

# Projeto de Graduação



Rio de Janeiro, 19 de julho de 2020

## **Análise de Desenhos Tarifários em Sistemas com Alta Inserção de Geração Distribuída**

Bianca Lacê Silvino e  
Larissa Franklin Santos de Paiva



[www.ele.puc-rio.br](http://www.ele.puc-rio.br)

Projeto de Graduação



## **Análise de Desenhos Tarifários em Sistemas com Alta Inserção de Geração Distribuída**

**Alunas: Bianca Lacê Silvino e  
Larissa Franklin Santos de  
Paiva**

**Orientador: Alexandre Street**

Trabalho apresentado como requisito parcial para a conclusão do curso de graduação em Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

## Agradecimentos

É chegado ao fim um ciclo de muito aprendizado, felicidade, risadas e frustrações. Sendo assim, dedicamos este trabalho a todos que fizeram parte desta etapa tão importante de nossas vidas. Agradecemos primeiramente a Deus por ter iluminado o nosso caminho, aos nossos pais por terem proporcionado a realização deste sonho, aos nossos professores, por toda a transmissão de conhecimento e a todos os nossos amigos que nos apoiaram em todos os momentos.

Agradecemos também ao nosso orientador Alexandre Street, por todo apoio e paciência ao longo da elaboração do nosso estudo. Também gostaríamos de deixar um agradecimento especial à Martha Rosa Carvalho, por toda ajuda e conselhos para a construção do nosso estudo. Também à instituição de pesquisa Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro por possibilitar a execução deste estudo acadêmico.

Às nossas familiares, Patrícia Lacê de Almeida e Maria José Buarque de Paiva, sem elas nada teria sido possível. Agradecemos também aos nossos amigos, Guilherme Rodrigues, Clara Lemos, Pedro Peixoto, Gabriel Vidigal, Anna Carolina Garcia, Isabel Vilela, Liliane Chen e Giulia Borghi, pelo companheirismo e pela troca de experiências durante toda a graduação que nos permitiram crescer pessoal e profissionalmente. Por fim, a todas as pessoas que nos ajudaram e contribuíram com nossa evolução durante todo processo.

## Análise de Desenhos Tarifários em Sistemas com Alta Inserção de Geração Distribuída

### Resumo

Este documento tem por objetivo analisar o impacto de diferentes sistemas tarifários na presença geração distribuída, também conhecida como GD, com a principal finalidade de comparar com o modelo brasileiro atual. Através desta análise foi possível observar as consequências de cada sistema para um consumidor sem instalação de geração distribuída. Foi estabelecido um *benchmark* internacional como base de estudo e serão investigados vários exemplos ilustrativos, permitindo uma comparação, simplificada e precisa, entre os diversos cenários considerados.

Este trabalho demonstra que o aumento de geração distribuída no modelo atual brasileiro gera um aumento na fatura do consumidor que opta por não instalar qualquer tipo de geração distribuída.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída; Tarifa de Energia Elétrica; *Net Energy Metering*; Tarifa *Feed-in*; Tarifa Monômnia; Tarifa Binômnia, Mercado de Energia Elétrica; Taxação do Sol;

## Analysis of Tariff Schemes in Systems with High Insertion of Distributed Generation

### Abstract

This document aims to analyze the impact of different tariff schemes and their cost allocation incentives in the presence of distributed generation (DG). The study is focused on the comparison with the current Brazilian system. It also presents the monetary consequences for consumers without the installation of distributed generation. An international benchmark was established as the basis for the study and several illustrative examples are investigated, allowing a simplified yet insightful comparison between several considered variables.

This study demonstrates that the increase of distributed generation in the current Brazilian model provokes a substantial rise in the final payments of the consumers without distributed generation installed.

**Keywords:** Distributed Generation; Electric Energy Tariff; Net Energy Metering; Feed-in Tariff; Monomial Tariff; Binomial Tariff; Electric Energy Market

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
a	Breve Revisão da Literatura	2
<b>2</b>	<b>Estrutura Tarifária Analisada</b>	<b>4</b>
a	Cenário Brasileiro	4
1	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	5
2	Proposta Tarifa Binômica para os consumidores do Grupo B	8
b	Cenário Internacional	9
1	Estrutura Tarifária <i>Net Metering</i> : Califórnia	9
2	Estrutura Tarifária <i>Feed-in</i> : Alemanha	10
<b>3</b>	<b>Formulação de Esquemas Tarifários</b>	<b>12</b>
a	Premissas e variáveis adotadas	12
1	Exemplo Comparativo	13
b	Sistema Tarifário Monômio sem Geração Distribuída	14
1	Caso 0	15
c	Sistema Tarifário Monômio com Geração Distribuída e <i>Net Energy Metering</i>	16
1	Caso 1	16
d	Sistema Tarifário Binômio com Geração Distribuída e <i>Net Energy Metering</i> - Brasil	17
1	Caso 2	18
e	Sistema Tarifário Binômio com Geração Distribuída e <i>Net Energy Metering</i> - Califórnia	20
1	Caso 3	21
f	Sistema Tarifário Monômio com Geração Distribuída e Tarifa <i>Feed-In</i>	23
1	Caso 4	24
g	Comparação de Casos	25
<b>4</b>	<b>Opinião</b>	<b>27</b>
<b>5</b>	<b>Considerações Finais</b>	<b>30</b>

## Lista de Figuras

1	Evolução do Mercado de GD - 2019 - Fonte: ePowerBay - Geração Distribuída: Conceitos e História do Mercado . . . . .	1
2	Mapa dos projetos de GD no Brasil e a potência instalada por estado - 2019 - Fonte: ePowerBay - Geração Distribuída: Conceitos e História do Mercado . . . . .	2
3	Parcelas da Tarifa da Light - 2019 - Fonte: adaptação de esquema extraído parcialmente do Proret [1] . . . . .	4
4	Energia Elétrica Ativa por Ciclo de Faturamento . . . . .	7
5	Informação dos Créditos de Energia por Ciclo de Faturamento - Fonte: produzida pelos autores . . . . .	8
6	Energia Elétrica Ativa a ser faturada após o uso dos Créditos de Energia por ciclo de faturamento - Fonte: produzida pelos autores . . . . .	8
7	Preço da Energia nos EUA - Fonte: Environmental Progress . . . . .	9
8	Componentes da Tarifa Final da Alemanha - Fonte: Gráfico baseado nos dados de tarifa apresentados pela BDEW - 2016 [2] . . . . .	10
9	Estrutura Tarifária Brasileira Fonte: adaptação de esquema extraído parcialmente do Proret [1] . . . . .	12
10	Ilustração dos consumidores - Fonte: produzida pelos autores . . . . .	13
11	Gráfico Consumo e Geração Diários - Consumidor 1 - Fonte: produzida pelos autores com base em uma curva média apresentada na dissertação de mestrado de Flávia Silveira de Azevedo [3] e extraída da Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo . . . . .	13
12	Gráfico Consumo e Geração Diários - Consumidor 2 - Fonte: produzida pelos autores com base em uma curva média apresentada na dissertação de mestrado de Flávia Silveira de Azevedo [3] e extraída da Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo . . . . .	14
13	Comparação de Custos dos Consumidores entre Casos - Fonte: produzida pelos autores . . . . .	26
14	Mini e Micro Geração Distribuída no Brasil - Fonte: Balanço Energético Nacional 2019 [4] . . . . .	27

## Lista de Tabelas

1	Comparação faturamento com e sem GD para o Grupo B . . . . .	6
2	Comparação faturamento com e sem GD para o Grupo A . . . . .	6
3	Alguns componentes da fatura de energia dos consumidores com GD . . . . .	7
4	Participação da Taxa de Rede na Receita da Distribuidora - Fonte: Bundesnetzagentur (2015) [5], adaptado de Gesel [6] . . . . .	11
5	Custos da Distribuidora no Caso 0 . . . . .	15
6	Custos da Distribuidora no Caso 1: <i>Net Metering</i> Tarifa Monômia . . . . .	16
7	Custos da Distribuidora no Caso 2:: <i>Net Metering</i> Tarifa Binômia . . . . .	19
8	Custos da Distribuidora no Caso 3: <i>Net Metering</i> Califórnia . . . . .	22
9	Custos da Distribuidora no Caso 4: Tarifa <i>Feed-in</i> Alemanha . . . . .	24
10	Comparação de Casos . . . . .	26
11	Comparação Espiral da Morte . . . . .	29



## Nomenclatura

$d_{ti}$ : Demanda (kW) - Demanda de potência em um determinado momento  $t$  do consumidor  $i$ .

$D_i$ : Demanda Máxima (kW) - Demanda máxima do consumidor  $i$  em um determinado período de apuração.

$D$ : Demanda Máxima do sistema (kW) - Demanda máxima total do sistema em um determinado período de apuração.

$G_{ti}$ : Potência (kW) - Potência gerada em um determinado momento  $t$  pelo consumidor  $i$ .

$E_i^C$ : Consumo (kWh) - Energia consumida pelo consumidor  $i$  dentro de período de apuração.

$E^C$ : Consumo do Sistema (kWh) - Energia consumida total do sistema de distribuição dentro de período de apuração.

$E_i^G$ : Geração (kWh) - Energia gerada pelo consumidor  $i$  dentro de período de apuração.

$E^G$ : Geração Total dos Consumidores (kWh) - Energia gerada total pelos consumidores dentro de período de apuração.

$E_i^F$ : Energia Faturável (kWh) - Energia faturável do consumidor  $i$  dentro de período de apuração.

$E^F$ : Energia Faturável do Sistema (kWh) - Energia faturável total do sistema de distribuição dentro de período de apuração.

$C_i$ : Custo do Consumidor (R\$) - Custo do consumidor  $i$  perante a distribuidora.

$C^T$ : Custo Total (R\$) - Custo Total da Distribuidora.

$C^V$ : Custo Volumétrico (R\$) - Custo Volumétrico da Distribuidora.

$C^F$ : Custo Fixo (R\$) - Custo Fixo da Distribuidora.

$T^M$ : Tarifa Monômnia (R\$/kWh) - Tarifa monômnia definida para os consumidores.

$T^V$ : Tarifa Volumétrica (R\$/kWh) - Parcela da tarifa binômnia definida referente aos custos volumétricos da distribuidora.

$T^D$ : Tarifa da Demanda (R\$/kW) - Tarifa sobre a demanda máxima dos consumidores utilizada no Sistema Tarifário Binômio com Geração Distribuída e Net Energy Metering - Brasil, presente na Seção 3.d, para alocar custos fixos.

$T^C$ : Tarifa de Consumo (R\$/kWh) - Tarifa sobre a energia consumida dos consumidores utilizada no Sistema Tarifário Binômio com Geração Distribuída e Net Energy Metering - Califórnia, presente na Seção 3.e, para alocar custos fixos.

$T^{feedin}$ : Tarifa *Feed-in* (R\$/kWh) - Tarifa utilizada para remunerar a geração distribuída em sistemas de compensação com Tarifa *Feed-in*.

$C^{feedin}$ : Custo *Feed-in* (R\$) - Custo da distribuidora com a remuneração dos consumidores pela Tarifa *Feed-in*.

$R_i^G$ : Receita Geração (R\$) - Valor que o consumidor  $i$  recebe por sua geração dentro de período de apuração.

$\mathcal{N}$  - Conjunto de consumidores no sistema de distribuição.

$\mathcal{T}$  - Conjunto de intervalos de tempo considerados no período de apuração com granularidade horária.

## 1 Introdução

A definição de esquemas tarifários para o consumo de energia elétrica é um tema de recorrente estudo já que não existe um consenso sobre a melhor maneira de alocar os custos de distribuição e energia para os consumidores finais [7] [8]. Um dos motivos por trás disso envolve a ocorrência de custos fixos e volumétricos para a manutenção do sistema de distribuição que, apesar de serem bem definidos para o sistema como um todo, são repassados de formas diversas para cada um dos consumidores em função do esquema tarifário aplicável. Esses esquemas variam para cada estado ou país no mundo e a inserção de geração distribuída, também conhecida como GD, tem começado a desafiar modelos anteriormente tidos como estáveis.

Uma importante forma para propagação de recursos renováveis é a geração distribuída [9]. Esta permite que os consumidores participem de forma ainda mais ativa no sistema de distribuição podendo injetar energia na rede. Contudo, a disseminação de GD no sistema apresenta diversos prós e contras, como a diversificação da matriz energética mas também traz novos desafios para a alocação dos custos da distribuidora [10]. Sendo assim, se torna importante analisar a alocação dos custos do sistema de distribuição de forma justa para todos os consumidores, incluindo a remuneração adequada para os consumidores com geração. Para isso, pode ser vantajosa a elaboração de esquemas tarifários simples, onde é possível calcular as devidas alocações de custos e remunerações sem considerar as complexidades dos sistemas reais.

Mais especificamente, o setor elétrico brasileiro é dividido em quatro grandes grupos, os geradores, os consumidores, as transmissoras e as distribuidoras. No Brasil, o mercado de venda de energia elétrica é dividido entre o mercado livre e o mercado regulado. Os consumidores com uma demanda mínima de 500 kW podem optar por migrar para o mercado livre, onde podem contratar a sua energia diretamente de geradores através de contratos bilaterais. Para os consumidores do mercado regulado, ainda não há a opção de contratos bilaterais. Nesse ambiente, os consumidores, também chamados de consumidores cativos, devem pagar pela energia que consomem diretamente para a distribuidora a partir de uma tarifa regulada. Essa tarifa é revisada periodicamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico brasileiro, de forma a impor uma pressão para mais eficiência nas distribuidoras e ao mesmo tempo manter o equilíbrio econômico dessas empresas [11]. Contudo, caso esses consumidores cativos tenham interesse em reduzir seus custos com energia elétrica, existe a alternativa de instalarem sistemas de geração distribuída. No esquema atual, isso não os classifica como geradores mas os consumidores com GD podem abater do consumo toda a sua geração.

A quantidade de consumidores com geração distribuída tem crescido de forma significativa no Brasil. Na Figura 1 se encontra uma representação gráfica da evolução da potência instalada até o fim de 2019.

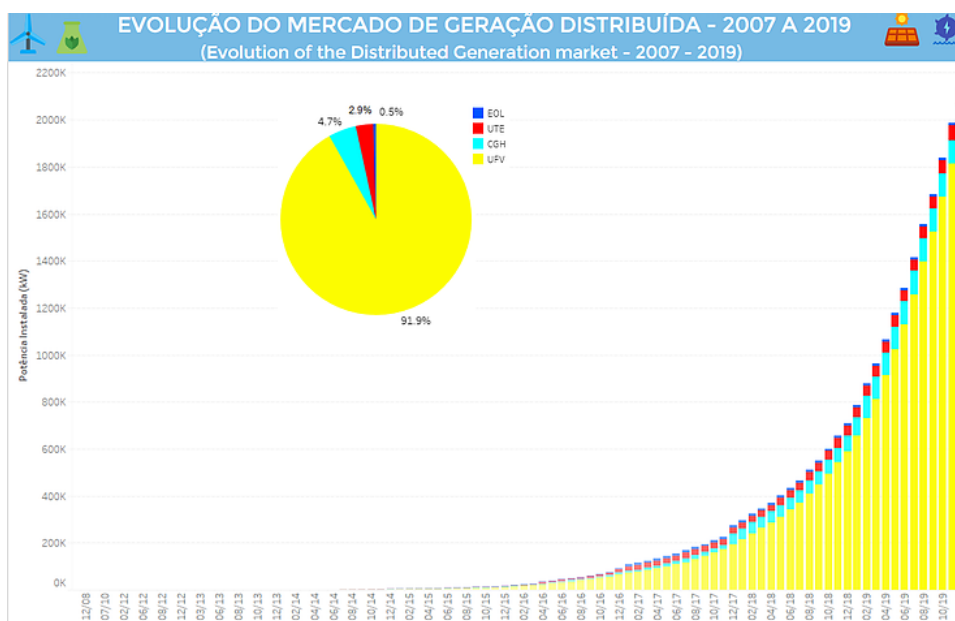


Figura 1: Evolução do Mercado de GD - 2019 - Fonte: ePowerBay - Geração Distribuída: Conceitos e História do Mercado

Além disso, na Figura 2 a participação de cada estado brasileiro na composição da potência instalada total é apresentada.

