INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO TOCANTINS – CAMPUS PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LORRANY GOMES DE SOUSA
TIAGO BARROS PIMENTEL

ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DO TOCANTINS

PALMAS-TO
2021

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO TOCANTINS – CAMPUS PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LORRANY GOMES DE SOUSA
TIAGO BARROS PIMENTEL

ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DO TOCANTINS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação da Indústria do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal do Tocantins - Campus Palmas, como exigência à obtenção do grau de bacharelado em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Felipe Tozzi Bittencourt.

PALMAS-TO
2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins

S725a Sousa, Lorrany Gomes de
ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DO TOCANTINS / Lorrany Gomes de Sousa, Tiago Barros Pimentel. – Palmas, TO, 2021.
96 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus Palmas, Palmas, TO, 2021.

Orientador: Me. Felipe Tozzi Bittencourt

1. Geração Distribuída. 2. Tarifa de Energia. 3. Composição Tarifária. I. Pimentel, Tiago Barros. II. Bittencourt, Felipe Tozzi III. , . IV. Título.

CDD 621

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.
Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

FOLHA DE APROVAÇÃO

LORRANY GOMES DE SOUSA
TIAGO BARROS PIMENTEL
ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DO TOCANTINS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação da Indústria do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal do Tocantins - Campus Palmas, como exigência à obtenção do grau de bacharelado em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Felipe Tozzi Bittencourt.

Aprovado em 22 / 06 / 2021

Banca Examinadora



Prof. Me. Felipe Tozzi Bittencourt
Orientador



Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Membro da Banca Avaliadora



Me. Wellington Dias da Silva
Membro da Banca Avaliadora

RESUMO

A sociedade está em constante mudança e a preocupação com o meio ambiente torna-se a cada dia um fator mais predominante no mundo. Várias nações e blocos econômicos, a exemplo disso, passaram a adotar medidas que levem a redução das emissões de gases de efeito estufa. Nesse contexto, muitas ações tomadas em diferentes países visam alavancar as formas de energia limpa, na tentativa de reduzir o uso das fontes que emitem esse gás. A geração distribuída (GD) a partir de meios renováveis converte-se em um grande aliado. No Brasil, a norma que regulamenta o sistema de compensação de energia injetada na rede é a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. O sistema de compensação aliado a tarifa monômia volumétrica, aplicada no Brasil, leva a graves problemas tarifários, como o subsídio cruzado. Este trabalho procura demonstrar os impasses criados por esse sistema e sua clara ineficiência. Com base na discussão atual do setor de distribuição de energia, buscou-se analisar a forma de cálculo das tarifas e sistematizar o conhecimento espalhado nas diversas referências, bem como analisar o aumento de geração distribuída no estado do Tocantins e seu o impacto no aumento da tarifa nos últimos anos no estado. É, portanto, analisado o novo modelo tarifário conforme estudos realizados pelos relatórios AIR no 002/2018 e AIR no 004/2018, que desenvolvem opções que reduzem significativamente os impactos financeiros mensurados, aos concessionários e consequentemente aos consumidores. Conclui-se que a característica linear do modelo tarifário utilizado no Brasil, propicia um desalinhamento entre a estrutura tarifária e a estrutura de custos do setor elétrico, o que reflete um crescimento das tarifas no país na medida em que se aumenta os padrões de eficiência energética. Por exemplo a instalação de microgeração distribuída, sendo esse um fator agravante para o problema regulatório. Faz-se extremamente necessário a revisão do atual modelo tarifário brasileiro, da mesma maneira que o sistema de compensação vigente, em que mudanças consideráveis devem ser cogitadas, como a aplicação de uma tarifa binômia e a redução dos componentes considerados para a compensação de energia injetada na rede.

ABSTRACT

The Society is continuously changing and the concern with enviromental has become day by day a predominant factor in the world. For example several nations and economic blocks started to take action to reduce of greenhouse gas emissions. In this context, many of the actions taken in different countries aim to increase the forms of clean energy, trying to minimize the use of sources that emit these gases. Distributed Generation (DG) from renewable means becomes a great ally. In Brazil, the standard that regulates the compensation system for energy injected into the grid is Normative Resolution No. 482, of April 17, 2012. The compensation system combined with the volumetric monomial tariff applied in Brazil, leads to serious tariff problems, such as cross-subsidy. This work tries to demonstrate the impasses created by this system and its clear inefficiency. Based on the current discussion in the energy distribution sector, we search to analyze the way of calculating tariffs and systematizing the knowledge spread across many references, as well as analyzing the increase in distributed generation in the state of Tocantins and its impact in the tariff raise in the last years in the state. Therefore, the new tariff model is analyzed according to studies carried out by the reports AIR nº 002/2018 e AIR nº 004/2018, that develop options that significantly reduce the measured financial impacts, to dealers and consequently to consumers. It is concluded that the linear characteristic of the tariff model used in Brazil provides a misalignment between the tariff structure and the cost structure of the electricity sector, which reflects an increase in tariffs in the country as the standards of energy efficiency. For example the installation of distributed microgeneration, making this an aggravating to the factor for the regulatory problem. It is extremely necessary to review the current Brazilian tariff model, the same way as the current compensation system, in which considerable changes should be considered, such as the application of a binomial tariff and the reduction of components considered for the compensation of energy injected into the power grid.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO **9**

