1	1,1	1,6	1,7	1,7
EMG	9,6	9,6	13,2	14,1	14,1
EMS	26,5	27,1	37,8	41,0	41,7
EMT	70,9	71,7	99,8	106,7	105,6
ENEL GO	57,7	73,9	102,8	110,9	112,3
ENEL RJ	27,8	35,3	48,8	52,2	52,4
ENEL SP	3,7	5,5	7,6	8,1	8,2
ENEL CE	34,8	47,0	64,5	68,4	67,8
ENF	0,5	0,6	0,9	1,1	1,2
EPB	12,9	13,3	18,3	19,5	19,5
EQUATORIAL AL	7,2	9,3	12,8	13,5	13,4
EQUATORIAL PI	18,1	24,5	33,6	35,7	35,4
ERO	4,8	4,5	6,6	7,5	7,9

Impacto aos demais consumidores - Cenário 2 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
ESE	3,6	3,6	5,1	5,7	5,9
ESS	11,0	11,3	15,7	16,9	17,1
ETO	8,0	8,3	13,2	16,2	18,4
FORCEL	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6
HIDROPAN	0,7	0,9	1,3	1,4	1,4
IENERGIA	-	-	-	-	-
JOÃO CESA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LIGHT	21,9	28,9	39,9	42,7	42,7
MUXENERGIA	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
RORAIMA	0,4	0,4	0,7	0,9	1,0
SULGIPE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
UHENPAL	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6
URUSSANGA	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
RGE SUL	102,8	140,3	193,8	207,3	207,9

Impacto aos demais consumidores - Cenário 3 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
AMAZONAS	4,8	4,5	7,1	8,7	9,9
CEA	0,9	0,8	1,3	1,6	1,8
CEB	3,9	4,4	6,6	7,7	8,3
CEEE	14,8	18,8	26,0	27,8	27,9
CELESC	17,1	22,1	30,5	32,6	32,7
CELPA	17,4	17,4	27,7	33,9	38,5
CELPE	23,1	30,9	42,3	44,9	44,5
CEMAR	4,2	5,6	7,7	8,1	8,1
CEMIG	186,9	256,1	406,8	498,5	565,2
CHESP	0,7	0,9	1,2	1,3	1,3
COCEL	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
COELBA	27,9	38,8	53,2	56,5	56,0
COOPERALIANÇA	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
COPEL	38,5	56,1	77,4	82,8	82,9
COSERN	11,5	15,3	20,9	22,2	22,0
CPFL - Paulista	35,2	46,0	63,5	68,0	68,1
CPFL - Piratininga	3,1	4,1	5,7	6,1	6,1
CPFL STA CRUZ	3,4	4,3	5,9	6,3	6,3

Impacto aos demais consumidores - Cenário 3 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
DEMEI	1,6	2,1	2,9	3,1	3,1
DME-PC	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6
EAC	1,0	1,1	1,7	2,1	2,4
EBO	1,4	1,4	1,9	2,1	2,1
EDP ES	10,4	13,4	18,5	19,7	19,8
EDP SP	5,2	6,4	8,8	9,5	9,5
ELEKTRO	15,2	20,1	27,7	29,6	29,7
ELETROCAR	1,3	1,7	2,3	2,5	2,5
ELFSM	0,9	0,9	1,3	1,4	1,4
EMG	8,1	8,0	11,1	11,8	11,8
EMS	21,2	21,7	30,3	32,8	33,4
EMT	57,9	58,5	81,4	87,1	86,2
ENEL GO	47,5	60,9	84,7	91,4	92,5
ENEL RJ	23,4	29,8	41,2	44,1	44,2
ENEL SP	2,8	4,1	5,7	6,1	6,1
ENEL CE	31,5	42,6	58,4	62,0	61,5
ENF	0,4	0,5	0,7	0,9	0,9
EPB	11,7	12,0	16,6	17,6	17,6
EQUATORIAL AL	6,7	8,6	11,8	12,5	12,4
EQUATORIAL PI	16,4	22,2	30,5	32,4	32,1
ERO	3,9	3,6	5,4	6,1	6,5
ESE	3,2	3,3	4,6	5,1	5,3
ESS	8,3	8,4	11,7	12,7	12,8
ETO	7,2	7,5	11,9	14,6	16,6
FORCEL	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
HIDROPAN	0,6	0,8	1,1	1,1	1,1
IENERGIA	-	-	-	-	-
JOÃO CESA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LIGHT	18,8	24,8	34,2	36,6	36,7
MUXENERGIA	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
RORAIMA	0,4	0,4	0,6	0,8	0,9
SULGIPE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
UHENPAL	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
URUSSANGA	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4
RGE SUL	85,8	117,1	161,7	173,0	173,4