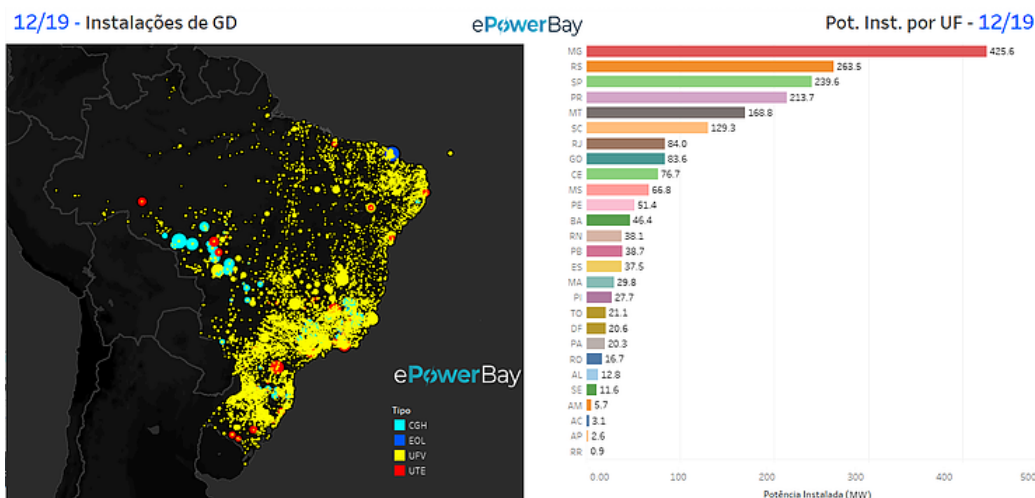


Figura 2: Mapa dos projetos de GD no Brasil e a potência instalada por estado - 2019 - Fonte: ePowerBay - Geração Distribuída: Conceitos e História do Mercado

Recentemente, se iniciou uma discussão no setor elétrico a respeito da atualização do sistema de compensação para geração distribuída no Brasil. Essa discussão acabou chamando a atenção de grande parte da população e um estigma foi criado sobre o novo sistema proposto. Em função disso, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma análise conceitual e ilustrativa dos principais esquemas tarifários e seus efeitos para os consumidores em função dos diferentes esquemas de compensação para a GD.

Na Seção 2 é apresentada a estrutura tarifária atual brasileira e o sistema de compensação para GD vigente. Além disso, também são apresentados os modelos de compensação aplicados internacionalmente que servirão de base para comparação.

Na Seção 3 são definidos os conceitos básicos de cada um dos modelos de compensação e tarifários analisados. Para comparação destes modelos foi formulado um exemplo ilustrativo e simplificado que é capaz de expressar os efeitos de cada sistema de compensação para os consumidores. Isso inclui a definição de variáveis e expressões matemáticas que refletem os custos finais da distribuidora e dos consumidores em casa sistema.

Por fim, na Seção 4, será abordada a discussão do setor elétrico sobre o novo sistema proposto para o Brasil e quais impactos este modelo gera economicamente. Será discutido também, quais as consequências o modelo atual brasileiro apresenta após a alta inserção consumidores com GD. Além disso, apresentou-se o estigma da "Taxação do sol" e suas motivações para a não implementação de um novo modelo.

## a Breve Revisão da Literatura

Na literatura acadêmica já têm sido estudados diversos temas envolvendo geração distribuída, sistemas de compensação e estruturas tarifárias há alguns anos. Determinados estudos têm por objetivo compreender a tarifa de energia no Brasil e assim compará-la com a de outros países. Outros, por sua vez, visam uma pesquisa mais específica e analisam a influência de geração distribuída em uma estrutura tarifária.

Um estudo que vale ser ressaltado foi o realizado por Nilvade de Castro, et al.(2015) [12]. Sua pesquisa busca compreender a maneira de se comparar a estrutura tarifária do Brasil com a estrutura de outros países, como, por exemplo, Estados Unidos e China. Outro estudo relevante é a pesquisa elaborada por Javier Borquez, et al., (2020) [13], um grupo de pesquisadores da Universidadw de Santiago de Chile, onde é proposto um modelo tarifário simples, considerando os principais aspectos de custos da distribuição e também a inserção de geração distribuída no sistema.

Pesquisas mais recentes tem um foco maior em entender e explicar um novo modelo tarifário, englobando o sistema de compensação para inserção de GD proposto pela ANEEL. Além disso, apresentam também uma comparação com a estrutura tarifária e o modelo de compensação atual. Este é o caso da pesquisa promovida por Marcus de Jesus [14], que visa analisar a inserção de mini e micro GD no Brasil ao longo dos próximos anos. Este trabalho visa entender o impacto da GD na estrutura tarifária e também simula modelos para analisar a evolução das tarifas.

Outro estudo sobre esse tema foi desenvolvido por Lorena Cardoso, et al. [15], um grupo de pesquisadores da CPFL Energia. Neste é proposto um novo modelo para a estrutura tarifária brasileira dos consumidores do

grupo B com a finalidade de comparação ao modelo de tarifa binômia proposto pela ANEEL [16]. Outra pesquisa, realizada por Lidiane Silva, et al [17], e publicada na Revista Interdisciplinar do Pensamento Científico (REINPEC), por sua vez, tem por objetivo entender a viabilidade econômica da instalação de um painel solar por parte do consumidor.

Baseado nos estudos apresentados, este trabalho de conclusão de curso visa fazer uma análise ilustrativa e conceitual do impacto da geração distribuída no custo dos consumidores. Principalmente, com foco nos aspectos recentemente questionados pela sociedade. Como, por exemplo, a matéria publicada pela revista exame sobre a "taxação" do sol [18]. Pode-se afirmar que a compreensão do tema não é imediata e a comparação com o modelo atual se faz necessária. Este estudo, portanto, analisa e compara exemplos simples e de fácil entendimento para ilustrar a discussão.

## 2 Estrutura Tarifária Analisada

### a Cenário Brasileiro

O sistema tarifário de energia no Brasil é composto por dois principais tipos de tarifa, cobrados pelas distribuidoras de energia. A Tarifa de Energia, também conhecida como TE, é composta principalmente pela parcela de custos referentes à compra de energia, mas também engloba encargos, perdas e parte dos custos do transporte de energia de Itaipu, importante para a segurança do sistema energético brasileiro. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, também conhecida como TUSD, é composta por parcelas referentes aos custos de Fio A, Fio B, perdas e encargos. A TUSD referente ao Fio A corresponde ao custo do uso do serviço de transmissão de energia elétrica ou de distribuição por parte de terceiros. A TUSD referente ao Fio B corresponde ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora com seu sistema de distribuição.

Para melhor compreensão da participação de cada um desses custos na tarifa final paga pelos consumidores segue um esquema ilustrativo dos custos da distribuidora Light. Todos os dados dos percentuais foram calculados a partir da Planilha de Cálculo e Abertura das Tarifas (PCAT) [19] disponibilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), referente ao exercício de 2019.

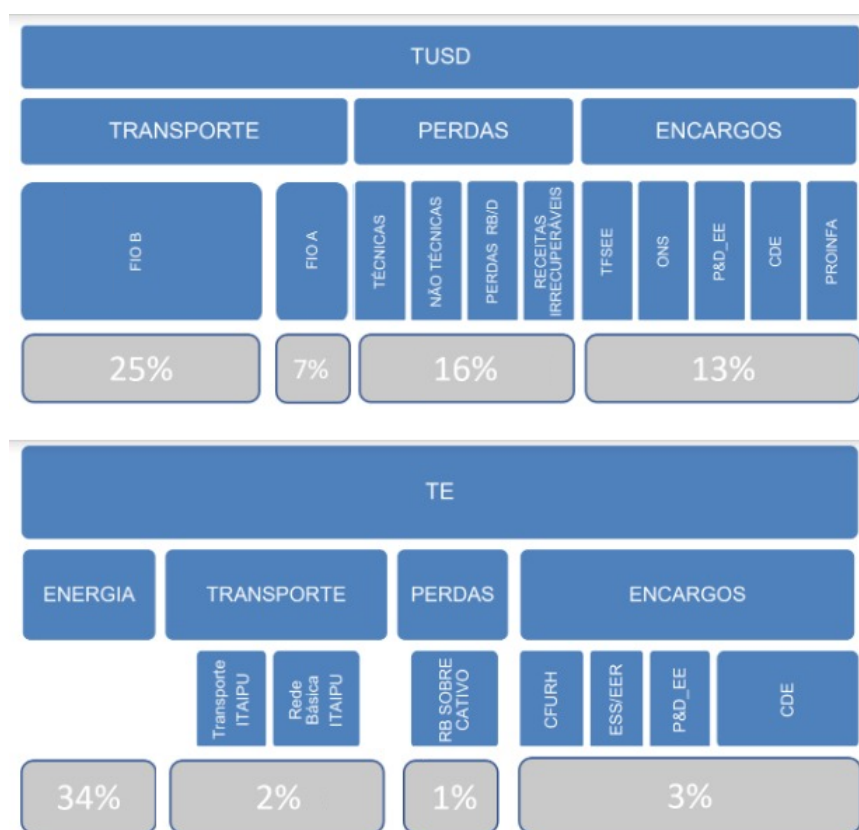


Figura 3: Parcelas da Tarifa da Light - 2019 - Fonte: adaptação de esquema extraído parcialmente do Proret [1]

Essas parcelas compõem custo total da distribuidora e é papel desta repassar esses custos para os consumidores da forma mais adequada. No Brasil, independente dos custos da distribuidora serem fixos ou variáveis, o custo dos consumidores de baixa tensão é precificado através de uma tarifa monômnia aplicada ao volume de energia consumido. Para os consumidores de alta tensão a tarifa é binômnia, isto é, separada em duas parcelas (TE e TUSD), e a distribuidora consegue alocar e recuperar parte dos custos fixos, geralmente associados ao uso da rede, através da máxima demanda verificada por consumidor e também através do seu consumo de energia. Contextualizada a estrutura tarifária brasileira, pode-se então analisar o cenário brasileiro na perspectiva de inserção de sistemas de Geração Distribuída.

As condições gerais e regras para a Geração Distribuída no Brasil foram definidas pela ANEEL na Resolução Normativa nº 482 [20], de 17 de abril de 2012. Desde então, seus conceitos foram revistos na Resolução

Normativa nº 687 [21], de 24 de novembro de 2015, e também na Resolução Normativa nº 786 [16], de 17 de outubro de 2017. Estas resoluções têm por objetivo definir os aspectos de microgeração e minigeração distribuída e estabelecer as regras para o sistema de compensação de energia elétrica.

A definição de microgeração e minigeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica que possui uma capacidade instalada inferior a 5 MW, presente em unidades consumidoras e, assim, conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica. O termo microgeração é utilizado para definir estruturas que apresentam uma capacidade instalada igual ou inferior a 75 kW, enquanto o termo minigeração é utilizado para estruturas com capacidade instalada superior a 75 kW e igual ou inferior a 5.000 kW. Além disso, a central deve utilizar fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada.

As fontes renováveis de energia elétrica são provenientes de recursos naturais e a disponibilidade de tais recursos na natureza não é reduzida quando utilizados para geração de energia. Como, por exemplo, energia solar, eólica e hídrica. Já o conceito de cogeração, implica no aproveitamento de energia térmica dissipada no processo de geração termelétrica. A cogeração qualificada, por sua vez, exige uma eficiência energética mínima para a geração de energia com gás natural, sendo essa definida pela ANEEL na Resolução Normativa nº 235/2010 [22].

Existem quatro modalidades de geração distribuída regulamentadas pela legislação brasileira:

- Junto à carga: consiste em uma instalação diretamente na unidade consumidora.
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: consiste em uma instalação que atende a mais de uma unidade consumidora, contanto que todas as unidades estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.
- Autoconsumo Remoto: consiste em uma instalação localizada em uma unidade consumidora distinta das demais, contanto que todas as unidades possuam o mesmo proprietário.
- Geração Compartilhada: consiste em uma instalação que atende a mais de uma unidade consumidora presentes na mesma área de concessão e reunidas por meio de cooperativa ou consórcio, contanto que a instalação se encontre em um local distinto das demais unidades.

## 1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

De acordo com a Resolução Normativa nº 687/2015 [21], os consumidores que podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido pelo termo em inglês *Net Metering*, devem possuir uma unidade de micro ou minigeração distribuída de acordo com as quatro modalidades descritas acima. Vale ressaltar, que esse sistema não se aplica a consumidores livres ou especiais, apenas a consumidores do mercado cativo, pois estes compram a energia diretamente da distribuidora.

Tal mecanismo funciona a partir de créditos cedidos ao consumidor em função da quantidade de energia ativa injetada no sistema de distribuição. De modo que a energia injetada pelo consumidor é concedida à distribuidora como um empréstimo gratuito e, assim, pode-se contabilizar o crédito que será designado ao consumidor.

Em relação ao faturamento, entende-se que o excedente de energia é a diferença entre a energia consumida e a energia injetada no sistema de distribuição. Vale ressaltar que, a energia injetada deve ser maior do que a energia consumida para ser considerada excedente. Por outro lado, para a modalidade de empreendimentos de múltiplas unidades, o excedente de energia corresponde à energia injetada. Quando este excedente não for utilizado, ele se torna crédito de energia e possui uma validade de sessenta meses. Esse crédito é definido em função da energia elétrica ativa e não está associado a variações da tarifa de energia, portanto, não apresenta um valor financeiro direto.

A contabilização do faturamento de energia varia em função da modalidade de geração distribuída da unidade consumidora. Para a modalidade junto à carga, o faturamento considera a energia consumida, deduzindo a energia injetada e o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, para então aplicar a tarifa em R\$/MWh. Para as demais modalidades, o faturamento considera a energia consumida, deduzindo a energia excedente alocada para tal unidade consumidora e o crédito de energia, para então aplicar a tarifa. Nessas modalidades a energia excedente atribuída a uma unidade consumidora corresponde a um percentual da energia total gerada pelo sistema de GD. Este percentual é definido pelo titular da unidade consumidora onde se encontra a instalação da geração distribuída e atribuído a cada unidade participante do sistema de compensação.

Para os consumidores do grupo B, isto é, consumidores com fornecimento de energia em tensão inferior a 2,3kV, existe um valor mínimo a ser pago devido ao custo de disponibilidade da rede de distribuição. Este valor varia de acordo com o tipo de ligação da unidade com a rede. Isso quer dizer que, mesmo em casos que a energia injetada for superior à energia consumida, o consumidor terá que pagar este valor mínimo. Em



contrapartida, para os consumidores do grupo A, isto é, consumidores com fornecimento de energia em tensão igual ou superior a 2,3 kV, esse custo mínimo não será cobrado pois estes consumidores possuem Tarifa Binômia. A Tarifa Binômia indica que o faturamento é dividido entre as tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, sendo assim, o custo de disponibilidade se dá a partir da demanda de potência contratada.

Na tabela 1, encontra-se um exemplo de fatura fictícia para consumidores com geração distribuída do grupo B e ligação trifásica. Neste exemplo, foi considerada a tarifa de 0,666311 R\$/kWh da Light de abril 2020, homologada pela ANEEL sem a incidência de impostos (ICMS/PIS/COFINS). Ademais, por ser ligação trifásica, o custo de disponibilidade corresponde ao custo de 100 kWh.

Tabela 1: Comparação faturamento com e sem GD para o Grupo B

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Diferença (R\$)
Jan	300	350	50	199,89	66,63	133,26
Fev	340	370	80	226,55	66,63	159,91
Mar	400	400	80	266,52	66,63	199,89
Abr	440	310	50	293,18	66,63	226,55

Mesmo quando há mais energia injetada do que consumida, o consumidor paga o valor mínimo correspondente ao custo de disponibilidade. Além disso, quando o crédito acumulado ao longo dos meses é utilizado para compensar o consumo, não se debita do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, exemplificado na fatura do mês de abril.

Um fato importante a ser destacado é a impossibilidade de venda do crédito de energia acumulado por uma unidade consumidora. Uma vez que o consumidor está se beneficiando de uma estrutura tarifária diferenciada, destinada à geração distribuída, ele não recebe a classificação de gerador e, portanto, não pode vender energia.

Para os consumidores do grupo A, a Tarifa de Energia (TE) é aplicada de forma diferenciada ao longo do dia, isto é, possuem uma modalidade tarifária horária. Essa tarifa é estabelecida por posto tarifário que, para esses consumidores, são os horários (postos) de ponta e fora ponta. Sendo assim, para o sistema de compensação de energia deve se considerar o posto tarifário em que ocorreu a geração. A energia gerada em um posto deve antes compensar a energia consumida no mesmo posto tarifário para então, caso ainda haja excedente, poder ser transferida para o outro posto tarifário através da aplicação de um fator de ajuste. Esse fator é calculado a partir da divisão da Tarifa de Energia do posto tarifário que apresenta excedente pela TE do posto que receberá tal excedente.

Na tabela 2, encontra-se um exemplo de fatura fictícia para consumidores com geração distribuída do grupo A, com nível de tensão A4, isto é, de 2,3 a 25kV e que optaram pela tarifa Azul. Neste exemplo, foram consideradas as tarifa da Light de abril 2020 de 459,23 R\$/MWh para a Tarifa de Energia do horário de ponta, 277,81 R\$/MWh para a Tarifa de Energia do horário fora de ponta e 139,81 R\$/MWh para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), homologadas pela ANEEL sem a incidência de impostos (ICMS/PIS/COFINS). A energia a ser faturada é precificada a partir da soma da TE com a TUSD e o horário de ponta definido pela Light corresponde ao período entre 17h30 e 20h30, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.

Tabela 2: Comparação faturamento com e sem GD para o Grupo A

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Injetado Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Injetado Fora Ponta (kWh)	Crédito Líquido Ponta (kWh)*	Crédito Líquido Fora Ponta (kWh)**	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Diferença (R\$)
Jan	9.000	-	50.000	55.000	5.975	-	26.272	3.579	22.693
Fev	8.000	-	55.000	40.000	17.074	1.776	27.761	10.970	16.792
Mar	15.000	-	60.000	60.000	15.000	-	34.043	8.986	25.057
Abr	20.000	-	60.000	65.000	16.975	-	37.038	10.169	26.869

\*Crédito Líquido Ponta = Consumo Ponta - Injetado Ponta - Fator de Ajuste × Crédito Fora Ponta

\*\*Crédito Líquido Fora Ponta = Consumo Fora Ponta - Injetado Fora Ponta - Fator de Ajuste × Crédito Ponta

Pode-se perceber que quando mais energia elétrica ativa é injetada do que consumida no horário fora de ponta o excedente é utilizado para compensar o consumo do horário de ponta, mesmo quando não há energia injetada neste horário. Nota-se também, que para essa transferência de crédito de energia é utilizado o fator de ajuste.

Com base nas informações já citadas, a fatura dos consumidores com GD deve, necessariamente, apresentar as seguintes informações, a cada ciclo de faturamento:

- o saldo anterior de créditos (kWh);
- a energia ativa injetada e consumida por posto tarifário;
- o histórico da energia consumida e injetada nos últimos 12 ciclos;
- o número de créditos utilizados no ciclo atual de faturamento;
- o número de créditos expirados no ciclo de faturamento atual;
- a parcela de créditos a expirar no ciclo de faturamento do mês seguinte;
- o saldo de créditos atualizado.

Segue abaixo um exemplo gráfico apresentando alguns componentes da fatura. Para este exemplo foi definido que o consumidor não utilizou ou adicionou créditos de energia no período de abril de 2015 a dezembro de 2019. A Tabela 3 apresenta os dados utilizados para a construção do gráfico e a coluna "Créditos a Expirar" apresenta os créditos que não poderão ser utilizados no ciclo de faturamento seguinte. Vale ressaltar que, quando o valor na coluna "Energia Faturada" for inferior a 100 kWh, o consumidor terá que pagar pelo custo de disponibilidade que corresponde ao custo de 100 kWh.

Tabela 3: Alguns componentes da fatura de energia dos consumidores com GD

Mês	Energia Elétrica Ativa Consumida (kWh)	Energia Elétrica Ativa Injetada (kWh)	Créditos Criados/Utilizados (kWh)	Créditos a Expirar (kWh)	Saldo Atualizado de Créditos (kWh)	Energia Faturada (kWh)
Jan/15	300	350	50	0	50	0
Fev/15	340	370	30	0	80	0
Mar/15	440	310	-30	0	50	100
-	-	-	-	-	-	-
Jan/20	400	410	10	-20	40	0
Fev/20	370	350	-20	-30	10	0
Mar/20	420	300	-10	0	0	110

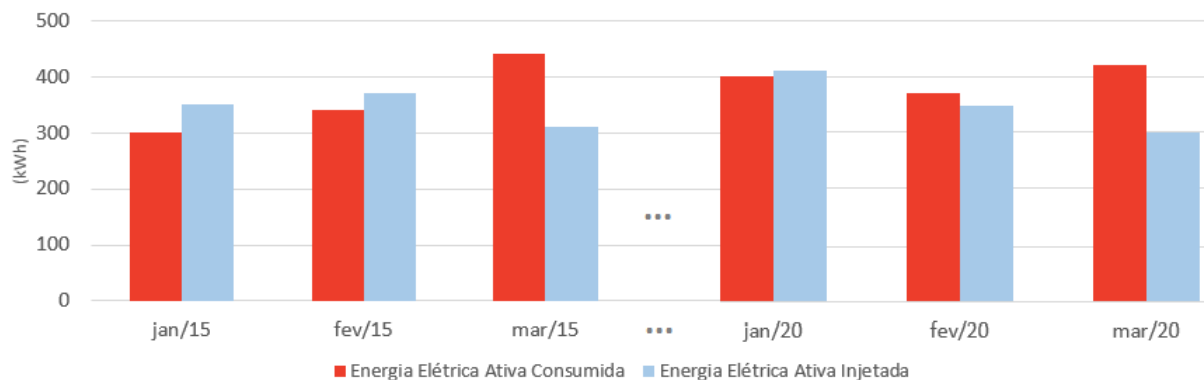


Figura 4: Energia Elétrica Ativa por Ciclo de Faturamento



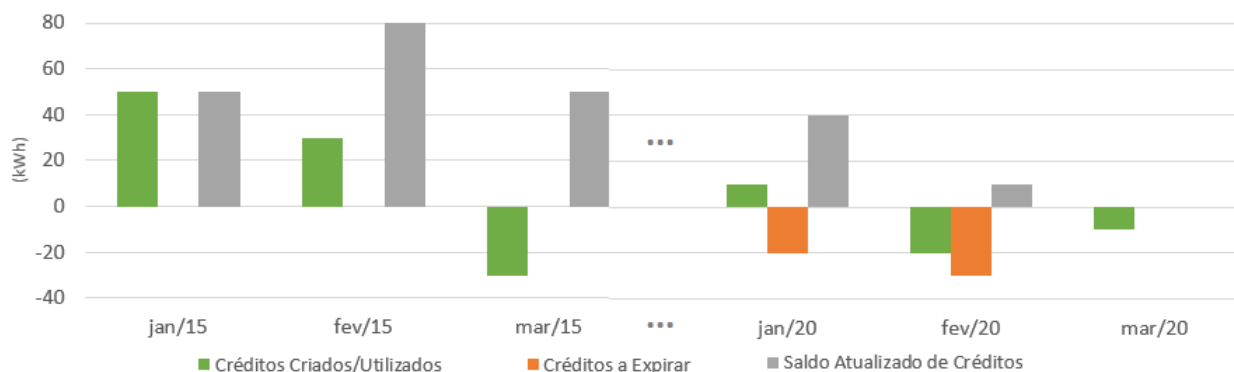


Figura 5: Informação dos Créditos de Energia por Ciclo de Faturamento - Fonte: produzida pelos autores

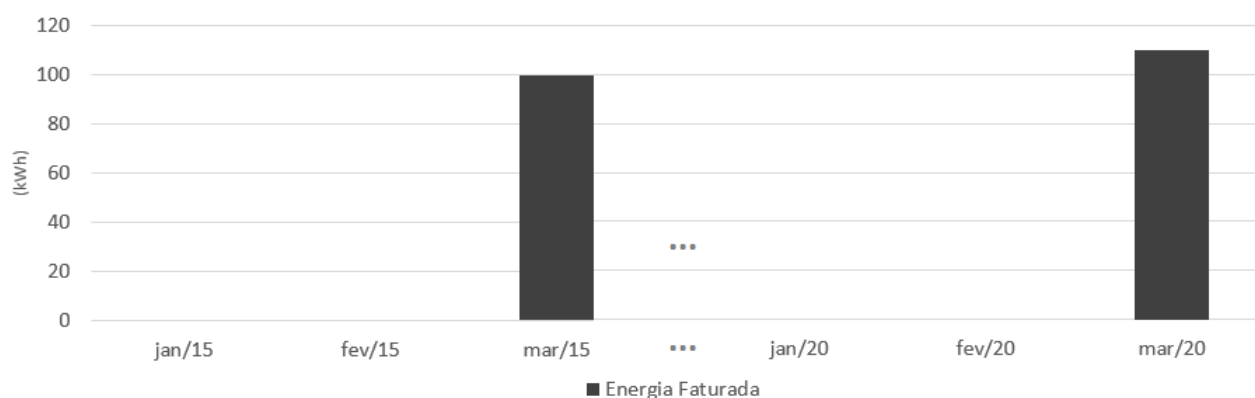


Figura 6: Energia Elétrica Ativa a ser faturada após o uso dos Créditos de Energia por ciclo de faturamento - Fonte: produzida pelos autores

A partir do que foi definido neste tópico, é possível perceber que o consumidor com GD no Brasil é beneficiado no aspecto tarifário quando a geração anula o consumo. Isso ocorre pois o consumidor, para fins de faturamento, pode anular o seu consumo com a geração mesmo quando consome energia em momentos diferentes da geração e consequentemente depende de todo o aparato de rede instalado. Nesse sentido, o consumidor utilizou a rede para entregar sua energia excedente, armazenando o crédito do surplus de geração no exato momento em que ele foi produzido, e posteriormente também utilizou a mesma rede, para consumir os créditos armazenados nos momentos de déficit de geração. Assim sendo, neste sistema de créditos, a rede pode ser amplamente utilizada pelo consumidor, mesmo que este, em termos líquidos mensais, tenha uma produção igual à geração, não permitindo a devida remuneração para o sistema. Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia serão tratados nos Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET [1].

## 2 Proposta Tarifa Binômia para os consumidores do Grupo B

Como visto na Seção 2.a.1, os tipos de tarifa do consumidor, sendo estes tarifa monômia ou binômia, provocam efeitos diferentes no sistema de compensação com *Net Metering*. Por exemplo, para os consumidores do Grupo A, onde a tarifa é binômia, a parcela referente à demanda contratada não é afetada pela instalação de um sistema de geração distribuída. Sendo assim, se torna importante analisar as propostas de aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores do Grupo B, apresentadas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018 [23].

Nesse relatório são apresentadas seis alternativas ao modelo atual, sendo as três principais destacadas a seguir:

- Alternativa 1: atualização do valor mínimo a ser pago pelos consumidores devido ao custo de disponibilidade da rede de distribuição. Essa atualização teria como objetivo permitir que os valores de custo de disponibilidade, definidos na Resolução Normativa nº 414/2010 [24], correspondam ao custo real da disponibilidade do sistema.

- Alternativa 3: repartir uma parcela dos custos do Fio B de forma fixa entre todos os consumidores, sendo implementada de forma proporcional ao número de unidades consumidoras.
- Alternativa 5: criar uma tarifa em função da demanda máxima dos consumidores como uma forma de aperfeiçoar o modelo tarifário para o Grupo B.

Caso haja alguma alteração no tipo de tarifa dos consumidores do Grupo B, isso impactaria o efeito do *Net Metering* sobre o sistema de distribuição. Na próxima seção, sobre Formulação de Esquemas Tarifários, será apresentada uma proposta de modelo tarifário inspirado na Alternativa 5.

## b Cenário Internacional

O objetivo desta seção é elaborar um *benchmarking* analisando as estruturas tarifárias e os modelos de compensação para geração distribuída na perspectiva internacional. Para a comparação das estruturas aqui apresentadas será efetuado um processo de simplificação e elaboração de um exemplo ilustrativo na Seção 3.a.1.

### 1 Estrutura Tarifária *Net Metering*: Califórnia

Desde 1995, no Estado da Califórnia, está em vigor a lei *Net Energy Metering* (NEM) [6] que foi o principal incentivo para o aumento de geração via painel solar para uma capacidade de até 10 kW. No ano de 1998, acrescentou-se também a possibilidade da geração ser proveniente de sistemas eólicos. Alguns anos mais tarde, a capacidade máxima desses sistemas passou a ser 1 MW, possibilitando que consumidores de porte maior entrassem no plano.

A Califórnia é um dos estados nos Estados Unidos que mais tem investimento em Geração Distribuída e isso vem com um custo. Comparando o preço da energia com os outros estados, observa-se que durante os primeiros sete anos da última década, o estado da Califórnia cresceu em média cinco vezes mais do que a média dos EUA inteiro (excluindo o estado da Califórnia).

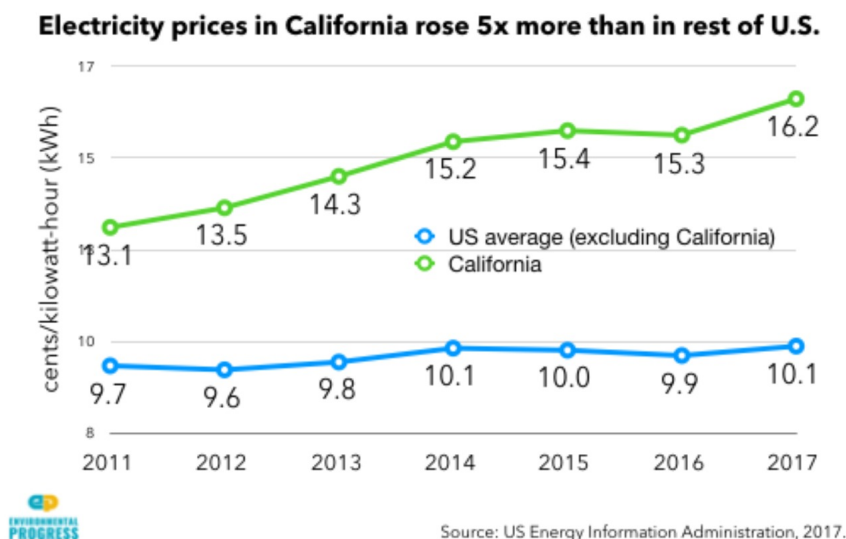


Figura 7: Preço da Energia nos EUA - Fonte: Environmental Progress

No caso do NEM da Califórnia, quando os consumidores geram energia e essa é injetada na rede de distribuição, eles ganham créditos que serão precificados de acordo com o valor da energia no mercado varejista. Assim como na estrutura brasileira, esses créditos podem ser utilizados para compensar o consumo mensalmente. Diferentemente do Brasil, na Califórnia, os consumidores podem receber um valor em dinheiro, referente ao excedente gerado. O pagamento desse excedente é contabilizado anualmente e recebe o nome de *net surplus compensation* (NSC), ou compensação pelo excedente líquido. O preço final para a compensação dessa energia excedente é baseado em uma média móvel da tarifa do mercado varejista dos últimos 12 meses anteriores a data de pagamento.

Ademais, de acordo com o proposto em 2016 no programa *GO SOLAR* ("Vire Solar") [25] existem três outras formas de compensação para o excedente de energia. Tais formas estão descritas abaixo:

- *Virtual Net Metering* ou *Net Metering Virtual*: tipo de categoria de *Net Metering* é focada em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras com medidores individuais porém, com um único medidor ligado à rede. Assim, o painel para geração pode ser um único para todos esses consumidores e os créditos podem ser distribuídos para cada consumidor. Vale lembrar, que todos esses consumidores devem estar localizados no mesmo local da geração fotovoltaica.
- *NEM Aggregation* ou *Agregação NEM*: modelo de compensação que possibilita um prosumidor, isto é, um consumidor que produz energia, associar a carga de vários consumidores, desde que ele seja dono único, arrendatário ou locatário da propriedade. O crédito gerado pode ser dividido entre os consumidores conectados, em propriedades adjacentes ou contíguas, ao sistema de geração.
- *Renewable Energy Self-Generation – Bill Credits Transfer* ou *Autogeração de Energia Renovável - Transferência de Créditos de Conta*: categoria em que pequenos governos e universidades podem compartilhar os créditos provenientes de geração em locais governamentais. Vale ressaltar, que a capacidade máxima desse tipo de compensação deve ser de até 5 MW e, também, que os créditos serão efetuados somente sobre a parte da geração correspondente ao mercado varejista.

No ano de 2016, o sistema de *Net Energy Metering* da Califórnia foi revisado de acordo com uma decisão da agência reguladora estadual do setor de eletricidade da Califórnia, a *California Public Utilities Commission* (CPUC) [26]. Assim, foram definidas novas regras, aplicáveis apenas aos novos consumidores que aderirem ao sistema, e foi estabelecido o NEM 2.0.

Dentre as principais alterações no sistema de compensação vale destacar que o custo dos prosumidores passa a apresentar uma parcela que independe do volume de energia injetado na rede. Isso é feito a partir da aplicação de tarifas não evitáveis por kWh consumido. Além disso, os novos consumidores que tiverem interesse em aderir ao NEM 2.0 terão que pagar uma tarifa para custear a interconexão. A interconexão se faz necessária para atender ao sistema de geração distribuída que será instalado e o valor da tarifa é baseado no custo histórico de interconexão à rede.