Impacto aos demais consumidores - Cenário 4 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
AMAZONAS	2,2	2,1	3,4	4,1	4,7
CEA	0,5	0,4	0,7	0,8	0,9
CEB	3,1	3,5	5,3	6,2	6,6
CEEE	13,0	16,5	22,8	24,5	24,5
CELESC	13,9	18,0	24,9	26,6	26,7
CELPA	12,8	12,8	20,3	24,9	28,3
CELPE	19,0	25,4	34,8	36,9	36,6
CEMAR	3,4	4,6	6,3	6,7	6,6
CEMIG	162,8	223,1	354,5	434,3	492,4
CHESP	0,6	0,8	1,1	1,2	1,2
COCEL	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
COELBA	24,4	34,0	46,7	49,5	49,1
COOPERALIANÇA	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
COPEL	34,8	50,7	70,0	74,8	74,9
COSERN	9,9	13,2	18,0	19,1	19,0
CPFL - Paulista	30,9	40,4	55,8	59,6	59,8
CPFL - Piratininga	2,7	3,6	4,9	5,3	5,3
CPFL STA CRUZ	3,0	3,7	5,1	5,4	5,5
DEMEI	1,5	2,0	2,7	2,9	2,9
DME-PC	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6
EAC	0,8	0,8	1,3	1,7	1,9
EBO	1,3	1,3	1,8	1,9	2,0
EDP ES	8,7	11,2	15,5	16,5	16,6
EDP SP	4,3	5,3	7,3	7,8	7,9
ELEKTRO	12,7	16,8	23,2	24,8	24,8
ELETROCAR	1,2	1,6	2,2	2,4	2,4
ELFSM	0,8	0,8	1,1	1,2	1,2
EMG	7,3	7,3	10,0	10,7	10,7
EMS	18,2	18,6	26,0	28,1	28,6
EMT	48,8	49,3	68,7	73,5	72,7
ENEL GO	41,0	52,5	73,1	78,9	79,9
ENEL RJ	19,2	24,4	33,7	36,1	36,2
ENEL SP	2,4	3,6	5,0	5,3	5,3
ENEL CE	27,0	36,5	50,1	53,1	52,6
ENF	0,4	0,4	0,7	0,8	0,9
EPB	10,4	10,7	14,7	15,6	15,6
EQUATORIAL AL	5,2	6,7	9,2	9,8	9,7
EQUATORIAL PI	12,3	16,7	23,0	24,4	24,2
ERO	2,7	2,5	3,6	4,2	4,4

Impacto aos demais consumidores - Cenário 4 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
ESE	2,9	2,9	4,1	4,5	4,7
ESS	7,3	7,5	10,4	11,2	11,3
ETO	6,3	6,5	10,4	12,7	14,4
FORCEL	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4
HIDROPAN	0,5	0,7	1,0	1,1	1,1
IENERGIA	-	-	-	-	-
JOÃO CESA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LIGHT	14,0	18,4	25,4	27,2	27,3
MUXENERGIA	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
RORAIMA	0,2	0,2	0,4	0,5	0,5
SULGIPE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
UHENPAL	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5
URUSSANGA	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
RGE SUL	78,9	107,7	148,7	159,1	159,5

Impacto aos demais consumidores - Cenário 5 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
AMAZONAS	2,2	2,1	3,3	4,0	4,6
CEA	0,5	0,4	0,7	0,8	0,9
CEB	3,0	3,4	5,1	6,0	6,4
CEEE	12,8	16,3	22,6	24,2	24,2
CELESC	14,6	18,9	26,1	27,9	28,0
CELPA	13,5	13,5	21,5	26,3	29,9
CELPE	17,5	23,4	32,1	34,0	33,8
CEMAR	3,4	4,6	6,3	6,6	6,6
CEMIG	152,4	208,9	331,9	406,7	461,0
CHESP	0,6	0,8	1,1	1,1	1,1
COCEL	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
COELBA	22,9	31,9	43,8	46,4	46,1
COOPERALIANÇA	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
COPEL	32,5	47,5	65,5	70,0	70,1
COSERN	9,1	12,0	16,5	17,5	17,4
CPFL - Paulista	27,5	35,9	49,6	53,1	53,2
CPFL - Piratininga	2,7	3,5	4,9	5,2	5,2
CPFL STA CRUZ	2,5	3,1	4,3	4,6	4,6
DEMEI	1,4	1,8	2,4	2,6	2,6

Impacto aos demais consumidores - Cenário 5 (Milhões de R\$)					
Distribuidora	2021	2022	2023	2024	2025
DME-PC	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6
EAC	0,8	0,9	1,4	1,7	1,9
EBO	1,1	1,1	1,5	1,7	1,7
EDP ES	8,5	11,0	15,2	16,2	16,3
EDP SP	4,2	5,2	7,2	7,7	7,7
ELEKTRO	12,4	16,4	22,7	24,2	24,2
ELETROCAR	1,1	1,4	2,0	2,1	2,2
ELFSM	0,8	0,8	1,1	1,2	1,2
EMG	7,1	7,0	9,6	10,3	10,3
EMS	16,4	16,8	23,4	25,4	25,8
EMT	45,2	45,7	63,6	68,0	67,3
ENEL GO	40,7	52,1	72,5	78,3	79,2
ENEL RJ	16,2	20,6	28,5	30,5	30,6
ENEL SP	2,3	3,3	4,6	4,9	5,0
ENEL CE	25,1	33,8	46,4	49,2	48,8
ENF	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8
EPB	10,3	10,6	14,6	15,5	15,5
EQUATORIAL AL	4,8	6,2	8,5	9,0	8,9
EQUATORIAL PI	11,7	15,9	21,8	23,1	22,9
ERO	2,6	2,4	3,5	4,0	4,3
ESE	2,7	2,7	3,8	4,2	4,4
ESS	7,0	7,1	9,9	10,7	10,8
ETO	6,3	6,5	10,3	12,7	14,4
FORCEL	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4
HIDROPAN	0,5	0,7	1,0	1,0	1,0
IENERGIA	-	-	-	-	-
JOÃO CESA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LIGHT	11,4	15,1	20,8	22,2	22,3
MUXENERGIA	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
RORAIMA	0,2	0,2	0,4	0,5	0,5
SULGIPE	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
UHENPAL	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
URUSSANGA	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
RGE SUL	74,9	102,3	141,3	151,1	151,5