## 2 Estrutura Tarifária Feed-in: Alemanha

De acordo com a Associação Federal de Gestores de Energia e Água (*Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* - BDEW [2]), a precificação da tarifa alemã paga pelos consumidores de energia é embasada na proporção apresentada na Figura 8. Observa-se que a maior parcela da tarifa corresponde a custos que variam de forma volumétrica, isto é, de acordo com o volume de energia consumido.



Figura 8: Componentes da Tarifa Final da Alemanha - Fonte: Gráfico baseado nos dados de tarifa apresentados pela BDEW - 2016 [2]

A tarifa alemã é do tipo binômica e a principal componente, a Taxa de Rede, é formada a partir de uma parcela da energia consumida e outra atrelada a carga máxima demandada pelo consumidor. Essas duas parcelas são fixas e não variam de acordo com o horário de consumo.

A Taxa para Energia Renovável, por sua vez, é responsável por compensar a diferença de preços entre o custo da geração de energia em plantas de geração renovável e o valor da energia renovável no mercado de energia.

Esse tipo de taxa recentemente se mostrou efetivo, pois foi identificado um crescimento da inserção de energia solar na matriz energética alemã, em função da sua alta remuneração, permitindo que este tipo de fonte chegasse a representar 40% dos recursos de energia renovável no país.

Outro fator importante para compreender a organização da estrutura tarifária alemã é entender a variação dos custos relacionada à classe de cada consumidor. A partir da Tabela 4 da Agência Federal de Rede (Bundesnetzagentur, 2015) [5] fica expressa a participação da Taxa de Rede na conta dos consumidores em função do seu perfil de consumo.

Tabela 4: Participação da Taxa de Rede na Receita da Distribuidora - Fonte: Bundesnetzagentur (2015) [5], adaptado de Gesel [6]

	Porcentagem de Tarifa de Carga	
	Horas de Plena carga <2500	Horas de Plena carga >2500
<b>Extra-alta Tensão</b>	25,5%	83,4%
<b>Alta Tensão</b>	29,4%	74,3%
<b>Média Tensão</b>	19,8%	72,2%
<b>Baixa Tensão</b>	18,4%	57,1%
<b>Baixa Tensão (Consumidores sem medição de potência)</b>	11,8%	

Em relação à análise do sistema de compensação para geração distribuída se faz importante destacar que as políticas de incentivo na Alemanha tiveram início na década de 1990. Estas políticas começaram com a promulgação da lei do *feed-in*, onde as concessionárias foram obrigadas a comprar a energia gerada, a partir de fontes renováveis, por parte dos consumidores. A precificação dessa energia dos prosumidores foi definida em função de uma tarifa chamada de Tarifa *Feed-in*.

Em um primeiro momento, essa tarifa foi estabelecida com um valor correspondente a 90% da tarifa de energia paga pelos consumidores no mercado varejista. Ou seja, o prosumidor poderia vender a sua energia gerada a um valor muito próximo ao da energia comprada para suprir seu consumo. Ainda assim, mesmo com esse valor para a Tarifa *Feed-in*, o incentivo não foi suficiente para os consumidores da década de 1990 em função do custo da instalação de uma tecnologia de geração ser muito elevado nessa época[6], não havendo muita adesão a esse sistema.

Em função da reduzida adesão, o governo alemão estabeleceu e colocou em prática o programa *1000 Roofs* (1000 telhados), no qual os custos para instalação de sistemas de geração distribuída a partir da fonte solar eram financiados em até 70% pelo governo. Tal programa aumentou significativamente a participação de novos prosumidores e atingiu 5,3 MW de capacidade instalada total em 1993 [6]. Desde então, a inserção de GD no sistema alemão vem aumentando ao decorrer dos anos, não só devido ao incentivo proporcionado pelo governo alemão, mas também em função da redução no custo de instalação de um sistema de geração a medida que novas tecnologias são desenvolvidas.

Dessa forma, no início dos anos 2000 a política *feed-in* se estabeleceu e, com o seu objetivo sendo atingido, o incentivo pôde ser reduzido através da redução do valor da Tarifa *Feed-in*. Vale ressaltar que as reduções não afetam os consumidores que já possuem um sistema de geração instalado. A remuneração desses sistemas é feita a partir da tarifa definida no momento da instalação e a mesma permanece fixa por um período de 20 anos.

Ao longo dos anos aconteceram alguns ajustes no modelo *feed-in* alemão, sendo uma das principais mudanças o modelo *Feed-In Premium*. Neste modelo o consumidor não é remunerado diretamente em função da tarifa *Feed-in* e a energia gerada. Antes, deve vender a sua energia gerada no mercado de curto prazo e, adicionalmente, recebe um prêmio para compensar a diferença entre a remuneração estabelecida a partir da tarifa *Feed-in* e o preço de mercado. No modelo original, o próprio operador do sistema realizava as transações no mercado de curto prazo e remunerava o prosumidor de acordo com a tarifa estabelecida.

### 3 Formulação de Esquemas Tarifários

Nesta seção serão exemplificados quatro modelos tarifários com diferentes sistemas de compensação para geração distribuída. Este estudo tem o objetivo de comparar os efeitos de cada estrutura para os consumidores e também o efeito da inserção de geração distribuída no sistema de distribuição. Para isso, foi definido um exemplo ilustrativo comparando dois consumidores conectados no sistema de distribuição.

Este exemplo simplifica o modelo tarifário dos consumidores de energia no ambiente regulado e também os modelos de compensação para os consumidores com geração distribuída. Sendo assim, a análise aqui realizada não abrange todos os detalhes que devem ser considerados para uma mudança na estrutura tarifária, mas tem o seu valor como um veículo simples para evidenciar as diferenças entre os custos finais para os consumidores em função do modelo de tarifação e compensação para geração distribuída.

#### a Premissas e variáveis adotadas

Como visto na Seção 2a, o custo da distribuidora no Brasil é dividido entre o custo referente ao uso do sistema de distribuição e o custo referente à energia consumida no sistema. Dentro destas parcelas se encontram os custos atrelados ao transporte de energia, às perdas e também aos encargos. Todos esses custos se encontram embutidos dentro da tarifa paga pelos consumidores. Sendo assim, para exemplificar o custo da distribuidora de forma realista e simples nos casos a seguir, esse custo foi dividido em uma parcela fixa, em função da instalação da rede de distribuição e transmissão, e outra volumétrica, em função da quantidade de energia consumida. A composição destes custos está organizada na Figura 9.

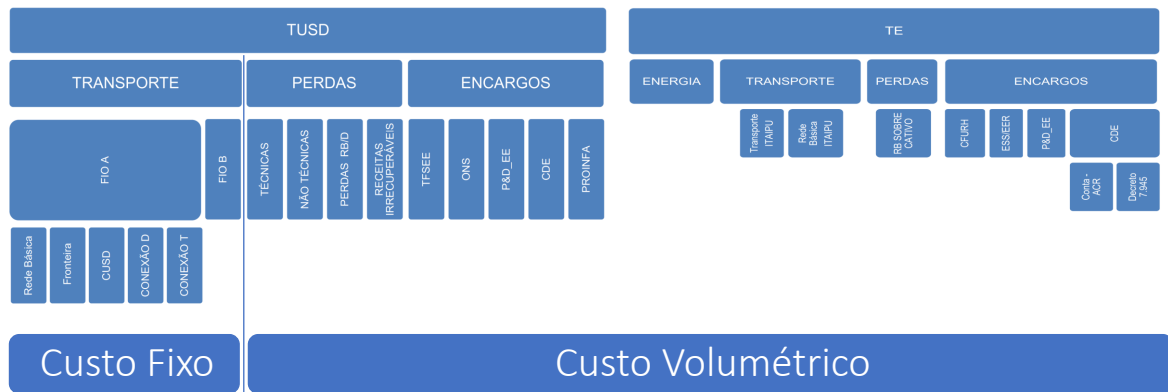


Figura 9: Estrutura Tarifária Brasileira Fonte: adaptação de esquema extraído parcialmente do Proret [1]

Sendo assim, o sistema de distribuição dos casos analisados apresentará o Custo Fixo ( $C^F$ ) e o Custo Volumétrico ( $C^V$ ). O custo fixo é referente aos custos do transporte (Fio A e Fio B) que dependem da rede elétrica instalada para atender a potência máxima demandada pelos consumidores. Já o custo volumétrico é referente à energia comprada dos geradores e repassada aos consumidores, às perdas do sistema e aos encargos setoriais.

Neste estudo de casos será possível comparar a tarifa e o custo mensal pagos pelos dois consumidores. Essa tarifa será calculada a partir dos custos da distribuidora e da energia consumida ou gerada pelos consumidores. Cada modelo tarifário terá um valor de tarifa em função do sistema de compensação para geração distribuída exemplificado.

Para padronização dos cálculos, além das variáveis de custos da distribuidora ( $C^F$  e  $C^V$ ), em todos os casos foram utilizadas as equações definidas a seguir.

A Energia Consumida ( $E_i^C$ ) é o somatório da Demanda ( $d_{ti}$ ) do consumidor  $i$  em um determinado intervalo de tempo entre  $t = 1$  e  $t = T$ .

$$E_i^C = \sum_{t=1}^T d_{ti} \text{ [kWh]} \quad \forall T \in \mathcal{T} \quad (1)$$

A Energia Gerada ( $E_i^G$ ) é o somatório da Potência Gerada ( $G_{ti}$ ) pelo consumidor  $i$  com GD em um determinado intervalo de tempo entre  $t = 1$  e  $t = T$ .

$$E_i^G = \sum_{t=1}^T G_{ti} \text{ [kWh]} \quad \forall T \in \mathcal{T} \quad (2)$$

## 1 Exemplo Comparativo

Para a comparação entre os modelos tarifários foi desenvolvido um exemplo que apresenta uma distribuidora com apenas dois consumidores, com o mesmo perfil de consumo, conectados no sistema de distribuição. No primeiro cenário, os dois consumidores não têm um sistema de geração distribuída. A Figura 10a ilustra esses consumidores, ambos sem painel solar, ligados à rede. No segundo cenário, um dos consumidores, o Consumidor 1, decidiu instalar um painel solar e a Figura 10b ilustra esses dois consumidores ligados à rede.

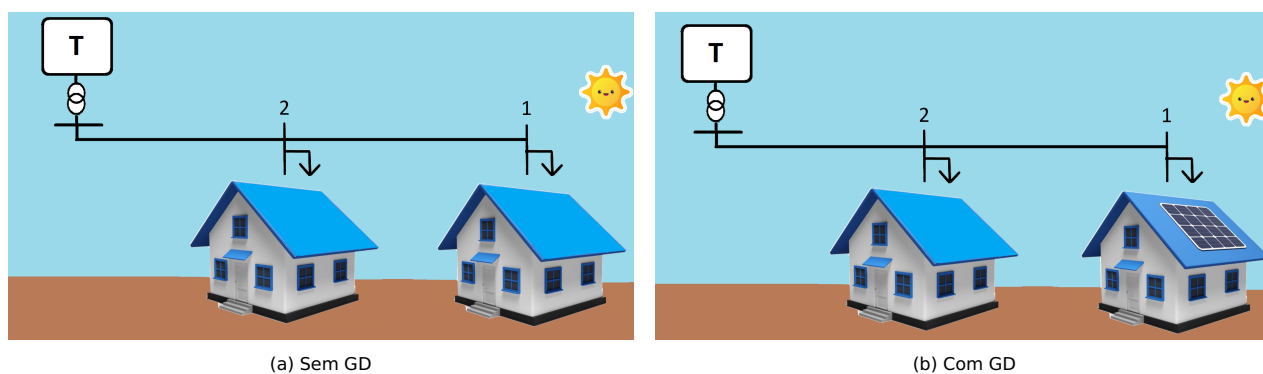
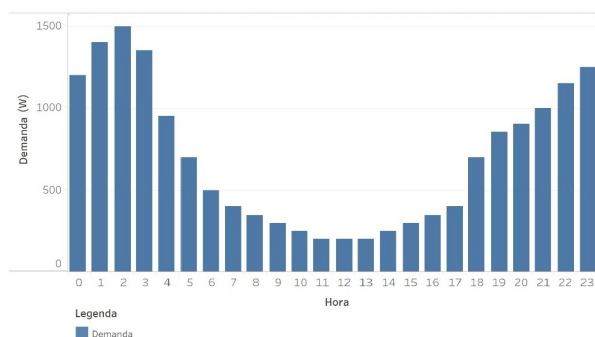


Figura 10: Ilustração dos consumidores - Fonte: produzida pelos autores

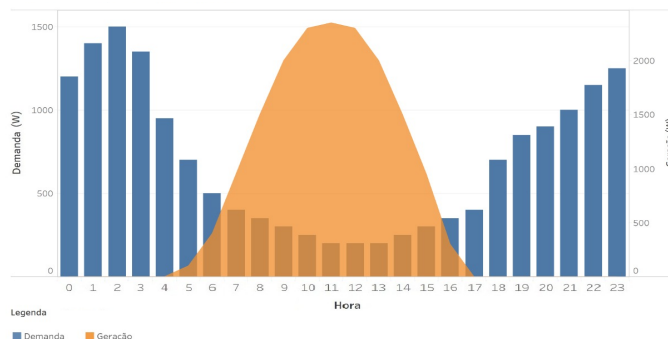
Neste exemplo, os consumidores possuem a curva de consumo e geração diários representada pelos gráficos das Figuras 11 e 12. Percebe-se que apenas o Consumidor 1 apresenta geração no cenário com GD e, consequentemente, o perfil do Consumidor 2 se mantém igual nos dois cenários.

Curva de Demanda Diária



(a) Sem GD

Curva de Geração e Demanda Diária

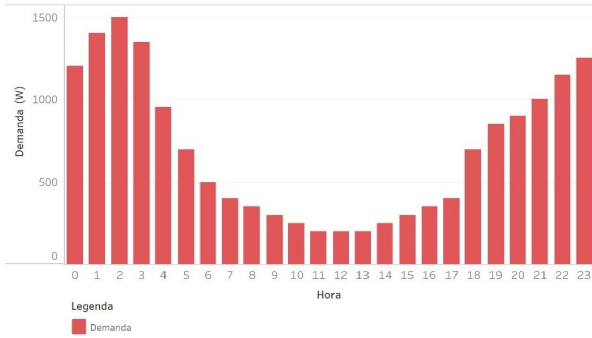


(b) Com GD

Figura 11: Gráfico Consumo e Geração Diários - Consumidor 1 - Fonte: produzida pelos autores com base em uma curva média apresentada na dissertação de mestrado de Flávia Silveira de Azevedo [3] e extraída da Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo

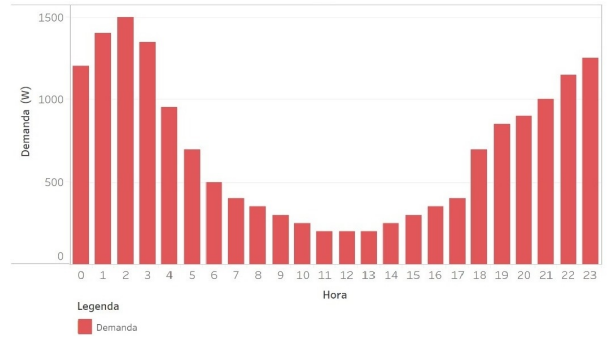


Curva de Demanda Diária



(a) Sem GD

Curva de Demanda Diária



(b) Com GD

Figura 12: Gráfico Consumo e Geração Diários - Consumidor 2 - Fonte: produzida pelos autores com base em uma curva média apresentada na dissertação de mestrado de Flávia Silveira de Azevedo [3] e extraída da Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo

Por motivos didáticos, ambos consumidores apresentam a mesma curva de Demanda. Essa curva não é uma curva real da demanda de um consumidor mas foi baseada em uma curva de carga média de residências com medição de ar condicionado. Vale ressaltar também que, para este exemplo ilustrativo, o volume de energia gerada pelo Consumidor 1 é igual ao volume de energia consumido por ele, no período de 24 horas.

Por fim, estipulou-se que o consumo e a geração apresentados acima se repetem para todo o período. Dito isso, pode-se concluir que a energia faturada do ano seguinte será igual a energia assumida do ano considerado. Isto é importante ser destacado pois, no cenário real, a receita futura da distribuidora depende do comportamento dos consumidores, que por ser incerto, não garante a recuperação perfeita de custos. Nestes casos, esquemas de conciliação são normalmente utilizados. Como o comportamento dos consumidores é constante neste exemplo, pode-se ignorar esse efeito para focar no problema da GD. Dessa forma, eventuais complicações que a GD possa trazer para a recuperação de custos dentro de um esquema tarifário específico, por conta de sua incerteza, não serão capturados neste estudo.

## b Sistema Tarifário Monômio sem Geração Distribuída

O primeiro esquema tarifário a ser analisado foi baseado no cenário tarifário brasileiro atual mas desconsidera a possibilidade dos consumidores possuírem um sistema de Geração Distribuída. Isto implica na aplicação de uma tarifa monômnia para a definição dos custos dos consumidores perante a distribuidora e esses custos dependem apenas da energia consumida. Para tornar possível a comparação do custo de cada consumidor em todos os sistemas tarifários apresentados, as seguintes variáveis são definidas:

A Energia Faturável do consumidor  $i$  ( $E_i^F$ ) corresponde à Energia Consumida deste consumidor,

$$E_i^F = E_i^C \text{ [kWh]}. \quad (3)$$

A Energia Faturável do sistema ( $E^F$ ) corresponde ao somatório de todas as energias faturáveis dos  $N$  consumidores de um sistema,

$$E^F = \sum_{i=1}^N E_i^F \text{ [kWh]} \quad \forall N \in \mathcal{N}. \quad (4)$$

O Custo Total da distribuidora ( $C^T$ ) é definido pelo somatório dos custos volumétricos e fixos,

$$C^T = C^V + C^F \text{ [R$]}. \quad (5)$$

Utilizando a Equação (5), a definição da Tarifa Monômnia ( $T^M$ ) se dá pela divisão do Custo Total da Distribuidora pela Energia Faturável ( $E^F$ ) total do sistema,

$$T^M = \frac{C^T}{E^F} \text{ [R$/kWh]}. \quad (6)$$

Como a tarifa é monômnia, não há separação entre o custo volumétrico e o custo fixo para os consumidores. O Custo Final do consumidor  $i$  com tarifa monômnia ( $C_i$ ) se dá pelo produto entre a Tarifa Monômnia ( $T^M$ ) e a Energia Faturável ( $E_i^F$ ),

$$C_i = T^M \times E_i^F \quad [R\$]. \quad (7)$$

Sendo assim, pode-se concluir que custo total dos consumidores, isto é, o somatório dos Custos dos  $N$  consumidores, recupera o Custo Total da distribuidora conforme demonstração a seguir:

$$\sum_{i=1}^N C_i = \sum_{i=1}^N (T^M \times E_i^F) = T^M \times \sum_{i=1}^N E_i^F = T^M \times E^F = \frac{C^T}{E^F} \times E^F = C^T. \quad (8)$$

Essa relação entre os custos dos consumidores e o custo da distribuidora será válida para todos os esquemas apresentados, pois o exemplo aqui estabelecido é controlado e o comportamento dos consumidores constante. Na realidade, diferentes esquemas tarifários recuperam diferentes valores.

Para exemplificar a aplicação deste esquema tarifário, foram utilizados os dados do Exemplo Comparativo e assim foi estabelecido o Caso 0.

## 1 Caso 0

Este caso apresenta dois consumidores, com o mesmo perfil de consumo, conectados ao sistema de distribuição e sem um sistema de geração distribuída. A Figura 10a ilustra esses consumidores ligados à rede. A curva de consumo diário desses consumidores está representada pelos gráficos das Figuras 11a e 12a. Além disso, como já definido, a curva de consumo se repete para todo o período considerado, o que neste caso corresponde a um mês com 30 dias, ou seja 720 horas.

Baseado no comportamento desses consumidores, a distribuidora apresentará os valores expostos na Tabela 5 para o custo volumétrico e custo fixo. Estes custos serão utilizados para calcular a tarifa e, conseqüentemente, o custo que será repassado aos consumidores de acordo com o consumo de cada um.

Vale ressaltar mais uma vez que os valores aqui expostos são apenas ilustrativos e, apesar de não serem valores reais, foram estipulados de forma a preservar proporções realistas dos custos das distribuidoras da região Sudeste do Brasil.

Tabela 5: Custos da Distribuidora no Caso 0

	Custo Volumétrico (R\$)	Custo Fixo (R\$)
Distribuidora	700	300

Primeiramente, foram calculadas, a partir da Equação (1), as Energias Consumidas ( $E^C$ ) por cada consumidor, que podem ser vistas nas equações (9) e (10), para os consumidores 1 e 2, respectivamente.

$$E_1^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (9)$$

$$E_2^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (10)$$

Em seguida, foi necessário calcular a Energia Faturável de cada consumidor, baseada na Equação (3). Assim, a Energia Faturável de cada consumidor ( $E_1^F$  e  $E_2^F$ ) será igual a Energia Consumida ( $E^C$ ) de cada um.

$$E_1^F = E_1^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (11)$$

$$E_2^F = E_2^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (12)$$

Além disso, a Energia Faturável total ( $E^F$ ) será a soma da Energia Faturável de cada consumidor ( $E_1^F$  e  $E_2^F$ ), representada pela Equação (13).

$$E^F = E_1^F + E_2^F = 500 + 500 = 1000 \text{ [kWh]} \quad (13)$$

Posteriormente, com o intuito de calcular a tarifa, neste caso a Tarifa Monômnia ( $T^M$ ), foram utilizadas as Equações (6) e (5).

$$T^M = \frac{C^T}{E^F} = \frac{C^V + C^F}{E^F} = \frac{700 + 300}{1000} = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ [R$/kWh]} \quad (14)$$



Os valores utilizados neste exemplo foram propositalmente escolhidos para se obter um resultado muito similar ao da tarifa da Light para consumidores de baixa tensão.

Por fim, foram calculados os custos dos consumidores ( $C_1$  e  $C_2$ ) com base na Equação (7) e evidenciado que o somatório dos custos dos consumidores corresponde ao custo total da distribuidora.

$$C_1 = T^M \times E_i^F = 1 \times 500 = 500 \text{ [R\$]} \quad (15)$$

$$C_2 = T^M \times E_i^F = 1 \times 500 = 500 \text{ [R\$]} \quad (16)$$

$$C_1 + C_2 = 500 + 500 = 1000 \text{ [R\$]} \quad (17)$$

$$C^V + C^F = 700 + 300 = 1000 \text{ [R\$]} \quad (18)$$

Foi possível notar que os custos dos dois consumidores é igual para este caso. O que vai de acordo com o esperado, visto que ambos apresentam o mesmo consumo e nenhum deles tem geração. Assim, para os próximos casos, será possível fazer a comparação dos custos desses consumidores para um exemplo realista de inserção de GD no sistema de distribuição.

### c Sistema Tarifário Monômio com Geração Distribuída e Net Energy Metering

O esquema tarifário a ser analisado foi baseado no cenário tarifário brasileiro atual com inserção de GD. Isto implica na aplicação de uma tarifa monômnia para a definição dos custos dos consumidores perante a distribuidora e em um modelo de compensação para GD com *Net Energy Metering*. Nesse tipo de modelo é permitida uma compensação direta entre a energia consumida e a energia gerada por um determinado consumidor. De acordo com as premissas deste esquema apenas uma das variáveis apresentadas na Seção 3.b.1 precisa ser redefinida.

A Energia Faturável do consumidor  $i$  ( $E_i^F$ ), em um sistema com *NEM*, corresponde à diferença entre o consumo e a geração deste consumidor. Ou seja, Energia Consumida menos a Energia Gerada.

$$E_i^F = E_i^C - E_i^G \text{ [kWh]} \quad (19)$$

As demais variáveis necessárias para a definição deste modelo tarifário se encontram nas Equações (4), (5), (6), (7) e (8). A partir disso, foram utilizados os dados do Exemplo Comparativo para exemplificar a aplicação deste esquema tarifário e assim foi estabelecido o Caso 1.

#### 1 Caso 1

Este caso apresenta dois consumidores, com o mesmo perfil de consumo, conectados no sistema de distribuição. Um dos consumidores apresenta um sistema de geração distribuída e a Figura 10b ilustra esses consumidores ligados à rede. A curva de consumo diário desses consumidores está representada pelos gráficos das Figuras 11b e 12b. Além disso, como já estabelecido, a curva de consumo se repete para todo o período considerado, neste caso de 30 dias, ou seja 720 horas.

Como pode-se identificar na Figura 11b, a geração e o consumo do Consumidor 1 são realizados em momentos diferentes do dia, mas, para simplificação deste exemplo, será considerado que o preço da energia não varia em função do momento do dia. A partir disso, pode-se concluir que a redução no custo volumétrico da distribuidora será diretamente proporcional ao volume total de energia gerada pelo consumidor com GD. Isto ocorre pois a geração distribuída implica em uma redução no volume de energia que a distribuidora precisa comprar dos geradores. Não obstante, a demonstração continua válida para qualquer que seja o perfil de preços da energia, pois a alteração do custo volumétrico poderia ser facilmente calculada em função do perfil de preços definido.

Baseado no comportamento dos consumidores a distribuidora apresentará os valores expostos na Tabela 6 para o custo volumétrico e custo fixo. Percebe-se que houve uma redução no custo volumétrico da distribuidora, em função da geração do Consumidor 1. Estes custos serão utilizados para calcular a tarifa e, consequentemente, o custo que será repassado aos consumidores de acordo com o consumo e geração de cada um.

Tabela 6: Custos da Distribuidora no Caso 1: *Net Metering* Tarifa Monômnia

	Custo Volumétrico (R\$)	Custo Fixo (R\$)
Distribuidora	350	300

A partir dos valores especificados na Tabela 6 e das equações definidas nas Seções 3.b e 3.c, é possível calcular a tarifa paga pelos consumidores. Neste exemplo, a tarifa é monômnia, não havendo separação entre o custo da energia e o custo da distribuição para os consumidores, e o modelo de compensação da GD é inspirado no *Net Metering* aplicado no Brasil atualmente.

Como já especificado, por motivos comparativos, a análise de todos os modelos é baseada no mesmo exemplo. Com isso, a Energia Consumida ( $E^C$ ) de cada consumidor, calculada com a Equação (1), será igual a do caso anterior.

$$E_1^C = 500 [kWh] \quad (20)$$

$$E_2^C = 500 [kWh] \quad (21)$$

Já que neste caso existe um consumidor com geração distribuída, foi necessário calcular a Energia Gerada do consumidor 1 ( $E_1^G$ ) baseada na Equação (2). Observa-se que volume de energia gerada pelo Consumidor 1 é igual ao volume de energia consumido, no período de um mês.

$$E_1^G = 500 [kWh] \quad (22)$$

Ao calcular a Energia Faturável dos dois consumidores, com base na Equação (19), conclui-se, então, que a Energia Faturável do consumidor 1 ( $E_1^F$ ) é zero, já que sua geração compensa todo o seu consumo. Para o consumidor 2, como ele se mantém sem painel, sua Energia Faturável ( $E_2^F$ ) é igual a do caso anterior. Nota-se, que para este caso, a Energia Faturável total ( $E^F$ ) corresponde à Energia Faturável do consumidor 2 ( $E_2^F$ ), pois a do consumidor 1 é zerada.

$$E_1^F = E_1^C - E_1^G = 500 - 500 = 0 [kWh] \quad (23)$$

$$E_2^F = E_2^C - E_2^G = 500 - 0 = 500 [kWh] \quad (24)$$

$$E^F = E_1^F + E_2^F = 0 + 500 = 500 [kWh] \quad (25)$$

Com as Energias Consumida ( $E^C$ ) e Faturável ( $E^F$ ) calculadas, foi possível calcular a Tarifa Monômnia ( $T^M$ ) para este exemplo com GD. Utilizando a mesma Equação (6) do exemplo anterior, calculou-se a tarifa para este caso na Equação (26). Neste cenário, foi verificado um aumento na tarifa paga pelos consumidores comparado ao exemplo anterior.

$$T^M = \frac{C^T}{E^F} = \frac{C^V + C^F}{E^F} = \frac{350 + 300}{500} = \frac{650}{500} = 1,30 [R\$/kWh] \quad (26)$$

A partir disso, foi possível calcular os custos para os dois consumidores ( $C_1$  e  $C_2$ ) utilizando a equação (7) e evidenciar que o somatório dos custos dos consumidores corresponde ao custo total da distribuidora.

$$C_1 = T^M \times E_1^F = 1,3 \times 0 = 0 [R\$] \quad (27)$$

$$C_2 = T^M \times E_2^F = 1,3 \times 500 = 650 [R\$] \quad (28)$$

$$C_1 + C_2 = 0 + 650 = 650 [R\$] \quad (29)$$

$$C^V + C^F = 350 + 300 = 650 [R\$] \quad (30)$$

É fácil perceber que mesmo sem a alteração do perfil de consumo do Consumidor 2 neste caso, seu custo ( $C_2$ ) aumenta em relação ao Caso 0. Ou seja, o consumidor 2 está arcando com custos que não são referentes ao seu consumo ou uso da rede para compensar os custos da rede não pagos pelo consumidor 1 no sistema de compensação dentro deste esquema de tarifa monômnia. Vale ressaltar que este exemplo poderia contemplar a parcela fixa cobrada a todos os consumidores.

## d Sistema Tarifário Binômio com Geração Distribuída e *Net Energy Metering* - Brasil

Para esse esquema tarifário foi considerado uma tarifa binômnia para os consumidores de baixa tensão, inspirada na Seção 2.a.2, e um modelo de compensação de geração distribuída com *Net Energy Metering*. Esta tarifa binômnia tem por objetivo separar os custos fixos dos custos volumétricos para os consumidores, permitindo que a compensação entre a energia consumida e a energia gerada só interfira na arrecadação da parcela volumétrica. Vale ressaltar que as análises feitas abaixo não esgotam todos os pontos que devem ser levados em consideração para aplicar uma mudança tarifária. Seguindo esses preceitos, se faz necessário definir as seguintes variáveis para calcular os custos dos consumidores:

A Energia Faturável do consumidor  $i$  ( $E_i^F$ ) segue a Equação (19), reproduzida novamente aqui abaixo. Isso ocorre pois o sistema de compensação para GD é com *Net Energy Metering*.

$$E_i^F = E_i^C - E_i^G [kWh] \quad (31)$$

Da mesma forma que nos sistemas anteriores, a Energia Faturável do sistema ( $E^F$ ) segue a Equação (4), reproduzida novamente a seguir.

$$E^F = \sum_{i=1}^N E_i^F \text{ [kWh]} \quad \forall N \in \mathbb{N} \quad (32)$$

A variável  $D_i$  é referente à Demanda Máxima do consumidor  $i$  dentro de um determinado período  $T$ .

$$D_i = \max_{t \in T} d_{ti} \text{ [kW]} \quad (33)$$

O somatório dessas demandas máximas dos consumidores é representado pela variável  $D$  que indica a Demanda Máxima ( $D$ ) do sistema como um todo e deve ser utilizada para recuperar o custo total da rede.

$$D = \sum_{i=1}^N D_i \text{ [kW]} \quad \forall N \in \mathbb{N} \quad (34)$$

Como este modelo foi baseado na tarifa binômia da Seção 2.a.2, as duas parcelas da tarifa foram definidas da seguinte forma:

A Tarifa Volumétrica ( $T^V$ ) leva em consideração os custos volumétricos da distribuidora e a energia faturável do sistema. Esta se dá pela divisão do Custo Volumétrico ( $C^V$ ) pela Energia Faturável ( $E^F$ ).

$$T^V = \frac{C^V}{E^F} \text{ [R\$/kWh]} \quad (35)$$

A Tarifa da Demanda ( $T^D$ ) leva em consideração os custos fixos da distribuidora e a demanda máxima do sistema. Esta se dá pela divisão do Custo Fixo ( $C^F$ ) pela Demanda Máxima ( $D$ ).

$$T^D = \frac{C^F}{D} \text{ [R\$/kW]} \quad (36)$$

Por fim, pode-se calcular o Custo Final de cada consumidor  $i$ . Este se dá pela soma do produto da Tarifa Variável ( $T^V$ ) e Energia Faturável ( $E_i^F$ ) mais o produto da Tarifa da Demanda ( $T^D$ ) e Demanda Máxima ( $D_i$ ).

$$C_i = T^V \times E_i^F + T^D \times D_i \text{ [R\$]} \quad (37)$$

Mais uma vez, vale demonstrar, que o somatório dos custos dos consumidores corresponde ao custo total da distribuidora:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N C_i &= \sum_{i=1}^N (T^V \times E_i^F + T^D \times D_i) = \sum_{i=1}^N (T^V \times E_i^F) + \sum_{i=1}^N (T^D \times D_i) = \\ &= T^V \times \sum_{i=1}^N E_i^F + T^D \times \sum_{i=1}^N D_i = T^V \times E^F + T^D \times D = \\ &= \frac{C^V}{E^F} \times E^F + \frac{C^F}{D} \times D = C^V + C^F = C^T \text{ [R\$]}. \end{aligned} \quad (38)$$

Como já explicado, isso ocorre pois os modelos definidos são controlados e não incorporam todos os aspectos da realidade.

Para exemplificar, a aplicação deste modelo tarifário foram utilizados os dados do Exemplo Comparativo e desenvolvido o Caso 2.

## 1 Caso 2

Neste caso, assim como no Caso 1, dois consumidores com o mesmo perfil de consumo, um com painel solar e o outro sem, se encontram conectados no sistema de distribuição. A Figura 10b continua ilustrando esses dois consumidores ligados à rede, da mesma forma que o consumo e geração de energia dos consumidores representados nas Figuras 11b e 12b. A premissa que a curva de demanda e geração se repete durante o período analisado de 30 dias se mantém, da mesma forma que os custos com energia não variam em função do tempo.

Baseado no comportamento dos consumidores a distribuidora apresentará os valores expostos na Tabela 7 para o custo volumétrico e custo fixo. Estes custos serão utilizados para calcular a tarifa e, consequentemente, o custo que será repassado aos consumidores de acordo com o consumo e geração de cada um.

Tabela 7: Custos da Distribuidora no Caso 2:: *Net Metering* Tarifa Binômia

	Custo Volumétrico (R\$)	Custo Fixo (R\$)
Distribuidora	350	300

Neste exemplo, a tarifa é binômia, havendo separação entre o custo da energia e o custo da distribuição para os consumidores, e o modelo de compensação da GD é inspirado no *Net Metering* mas aplicado apenas sobre a parcela volumétrica.

O consumo dos dois consumidores para este e demais casos é igual ao Caso 0, sem GD. Com isso, a Energia Consumida ( $E_i^C$ ) de cada consumidor  $i$ , calculada com a Equação (1), será igual à dos casos anteriores.

$$E_1^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (39)$$

$$E_2^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (40)$$

Da mesma forma que o caso anterior, foi calculada a Energia Gerada do consumidor 1 ( $E_1^G$ ) baseada na Equação (2) e apresentou valor equivalente à energia consumida pelo mesmo.

$$E_1^G = 500 \text{ [kWh]} \quad (41)$$

Ainda assim, foi calculada a Energia Faturável dos dois consumidores, com base na Equação (19), apresentando os mesmos valores que o caso anterior.

$$E_1^F = E_1^C - E_1^G = 500 - 500 = 0 \text{ [kWh]} \quad (42)$$

$$E_2^F = E_2^C - E_2^G = 500 - 0 = 500 \text{ [kWh]} \quad (43)$$

$$E^F = E_1^F + E_2^F = 0 + 500 = 500 \text{ [kWh]} \quad (44)$$

A partir da Energia Faturável ( $E^F$ ), foi possível calcular a parcela da tarifa binômia referente aos custos volumétricos. Baseado na Equação (35), a Tarifa Volumétrica ( $T^V$ ) foi calculada em função do volume de energia consumido e gerado.

$$T^V = \frac{C^V}{E^F} = \frac{350}{500} = 0,70 \text{ [R$/kWh]} \quad (45)$$

Para o cálculo da parcela da tarifa binômia referente aos custos fixos é necessário calcular a demanda máxima de potência do sistema ( $D$ ), que consiste na soma das demandas máximas de cada consumidor. Esses valores de demanda podem ser identificados a partir dos gráficos das Figuras 11b e 12b.

$$D_1 = 1,5 \text{ [kW]} \quad (46)$$

$$D_2 = 1,5 \text{ [kW]} \quad (47)$$

$$D = D_1 + D_2 = 1,5 + 1,5 = 3 \text{ [kW]} \quad (48)$$

Após obtido o valor para o sistema, pode-se calcular a Tarifa da Demanda ( $T^D$ ) deste exemplo a partir da Equação (36).

$$T^D = \frac{C^F}{D} = \frac{300}{3} = 100 \text{ [R$/kW]} \quad (49)$$

Vale ressaltar que o valor dessas tarifas não é afetado pelo nível de inserção de GD no sistema de distribuição. A Tarifa Volumétrica se mantém constante já que a quantidade de consumidores com GD afeta a parcela do Custo Volumétrico na mesma proporção que afeta a Energia Faturável do sistema. Isto ocorre pois a medida que o volume de energia gerada pelos consumidores do sistema aumenta, os custos da distribuidora com a compra de energia dos geradores diminuem na mesma proporção. Além disso, o aumento no volume de energia gerada pelos consumidores afeta diretamente o volume da energia faturável no sistema com *Net Energy Metering*. Por outro lado, a tarifa da demanda depende apenas das parcelas que não são alteradas em função da quantidade de GD no sistema, indicando que esta também se mantém constante. Todos esses pontos são

válidos apenas por esse exemplo ser controlado e simplificado, garantindo um comportamento constante para todos os consumidores.

A partir dessas duas tarifas, foi possível calcular os custos para os dois consumidores ( $C_1$  e  $C_2$ ) utilizando a Equação (37).

$$C_1 = T^V \times E_1^F + T^D \times D_1 = 0,7 \times 0 + 100 \times 1,5 = 150 \text{ [R\$]} \quad (50)$$

$$C_2 = T^V \times E_2^F + T^D \times D_2 = 0,7 \times 500 + 100 \times 1,5 = 500 \text{ [R\$]} \quad (51)$$

Percebe-se que o custo do Consumidor 2 ( $C_2$ ) se mantém com o mesmo valor calculado no Caso 0 indicando que o mesmo não foi impactado pela instalação do painel solar por parte do Consumidor 1.

## e Sistema Tarifário Binômio com Geração Distribuída e Net Energy Metering - Califórnia

O esquema tarifário a ser analisado foi inspirado no modelo de compensação de geração distribuída da Califórnia, com *Net Energy Metering*, apresentado na Seção 2.b.1. Contudo, ao invés da aplicação de uma tarifa inevitável a ser paga pelos consumidores independente do volume gerado, foi criada uma tarifa binômia, com uma parcela que tem como objetivo precificar os custos fixos da distribuidora de forma volumétrica. Neste sentido, foi criada uma Tarifa de Consumo ( $T^C$ ) par tentar evitar que a compensação, entre a energia consumida e a energia gerada, afete o retorno da parcela fixa dos custos da distribuidora. Vale destacar que os estudos abaixo apresentados não tem objetivo de englobar todas as análise para uma mudança tarifária.

Ao final, será demonstrado como essa tarifa binômia corresponde a uma tarifa inevitável. Isto é, como o somatório das duas parcelas da tarifa binômia correspondem à tarifa monômia apresentada na Seção 3.b onde não há inserção de Geração Distribuída. De acordo com as premissas deste esquema tarifário, as seguintes variáveis apresentadas na Seção 3.a e 3.b devem ser consideradas para a aplicação do modelo, assim como as novas variáveis aqui definidas.

A Energia Consumida do consumidor  $i$  ( $E_i^C$ ), que segue a Equação (1), reproduzida novamente abaixo.

$$E_i^C = \sum_{t=1}^T d_{ti} \text{ [kWh]} \quad \forall T \in \mathcal{T} \quad (52)$$

Dessa forma, a Energia Consumida total do sistema ( $E^C$ ) corresponde ao somatório das energias consumidas dos  $N$  consumidores deste sistema.

$$E^C = \sum_{i=1}^N E_i^C \text{ [kWh]} \quad \forall N \in \mathcal{N} \quad (53)$$

A Energia Faturável do consumidor  $i$  ( $E_i^F$ ) segue a Equação (19) e foi reproduzida novamente aqui abaixo.

$$E_i^F = E_i^C - E_i^G \text{ [kWh]} \quad (54)$$

Da mesma forma que a Energia Faturável do sistema ( $E^F$ ) segue a Equação (4), reproduzida mais uma vez a seguir.

$$E^F = \sum_{i=1}^N E_i^F \text{ [kWh]} \quad \forall N \in \mathcal{N} \quad (55)$$

Como já especificado, este modelo apresenta uma tarifa binômia e as duas parcelas dessa tarifa foram definidas da seguinte forma:

A Tarifa Volumétrica ( $T^V$ ) segue a Equação (35), reproduzida novamente a seguir, levando em consideração os custos volumétricos da distribuidora e a energia faturável do sistema.

$$T^V = \frac{C^V}{E^F} \text{ [R\$/kWh]} \quad (56)$$

A Tarifa de Consumo ( $T^C$ ) leva em consideração os custos fixos da distribuidora e a energia consumida do sistema. Esta é definida pela razão do Custo Fixo da distribuidora ( $C^F$ ) pela Energia Consumida total do sistema ( $E^C$ ).

$$T^C = \frac{C^F}{E^C} \text{ [R\$/kWh]} \quad (57)$$

A partir disso, o custo final do consumidor  $i$  com essa tarifa binômia ( $C_i$ ) se dá pela soma do produto da Tarifa Volumétrica ( $T^V$ ) e Energia Faturável ( $E_i^F$ ) mais o produto da Tarifa de Consumo ( $T^C$ ) e Energia Consumida ( $E_i^C$ ).

$$C_i = T^V \times E_i^F + T^C \times E_i^C \quad [R\$] \quad (58)$$

Por fim, pode-se confirmar que a separação nessa tarifa binômia nada mais é do que a aplicação de uma tarifa inevitável a ser paga pelos consumidores com GD em função do seu consumo e não da energia faturável. Isto é, pode-se mostrar que a soma da Tarifa Volumétrica ( $T^V$ ) com a Tarifa de Consumo ( $T^C$ ) será equivalente à Tarifa Monômia ( $T^M$ ) apresentada na Seção 3.b, onde não há GD.

$$\begin{aligned} (T^V + T^C)_{ComGD} &= (T^M)_{SemGD} \\ \left( \frac{C^V}{E^F} + \frac{C^F}{E^C} \right)_{ComGD} &= \left( \frac{C^V + C^F}{E^F} \right)_{SemGD} \\ \frac{(C^V)_{ComGD}}{E^C - E^G} + \frac{C^F}{E^C} &= \frac{(C^V)_{SemGD} + C^F}{E^C} \\ \frac{(C^V)_{ComGD}}{E^C - E^G} + \frac{C^F}{E^C} &= \frac{(C^V)_{SemGD}}{E^C} + \frac{C^F}{E^C} \\ \frac{(C^V)_{ComGD}}{E^C - E^G} &= \frac{(C^V)_{SemGD}}{E^C} \end{aligned}$$

Neste sistema simplificado, o custo volumétrico da distribuidora pode ser escrito como  $C^V = P \times (E^C - E^G)$ , onde  $P$  representa o preço, incluindo encargos e perdas, da energia que a distribuidora precisa comprar dos geradores. Dito isso, pode-se finalizar a demonstração.

$$\begin{aligned} \frac{P \times (E^C - E^G)_{ComGD}}{E^C - E^G} &= \frac{P \times (E^C - E^G)_{SemGD}}{E^C} \\ \frac{P \times (E^C - E^G)}{E^C - E^G} &= \frac{P \times (E^C - 0)}{E^C} \\ P &= P \end{aligned}$$

Essa demonstração só é válida pois o preço da energia não varia, seja em função do patamar de carga ou do tipo de fonte, como na realidade.

Além disso, vale demonstrar que o somatório dos custos dos consumidores corresponde ao custo total da distribuidora:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N C_i &= \sum_{i=1}^N (T^V \times E_i^F + T^C \times E_i^C) = \sum_{i=1}^N (T^V \times E_i^F) + \sum_{i=1}^N (T^C \times E_i^C) = \\ &= T^V \times \sum_{i=1}^N E_i^F + T^C \times \sum_{i=1}^N E_i^C = T^V \times E^F + T^C \times E^C = \\ &= \frac{C^V}{E^F} \times E^F + \frac{C^F}{E^C} \times E^C = C^V + C^F = C^T \end{aligned} \quad (59)$$

Como já explicado, isso ocorre pois os modelos definidos são controlados e não incorporam todos os aspectos da realidade.

Para exemplificar a aplicação deste modelo tarifário foram utilizados os dados do Exemplo Comparativo e as equações especificadas acima no desenvolvimento do Caso 3.

## 1 Caso 3

Seguindo o exemplo dos casos anteriores, dois consumidores com tarifa binômia e mesmo perfil de consumo, um com painel solar e o outro sem, se encontram conectados no sistema de distribuição. A Figura 10b continua ilustrando esses dois consumidores ligados à rede, da mesma forma que o consumo e geração de energia dos consumidores representados nas Figuras 11b e 12b.

Baseado no comportamento dos consumidores a distribuidora apresentará os valores expostos na Tabela 8 para o custo volumétrico e custo fixo.

Tabela 8: Custos da Distribuidora no Caso 3: *Net Metering* Califórnia

	Custo Volumétrico (R\$)	Custo Fixo (R\$)
Distribuidora	350	300

A partir dos valores especificados na Tabela 8 e das equações definidas na seção 3e é possível calcular a tarifa paga pelos consumidores.

Neste exemplo, como já explicitado, a tarifa é binômia, havendo separação entre o custo da energia e o custo da distribuição para os consumidores, e o modelo de compensação da GD é inspirado no *Net Metering* da Califórnia.

A Energia Consumida ( $E^C$ ) de cada consumidor é calculada em função da Equação (1).

$$E_1^C = 500 [kWh] \quad (60)$$

$$E_2^C = 500 [kWh] \quad (61)$$

Da mesma forma, a Energia Gerada pelo consumidor 1 ( $E_1^G$ ) é baseada na Equação (2) e seu valor equivale à energia consumida pelo mesmo.

$$E_1^G = 500 [kWh] \quad (62)$$

A Energia Faturável dos dois consumidores foi calculada com base na Equação (4), apresentando os mesmos valores do caso anterior.

$$E_1^F = E_1^C - E_1^G = 500 - 500 = 0 [kWh] \quad (63)$$

$$E_2^F = E_2^C - E_2^G = 500 - 0 = 500 [kWh] \quad (64)$$

$$E^F = E_1^F + E_2^F = 0 + 500 = 500 [kWh] \quad (65)$$

Baseado na Equação (35), a Tarifa Volumétrica ( $T^V$ ) foi calculada em função do volume de energia faturável.

$$T^V = \frac{C^V}{E^F} = \frac{350}{500} = 0,70 [R\$/kWh] \quad (66)$$

Para o cálculo da parcela da tarifa binômia referente aos custos fixos, é necessário calcular a energia consumida total do sistema ( $E^C$ ) pois esta parcela não permite a compensação entre a energia consumida e a energia faturável. De acordo com a Equação (53), a Energia Consumida do sistema corresponde ao somatório da energia consumida de cada consumidor.

$$E^C = E_1^C + E_2^C = 500 + 500 = 1000 [kW] \quad (67)$$

Após obtido o valor para o sistema, pode-se calcular a Tarifa de Consumo ( $T^C$ ) partir da Equação (57).

$$T^C = \frac{C^F}{E^C} = \frac{300}{1000} = 0,30 [R\$/kW] \quad (68)$$

A partir dessas duas tarifas, foi possível calcular os custos para os dois consumidores ( $C_1$  e  $C_2$ ) utilizando a Equação (58).

$$C_1 = T^V \times E_1^F + T^C \times E_1^C = 0,7 \times 0 + 0,3 \times 500 = 150 [R\$] \quad (69)$$

$$C_2 = T^V \times E_2^F + T^C \times E_2^C = 0,7 \times 500 + 0,3 \times 500 = 500 [R\$] \quad (70)$$

Percebe-se que o custo do consumidor 2 ( $C_2$ ) se mantém com o mesmo valor calculado no caso 0 na Seção 3.b.1, indicando que foi possível evitar um impacto indevido pela instalação do painel solar por parte do consumidor 1.

Além disso, nota-se também que o valor dos custos dos consumidores neste caso é igual ao valor dos custos dos consumidores no Caso 2, com a tarifa binômia em função da demanda máxima. Pode-se demonstrar que isso será sempre verdade quando a curva de carga for igual para todos os consumidores, pois a demanda máxima e a energia consumida do sistema com  $N$  consumidores corresponderão a  $N$  vezes a demanda máxima e a energia



consumida de um consumidor. A demonstração da igualdade desses custos para um determinado consumidor  $n$  se encontra abaixo.

$$\begin{aligned}
 (C_n)_{\text{Caso2}} &= (C_n)_{\text{Caso3}} \\
 T^V \times E_n^F + T^D \times D_n &= T^V \times E_{Fn} + T^C \times E_n^C \\
 T^D \times D_n &= T^C \times E_n^C \\
 \frac{C^F}{D} \times D_n &= \frac{C^F}{E^C} \times E_n^C \\
 \frac{C^F}{\sum_{i=1}^N D_i} \times D_n &= \frac{C^F}{\sum_{i=1}^N E_i^C} \times E_n^C \\
 \frac{C^F}{N \times D_n} \times D_n &= \frac{C^F}{N \times E_n^C} \times E_n^C \\
 \frac{C^F}{N} &= \frac{C^F}{N}
 \end{aligned}$$

Fica evidente que, apesar dos custos finais serem iguais, a Tarifa de Consumo e a Tarifa da Demanda buscam garantir a arrecadação dos custos fixos da distribuidora de formas diferentes. Para casos reais, onde os consumidores apresentam perfis de consumo diversos, os custos finais seriam diferentes.

## f Sistema Tarifário Monômio com Geração Distribuída e Tarifa *Feed-In*

O esquema tarifário a ser analisado foi baseado no modelo de compensação de geração distribuída da Alemanha, com aplicação da tarifa *feed-in*, apresentado na Seção 2.b.2. Neste esquema a tarifa é monômnia, o consumidor paga por toda a energia consumida e, quando possui geração distribuída, recebe da distribuidora um pagamento proporcional ao volume gerado.

Para o pagamento realizado pela distribuidora é utilizada a tarifa *feed-in* multiplicada pelo volume de energia gerado pelo consumidor. Essa tarifa representa a remuneração pela geração interna que pode ser diferente da remuneração da geração externa, fornecida pelos geradores. O valor desta tarifa deve ser calculado de forma a traduzir os custos e benefícios trazidos pela inserção de geração distribuída no sistema e acaba definindo o nível de incentivo direcionado à GD.

A GD pode apresentar benefícios ou malefícios dependendo do sistema em que está inserida, tais como redução ou aumento de perdas, custos em segurança do sistema, redução nos custos de transporte, etc. Dito isso, cabe a cada organização, responsável por definir o sistema de compensação para GD, analisar o seu desenho de mercado e políticas de incentivo à geração.

Quando o objetivo é estimular mais consumidores a instalarem sistemas de GD a tarifa *feed-in* será mais próxima da tarifa monômnia que os consumidores pagam pelo consumo de energia. Por outro lado, à medida que a inserção de GD no sistema atingir os níveis desejados, pode-se reduzir o incentivo e, consequentemente, o subsídio a partir da redução do valor da tarifa *feed-in*. Destaca-se ainda que, as análises realizadas não abrangem todos os estudos que devem ser realizados para uma mudança tarifária.

A partir desses conceitos foram utilizadas equações já calculadas e também definidas novas equações para estabelecer a metodologia de cálculo dos custos dos consumidores.

Como os consumidores devem pagar por toda a energia consumida, a Energia Faturável do consumidor  $i$  ( $E_i^F$ ) segue a Equação (3), reproduzida novamente aqui abaixo.

$$E_i^F = E_i^C \quad [kWh] \quad (71)$$

A Energia Faturável do sistema ( $E^F$ ) segue a Equação (4).

$$E^F = \sum_{i=1}^N E_i^F \quad [kWh] \quad \forall N \in \mathcal{N} \quad (72)$$

Para este modelo de compensação, baseado na tarifa *feed-in*, há mais um custo para a distribuidora, que corresponde ao valor que deve ser pago aos consumidores com GD em função da sua geração, Receita pela Geração do Consumidor ( $R_i^G$ ). Este custo ( $C^{feedin}$ ) é o produto entre a Tarifa *Feed-in* ( $T^{feedin}$ ) e a Energia Gerada ( $E^G$ ) pelo consumidor com GD.

$$C^{feedin} = \sum_{i=1}^N R_i^G = \sum_{i=1}^N T^{feedin} \times E_i^G \quad [R\$] \quad \forall N \in \mathcal{N} \quad (73)$$



O Custo Total da distribuidora ( $C^T$ ) neste modelo inclui os custos volumétricos, os custos fixos e também o custo com o pagamento da tarifa *feed in* para os consumidores com geração distribuída.

$$C^T = C^V + C^F + C^{feedin} \quad (74)$$

A partir disso pode-se calcular a Tarifa Monômnia ( $T^M$ ) referente ao modelo de compensação *Feed-in* que se dá pela razão entre a soma dos custos da distribuidora, custo volumétrico, custo fixo e custo *feed-in*, e a Energia Faturável do sistema ( $E^F$ ).

$$T^M = \frac{C^V + C^F + C^{feedin}}{E^F} \quad [R\$/kWh] \quad (75)$$

Como já visto na Equação (7), o custo final do consumidor  $i$  com tarifa monômnia ( $C_i$ ) se dá pelo produto entre a Tarifa Monômnia ( $T^M$ ) e a Energia Faturável do consumidor ( $E_i^F$ ). Contudo, como neste caso o consumidor que apresenta algum volume de energia gerado recebe um valor da distribuidora, o custo final do consumidor  $i$  se dá pelo produto entre a Tarifa Monômnia ( $T^M$ ) e a Energia Faturável ( $E^F$ ) subtraída a receita por geração ( $R_i^G$ ).

$$C_i = T^M \times E_i^F - R_i^G \quad [R\$] \quad (76)$$

A partir disso, pode-se concluir que custo total dos consumidores, isto é, o somatório dos custos dos  $N$  consumidores, incluindo a receita por geração, recupera o Custo Fixo e Custo Volumétrico da distribuidora conforme demonstração a seguir:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N C_i &= \sum_{i=1}^N (T^M \times E_i^F - R_i^G) = T^M \times \sum_{i=1}^N E_i^F - \sum_{i=1}^N R_i^G = T^M \times E^F - C^{feedin} = \\ &= \frac{C^V + C^F + C^{feedin}}{E^F} \times E^F - C^{feedin} = C^V + C^F + C^{feedin} - C^{feedin} = C^V + C^F \end{aligned} \quad (77)$$

Essa relação entre os custos dos consumidores e o custo da distribuidora continua válida pois o exemplo aqui estabelecido é controlado.

Para exemplificar a aplicação deste esquema tarifário, foram utilizados os dados do Exemplo Comparativo e assim foi estabelecido o Caso 4.

## 1 Caso 4

O sistema de distribuição deste caso segue o mostrado no cenário com GD na Seção 3.a.1. Da mesma forma que o consumo e geração de energia dos consumidores. Neste caso, o comportamento dos consumidores se mantém mas a distribuidora apresentará um novo custo em relação ao pagamento efetuado para os consumidores com geração. Esse custo recebe o nome de Custo Feed-In ( $C^{feedin}$ ) e se encontra representado na Tabela 9 junto com os custos fixo e volumétrico.

Tabela 9: Custos da Distribuidora no Caso 4: Tarifa *Feed-in* Alemanha

	Custo Volumétrico (R\$)	Custo Fixo (R\$)	Custo Feed-In (R\$)
Distribuidora	350	300	350

A partir dos valores especificados na Tabela 9 e das equações definidas na seção 3.f é possível calcular a tarifa paga pelos consumidores. Neste exemplo, como já explicitado, a tarifa é monômnia, não havendo separação entre o custo da energia e o custo da distribuição para os consumidores, e o modelo de compensação da GD é inspirado no modelo com tarifa *feed-in* da Alemanha.

A Tarifa *Feed-in* deste exemplo foi definida com base na tarifa paga pelos consumidores quando não há inserção de GD, isto é, na tarifa do Caso 0 na Seção 3.b. Inspirado na tarifa aplicada na Alemanha, apresentada na Seção 2.b.2, e supondo que o objetivo é estimular os consumidores a instalarem sistemas de geração distribuída, foi definida uma tarifa *feed-in* equivalente a 80% da tarifa paga pelo consumo de energia. Isso resulta em um valor de R\$0,80 /kWh. Contudo, vale ressaltar mais uma vez que essa tarifa pode assumir diferentes valores e, neste caso, foi estabelecido que a remuneração da geração interna seria superior à da geração externa.

Para o cálculo da tarifa paga pelos consumidores foi calculada inicialmente a Energia Consumida ( $E^C$ ) de cada consumidor em função da Equação (1).

$$E_1^C = 500 \quad [kWh] \quad (78)$$

$$E_2^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (79)$$

A partir da curva de geração definida para consumidor 1 foi calculada a energia gerada por ele no período de um mês, de acordo com a Equação (2).

$$E_1^G = 500 \text{ [kWh]} \quad (80)$$

Diferentemente dos casos com *Net Energy Metering*, sob o sistema de compensação com a tarifa *feed-in*, a Energia Faturável dos consumidores será equivalente à Energia Consumida, de acordo com o mostrado na Equação (3). E a Energia Faturável total do sistema corresponde à soma das Energias Faturáveis dos consumidores.

$$E_1^F = E_1^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (81)$$

$$E_2^F = E_2^C = 500 \text{ [kWh]} \quad (82)$$

$$E^F = E_1^F + E_2^F = 500 + 500 = 1000 \text{ [kWh]} \quad (83)$$

Em função da tarifa *feed-in* estabelecida para este exemplo pode-se calcular o valor que será pago pela distribuidora para o consumidor com geração, o consumidor 1. A Equação (73) define o valor para o custo *feed-in* ( $C^{feedin}$ ) da distribuidora, que equivale à receita do Consumidor 1, em função do volume de energia gerado pelo painel solar, já que o Consumidor 2 não apresenta geração.

$$C^{feedin} = R_1^G + R_2^G = T^{feedin} \times E_1^G + T^{feedin} \times E_2^G = 0,8 \times 500 + 0,8 \times 0 = 400 + 0 = 400 \text{ [R\$]} \quad (84)$$

A partir dos custos da distribuidora e da Energia Faturável é possível calcular a Tarifa Monômnia a ser paga pelos consumidores do sistema de distribuição. Esse cálculo é baseado na Equação (75).

$$T^M = \frac{C^V + C^F + C^{feedin}}{E^F} = \frac{350 + 300 + 400}{1000} = 1,05 \text{ [R\$/kWh]} \quad (85)$$

A partir disso, é possível calcular o custo de cada consumidor com base na Equação (76).

$$C_1 = T^M \times E_1^F - R_1^G = 1,05 \times 500 - 350 = 125 \text{ [R\$]} \quad (86)$$

$$C_2 = T^M \times E_2^F - R_2^G = 1,05 \times 500 - 0 = 525 \text{ [R\$]} \quad (87)$$

Pode-se perceber que o custo do Consumidor 2 aumentou em relação ao Caso 0. Como o perfil de consumo dele se manteve inalterado, isto indica um repasse de custo para o Consumidor 2 em função da instalação de um painel solar pelo Consumidor 1. Isso ocorreu em função do valor determinado para a tarifa *feed-in* que resultou em uma remuneração para a energia gerada internamente, a partir da GD, superior à remuneração da energia fornecida pelos geradores. Se a tarifa *feed-in* fosse reduzida de forma a garantir a mesma remuneração para a geração interna e externa, o custo do Consumidor 2 não seria alterado em relação ao Caso 0.

## g Comparação de Casos

Depois de analisar todos os casos nas subseções anteriores, foi possível comparar os custos, de cada consumidor para cada caso. Vale lembrar, que para o Caso 0 ambos consumidores não tem GD, por isso seus custos são iguais. A partir do Caso 1 em diante, o Consumidor 1 tem GD e sua geração é igual ao seu consumo.

No Caso 1, com *Net Energy Metering* e Tarifa Monômnia (NEM Mon), percebe-se que o consumidor 1 tem seu custo zerado. Isto ocorre pois o custo do consumidor está totalmente atrelado ao volume da Energia Faturável ( $E_1^F$ ), que corresponde a zero neste caso, devido a compensação entre geração e consumo. Em função disso, o consumidor 2 arca com os custos fixos da rede que permitiram o consumidor 1 realizar a compensação entre consumo e geração.

O Caso 2, com *Net Energy Metering* e Tarifa Binômnia (NEM BinBr), por sua vez, tem os custos fixos e volumétricos mais equilibrados entre os dois consumidores. Percebe-se que o custo do Consumidor 2 está associado apenas ao seu volume de energia consumida e seu uso do sistema de distribuição, podendo então ser comparado com o custo do Consumidor 2 no Caso 0. Já o Consumidor 1 paga um valor referente aos custos fixos da rede em função da sua demanda máxima.

Note que, para o Caso 3, com *Net Energy Metering* e Tarifa Binômnia (NEM BinCal), apesar do comportamento dos custos ser igual ao Caso 2, o motivo é diferente. Neste caso, a tarifa de distribuição analisada está relacionada à Energia Consumida ( $E^C$ ) e não à Demanda máxima ( $D$ ), como no Caso 2. Percebe-se ainda, que o consumidor 2 paga um valor igual ao Caso 0, ou seja, não há aumento do custo para o consumidor sem GD. Além disso,

o consumidor 1 paga um custo referente aos custos fixos da rede, neste exemplo devido à Energia Consumida deste consumidor.

Por fim, para o Caso 4, com a Tarifa *Feed-in* e a tarifa Monômia (*Feed In*), o custo dos consumidores está muito interligado ao incentivo determinado pelo valor da tarifa *feed-in*. Como foi escolhido, para esta tarifa, um valor referente à 80% da Tarifa Monômia. Observa-se, que o custo do consumidor 2 (sem GD) aumenta em 5%, comparado ao Caso 0, para o percentual de tarifa *feed-in* citado. O consumidor 1, por sua vez, tem o mesmo custo com consumo que o consumidor 2, porém recebe um valor referente ao incentivo *feed-in*. Por isso, seu custo final diminui significativamente.

Tabela 10: Comparação de Casos

	$C^V$ (R\$)	$C^F$ (R\$)	$C^{feedin}$ (R\$)	$E^F$ (kWh)	$T^M$ (R\$/kWh)	$T^V$ (R\$/kWh)	$T^D$ (R\$/kW)	$T^C$ (R\$/kWh)	$C_1$ (R\$)	$C_2$ (R\$)
<b>Caso 0: Sem GD</b>	700	300	-	1000	1	-	-	-	500	500
<b>Caso 1: NEM Mon</b>	350	300	-	500	1,30	-	-	-	0	650
<b>Caso 2: NEM BinBr</b>	350	300	-	500	-	0,7	100	-	150	500
<b>Caso 3: NEM BinCal</b>	350	300	-	500	-	0,7	-	0,3	150	500
<b>Caso 4: Feed In</b>	350	300	400	1000	1,05	-	-	-	125	525

A partir da Figura 13, fica claro que, em alguns casos o consumidor 2, sem GD, tem em sua fatura um aumento após a inserção de GD no sistema. Vale destacar que, o maior aumento se dá no caso 2, que é justamente o modelo brasileiro atual. Ou seja, o modelo *Net Metering* aplicado atualmente no Brasil é o único, dentre todos os modelos estudados, que não tem a capacidade de distinguir os custos fixos dos custos volumétricos ou de remunerar a GD de acordo com seus benefícios ou malefícios ao sistema e, criando uma alocação indevida de custos. Fica evidente que o consumidor sem GD no Brasil está arcando com os custos dos consumidores que decidem instalar painéis solares em suas residências.

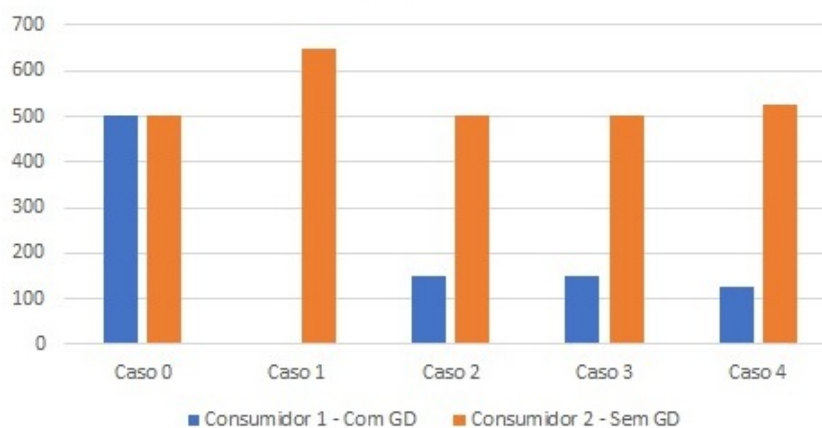


Figura 13: Comparação de Custos dos Consumidores entre Casos - Fonte: produzida pelos autores

## 4 Opinião

No Brasil, nos últimos meses, começou-se um debate sobre a "Taxação do Sol". Esse debate fazia referência à proposta de alteração do sistema de compensação para geração distribuída no Brasil, discutida no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 04/2018 [27], que foi mal interpretada por muitos defensores da causa solar que não se atentaram para as distorções causadas pelo atual desenho tarifário.

Como já exposto neste estudo, o sistema com NEM no Brasil permite a compensação entre a energia consumida e gerada sem levar em consideração diversos fatores. O efeito dessa compensação foi demonstrado na Seção 3.c.1 e deixou claro como, hoje em dia, os consumidores que não têm GD em suas residências acabam sendo onerados pelos custos de uso da rede dos consumidores com GD.

As alternativas para esse sistema de compensação propostas pela ANEEL se assemelham aos casos apresentados nas Seções 3.e e 3.f, onde a compensação entre a energia consumida e gerada só é permitida para uma parcela da tarifa dos consumidores. Consequentemente, como visto nos casos exemplificados, qualquer uma das alternativas apresentadas ocasionaria em um aumento para o custo dos consumidores com GD. Sendo esse o argumento utilizado pelos defensores do termo "taxar o sol".

Para eles, em desacordo com o apresentado na proposta da ANEEL, o aumento no custo dos prosumidores foi visto como uma consequência de um novo tributo, representado por uma taxa em função da energia gerada pelos painéis solares dos consumidores. Contudo, de acordo com o mostrado na Seção 3, sabe-se que o aumento dos custos dos prosumidores é uma consequência da correção de uma alocação indevida e injusta com os demais consumidores em relação à parcela que independe do volume de energia injetada na rede. Isso pode ser comprovado pelo fato da arrecadação total da distribuidora ser equivalente no Caso 1 e nos Caso 2 e Caso 3, se a existência de uma nova taxa fosse verdade, a arrecadação da distribuidora seria maior.

Na tabela da Figura 14, extraída do Balanço Energético Nacional 2019 [4], é possível perceber o crescimento exponencial da Geração Distribuída no Brasil.

IDENTIFICAÇÃO	2015	2016	2017	2018	UNIDADE (Unit)	SPECIFICATION
GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	35	104	359	828	GWh	ELECTRICITY GENERATION
NÃO RENOVÁVEIS	-	-	9	15		NON-RENEWABLE
GÁS NATURAL	-	-	9	15		NATURAL GAS
RENOVÁVEIS	35	104	350	814		RENEWABLE
LENHA	-	-	-	18		FIREWOOD
BAGAÇO DE CANA	-	-	-	0		SUGAR CANE BAGASSE
OUTRAS RENOVÁVEIS	12	35	82	97		OTHER RENEWABLE
EÓLICA	0	0	18	14		WIND
SOLAR	20	54	166	526		SOLAR
HIDRÁULICA	3	15	84	158		HYDRAULIC

Figura 14: Mini e Micro Geração Distribuída no Brasil - Fonte: Balanço Energético Nacional 2019 [4]

Com o sistema de compensação *Net Metering* atual, à medida que o nível de inserção de GD continuar crescendo, isso ocasionará um aumento cada vez maior na tarifa que os consumidores cativos pagam à distribuidora. Essa relação ficou conhecida no mercado como "Espiral da Morte" e se encontra demonstrada a seguir.

Seguindo as variáveis definidas na Seção 3:  $E^C$ ,  $E^G$ ,  $E^F$ ,  $C^V$ ,  $C^F$  e  $T^M$ , para o Caso 1, refletindo o sistema atual brasileiro. Será estabelecido que todos os  $N$  consumidores apresentam o mesmo perfil de consumo, onde  $E_c^C = E_i^C$  para todo  $i$ , resultando na seguinte expressão:

$$E^C = \sum_{i=1}^N E_i^C = N \times E_c^C.$$

Além disso, a geração de um consumidor com GD será sempre equivalente ao volume de energia que ele consome.

$$E_i^G = E_i^C$$

Sendo assim, da mesma forma que a energia consumida, pode-se definir a variável  $E_c^G = E_i^G$  para todo  $i$ .

A energia gerada pelo percentual  $X$  dos  $N$  consumidores que possuem GD também apresentará o mesmo perfil de geração para todos os prosumidores e será representada da seguinte forma:

$$E^G = \sum_{i=1}^N E_i^G = (X[\%] \times N) \times E_c^G = (X[\%] \times N) \times E_c^C = X[\%] \times (N \times E_c^C) = X[\%] \times E^C.$$

Sendo assim, a energia faturável do sistema pode ser definida.

$$E^F = E^C - E^G = E^C - (X[\%] \times E^C) = (1 - X[\%]) \times E^C$$

Para definição dos custos da distribuidora, sabe-se que o custo fixo não será alterado à medida que variar a inserção de GD no sistema e o custo volumétrico da distribuidora será estabelecido em função do custo volumétrico máximo que ocorre quando não há energia gerada pelos consumidores, denominado de  $C_b^V$ , Custo Volumétrico Base. Como já se sabe, o custo volumétrico é reduzido na mesma proporção que aumenta a energia gerada pelos consumidores e assim pode-se definir a expressão a seguir para o custo volumétrico.

$$C^V = (1 - X[\%]) \times C_b^V$$

A partir dessas definições, será demonstrado que a tarifa ( $T^M$ ) aumenta em função do aumento de inserção de GD no sistema de distribuição.

A princípio, supondo um caso base em que nenhum consumidor possui GD, isto é,  $X = 0\%$ , as seguintes variáveis são definidas:

$$\begin{aligned} E^C &= E_b^C \\ E^G &= 0\% \times E_b^C \\ E^F &= 100\% E_b^C \\ C^V &= 100\% C_b^V \\ C^F &= C_b^F \end{aligned}$$

A partir dessas variáveis base é calculada a tarifa monômnia base.

$$T^M = \frac{C_b^F + 100\% C_b^V}{100\% E_b^C} = \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$$

Agora supondo um aumento no nível de inserção de GD para  $X = 25\%$  do total dos consumidores, as seguintes variáveis são estabelecidas:

$$\begin{aligned} E^C &= E_b^C \\ E^G &= 25\% \times E_b^C \\ E^F &= 75\% E_b^C \\ C^V &= 75\% C_b^V \\ C^F &= C_b^F \end{aligned}$$

A partir dessas variáveis é calculada a nova tarifa monômnia, quando  $X = 25\%$ .

$$T^M = \frac{C_b^F + 75\% C_b^V}{75\% E_b^C} = \frac{C_b^F}{0,75 E_b^C} + \frac{0,75 C_b^V}{0,75 E_b^C} \approx 1,33 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$$

Se a inserção de GD aumentar para uma participação de  $X = 50\%$  do total dos consumidores do sistema, podem ser definidas as seguintes variáveis:

$$\begin{aligned} E^C &= E_b^C \\ E^G &= 50\% \times E_b^C \\ E^F &= 50\% E_b^C \\ C^V &= 50\% C_b^V \\ C^F &= C_b^F \end{aligned}$$

A partir disso é possível calcular a tarifa monômia quando  $X = 50\%$ .

$$T^M = \frac{C_b^F + 50\%C_b^V}{50\%E_b^C} = \frac{C_b^F}{0,5E_b^C} + \frac{0,5C_b^V}{0,5E_b^C} = 2 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$$

Por fim, supondo um aumento no nível de inserção de GD para  $X = 75\%$  do total dos consumidores, as seguintes variáveis são definidas:

$$\begin{aligned} E^C &= E_b^C \\ E^G &= 75\% \times E_b^C \\ E^F &= 25\%E_b^C \\ C^V &= 25\%C_b^V \\ C^F &= C_b^F \end{aligned}$$

A partir dessas variáveis é calculada a tarifa monômia quando  $X = 75\%$ .

$$T^M = \frac{C_b^F + 25\%C_b^V}{25\%E_b^C} = \frac{C_b^F}{0,25E_b^C} + \frac{0,25C_b^V}{0,25E_b^C} = 4 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$$

De forma a consolidar o efeito da inserção de GD foi formulada a Tabela 11 com base nas expressões definidas acima.

Tabela 11: Comparação Espiral da Morte

$X$	$E^C$	$E^G$	$E^F$	$C^V$	$C^F$	$T^M$
0%	$E_b^C$	0	$100\%E_b^C$	$100\%C_b^V$	$C_b^F$	$1 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$
25%	$E_b^C$	$25\%E_b^C$	$75\%E_b^C$	$75\%C_b^V$	$C_b^F$	$1,33 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$
50%	$E_b^C$	$50\%E_b^C$	$50\%E_b^C$	$50\%C_b^V$	$C_b^F$	$2 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$
75%	$E_b^C$	$75\%E_b^C$	$25\%E_b^C$	$25\%C_b^V$	$C_b^F$	$4 \times \frac{C_b^F}{E_b^C} + \frac{C_b^V}{E_b^C}$

Sendo assim, fica evidente que o aumento da inserção de GD no sistema de distribuição com o *Net Metering* aplicado atualmente no Brasil implica em um aumento da tarifa paga pelos consumidores. Esse efeito recebe o nome de "Espiral da Morte" porque com o aumento da tarifa mais consumidores vão ter interesse em instalar um sistema de GD o que aumentaria ainda mais o valor da tarifa, se tornando um efeito espiral prejudicial para os consumidores sem GD. Para evitar que esse efeito ocorra e proteger os consumidores se faz necessário alterar o sistema de compensação para GD. Uma solução para isso seria a aplicação de uma das alternativas apresentadas pela ANEEL, indicando que a proposta, erroneamente tratada como "taxação do sol", poderia reduzir o valor da tarifa paga pelos consumidores e não aumentar a tarifação.

Ainda assim, as ideias para o novo sistema de compensação que se encontram em discussão são embasadas em estudos de modelos aplicados em outros países que foram bem sucedidos, como o caso da Califórnia, por exemplo. Contudo, vale ressaltar que todos os modelos de compensação para GD apresentam vantagens e desvantagens. Com o objetivo de tornar os sistemas sustentáveis para todos os consumidores é importante levar em consideração o efeito do aumento de inserção da GD no sistema para os consumidores sem GD.

Por fim, vale destacar que não se pode comparar o Brasil diretamente com países com realidades socioeconômicas totalmente diferentes, como Alemanha e Estados Unidos. Como apresentado na Seção 2.b, é possível notar que estes países foram se adaptando e adequando os modelos ao longo dos anos. Além disso, fica evidente que não houve um modelo perfeito no início da implementação nesses países e, muito provavelmente, não existe um modelo perfeito. Entretanto, é preciso dar o primeiro passo para ter um modelo mais justo.

## 5 Considerações Finais

A elaboração do presente estudo proporcionou uma análise de diversos tipos de modelos de compensação para geração distribuída. Com isso, também foi exposta a ideia de como os casos apresentados podem ter suas vantagens e desvantagens em função do tipo de consumidor, com ou sem geração distribuída. Além disso, esse trabalho também possibilitou entender melhor como funciona a estrutura tarifária de outros países e comparar ao modelo atual brasileiro que, conforme apresentado, traz bastante prejuízo aos consumidores sem geração distribuída.

Ao fazer as comparações entre os casos, foi possível observar que, para analisar todos os modelos de forma completa, seria necessário uma análise mais profunda de cada caso. Isto não foi o objetivo deste trabalho, dado que para tal tipo de análise teria que se entender cada componente de cada estrutura tarifária, tornando os modelos mais complexos e difíceis de comparar.

A partir das comparações analisadas, notou-se a importância de um modelo tarifário que seja justo para qualquer tipo de consumidor. Vale lembrar que, atualmente, no modelo brasileiro, conforme aumenta o número de consumidores com geração distribuída, aumenta também a cobrança para os consumidores sem geração. Por outro lado, este fator pode gerar um problema econômico muito grande, de acordo com o conceito de espiral da morte, explicado na seção anterior.

Dada à relevância do assunto, torna-se necessário um estudo mais profundo, englobando todas as parcelas fundamentais, para entender todos os modelos apresentados. A partir disso poderia-se chegar à uma conclusão de qual estrutura seria a mais apropriada para o cenário brasileiro. É possível identificar que a estrutura atual não é a mais adequada para os consumidores e também não é adequada para o país.

Assim, o objetivo proposto desse trabalho foi alcançado. Foi possível fazer uma comparação entre possíveis modelos de estruturas tarifárias. Também, entendeu-se o modelo de compensação brasileiro atual. Por fim, observou-se a importância de fazer uma análise profunda para escolha de um modelo tarifário. Modelo este que ao mesmo tempo estimule o desenvolvimento no uso de energias renováveis, sem onerar o consumidor que não tem condições de aderir às novas técnicas. Não basta vetar um modelo baseado em uma "Taxação do sol" inexistente. Deve-se criar o estudo adequado para uma taxa justa e que contribua para o desenvolvimento do Brasil no caminho que já está sendo percorrido pelos países mais desenvolvidos, estimulando a matriz energética mais diversificada.



## Referências

- [1] ANEEL, "Procedimento de regulação tarifária - módulo 7: Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição," 2010.
- [2] A. D. zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, "Bundesverband der energie und wasserwirtschaft ev <http://www.bdew.de/bdew.nsf/id>." 2010.
- [3] F. S. de Azevedo, "Tarifa binômica para consumidores de baixa tensão no brasil: impactos e análise crítica," 2018.
- [4] E. E. D. P. ENERGETICA, "Balanço energético nacional: Relatório síntese base 2018," *Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia*, 2019.
- [5] B. Bundesnetzagentur, "Jahresbericht 2015," 2015.
- [6] N. de Castro, R. Brandão, N. Hubner, G. Dantas, and R. Rosental, "A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro," *GESEL, TDSE*, no. 62, 2014.
- [7] E. M. Valter, "Tarifas de energia elétrica custos marginais aplicados às classes de consumidores," 2006.
- [8] S. K. Fugimoto, "Estrutura de tarifas de energia elétrica análise crítica e proposições metodológicas," 2010.
- [9] ANEEL, "Análise preliminar à cp nº. 015/2010 – nota técnica nº.0043/2010 – srd/aneel," *Acesso em: 18 de Julho de 2020*, [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Apine%20CP%20015\\_2010.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Apine%20CP%20015_2010.pdf).
- [10] A. R. Gouvêa, "Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no brasil," 2019.
- [11] ANEEL, "A resolução normativa nº 479/2012 da aneel: Altera as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada," *Brasília: ANEEL*, 2012.
- [12] N. DE CASTRO, D. RAMOS, R. BRANDÃO, F. PRADO, P. DE MORAIS, J. Galvão, A. Arnau, P. Dorado, R. Rosental, G. Dantas *et al.*, "As tarifas de energia elétrica no brasil e em outros países: O porquê das diferenças," <https://www.cpf.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/livro.pdf>.
- [13] J. Borquez, H. Chavez, K. A. Barbosa, M. Jamett, and R. Acuna, "A simple distribution energy tariff under the penetration of dg," *Energies*, vol. 13, no. 8, p. 1910, 2020.
- [14] M. V. C. de Jesus, "Análise do impacto da micro e mini geração distribuída nas tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica," Ph.D. dissertation, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- [15] L. Cardoso Borges dos Santos, J. Eduardo de Barros Alvares, R. de Oliveira Gomes, C. Cesar Barioni de Oliveira, C. da Silva Silveira, and D. Antonelli, "Binomial tariff: an alternative modality to brazilian low voltage consumer," 2019.
- [16] G. Z. Neto, W. Costa, and V. Vasconcelos, "A resolução normativa nº 482/2017 da aneel: Possibilidades e entraves para a microgeração distribuída," in *V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife*, 2014.
- [17] L. de Lima Silva, R. F. Leonardo, V. B. Souza, and A. C. Lima, "Análise da viabilidade econômica do uso da energia solar fotovoltaica como fonte de energia para o sistema de condicionamento de ar da casa de eventos major music lounge," *Revista Interdisciplinar Pensamento Científico*, vol. 5, no. 5, 2019.
- [18] E. André Jankavski, "Entenda o que é a "taxa solar" que bolsonaro pretende vetar," *Acesso em: 18 de Julho de 2020*, <https://exame.com/economia/entenda-o-que-e-a-taxa-solar-que-bolsonaro-pretende-vetar/>.
- [19] ANEEL, "Planilha de cálculo e abertura das tarifas," *Acesso em: 14 de Maio*, 2020. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>
- [20] ANEEL, "Resolução normativa nº 482," *Acesso em*, vol. 9, 2012.
- [21] ANEEL, "Resolução normativa nº 687," *Brasília: ANEEL*, 2015.
- [22] ANEEL, "Resolução Normativa nº 235." 2010.
- [23] "ANEEL", "Relatório de análise de impacto regulatório nº 02," 2018.
- [24] ANEEL, "Resolução Normativa nº 414," 2010.
- [25] C. P. U. Comission, "Go solar california," 2016.
- [26] California Public Utilities Comission, "Decisão 16-01-044," 2016.
- [27] ANEEL, "Relatório de análise de impacto regulatório nº 04," 2018.