2. OBJETIVOS **11**
2.1 Objetivo Geral 11
2.2 Objetivo específicos 11

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA **12**
3.1 Micro e Minigeração distribuída **12**
3.1.1 Aspectos gerais da geração distribuída 12
3.1.2 Evolução da micro e minigeração 13
3.1.3 Evolução da micro e minigeração solar no Tocantins 15
3.2 O modelo de formação da tarifa **17**
3.2.1 Conceitos básicos 17
3.2.2 Reajuste tarifário 17
3.2.2.1 Fator X 18
3.2.3 Revisão tarifária 19
3.2.4 Grupos e subgrupos tarifários 19
3.2.5 Postos tarifários 20
3.2.6 Modalidades tarifárias 20
3.3 Tarifa de energia elétrica **21**
3.3.1 Tarifa de Energia (TE) 22
3.3.1.1 Energia 23
3.3.1.2 Encargos Setoriais 23
3.3.1.3 Transporte 24
3.3.1.4 Perdas 24
3.3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) 24
3.3.2.1 FIO A 25
3.3.2.2 FIO B 25
3.3.2.3 Encargos 26
3.3.2.4 Impostos e Bandeiras tarifárias 26
3.3.2.4.1 ICMS 27
3.3.2.4.2 PIS/COFINS 28
3.4 Estrutura Tarifária **28**
3.4.1 Tarifa de Referência 28
3.4.2 Tarifa de uso do Sistema de Distribuição – TUSD DE APLICAÇÃO 29
3.4.3 Tarifa de Energia – TE DE APLICAÇÃO 29
3.5 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018 **30**
3.5.1 Tarifa monômia de fornecimento 30
3.5.2 Tarifa binômia de fornecimento 30
3.6 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018 **31**

4. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS 32

5. RESULTADOS 33

5.1 Teoria da Difusão de Inovações, de Everett Rogers 33

5.2 Comportamento do crescimento da geração distribuída no Brasil e seu impacto na tarifa. 36

5.2.1 Comportamento do crescimento da geração distribuída no Tocantins e seu impacto na tarifa. 38

5.3 Argumentos da ABSOLAR 42

5.4 Experiências Internacionais 46

5.4.2 Experiência da Espanha 51

5.5 SUGESTÕES PARA O BRASIL 55

5.5.1 AIR nº 02/2018 56

5.5.1.1 Parcela B fixa 57

5.5.1.2 Primeiro Eixo de Análise 58

5.5.1.3 Segundo Eixo de Análise 59

5.5.2 AIR nº 04/2018 81

4.5.2.1 Participação pública 82

5.5.2.2 Resultados Apresentados Pela AIR nº 04/2018 83

5.5.2.2.1 GD Local 83

5.5.2.2.2 GD Remota 87

5.5.2.2.3 Novo Posicionamento da ANEEL 91

5.5.3 Projeções EPE 2030 93

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS 95

7. REFERÊNCIAS 96

1. INTRODUÇÃO

A gestão de energia está diretamente atrelada com medidas técnicas de eficiência energética, como uso de equipamentos mais eficientes, (como uso das lâmpadas de LED), substituição energética (troca de chuveiros elétricos, por sistemas de aquecimento a gás ou solar, por exemplo), autoprodução de energia (geração distribuída GD) e ações administrativas (escolha da melhor modalidade tarifária, no caso, a Tarifa Branca, por exemplo) (ANEEL, 2018).

A tarifa de energia elétrica basicamente é dividida em quatro parcelas: geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais. A parcela de distribuição é destinada a cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar o capital investido da distribuidora e essa parcela para o Tocantins representa apenas cerca de 27% do valor total da tarifa (SIASE, 2021).

Para consumidores conectados em baixa tensão, o modelo tarifário aplicado atualmente é a monômia volumétrica, instituído pelo Decreto no 62.724, de 17 de maio de 1968, a qual cobra do consumidor o resultado do produto entre o valor do consumo pela tarifa de energia elétrica, ou seja, os custos a serem repassados para distribuidora é diretamente proporcional a quantidade de energia consumida.

Quando uma unidade consumidora adota medida de gestão de energia, a transferência de custos aparece, em primeiro momento, com a redução do valor mensal da fatura de energia elétrica dessa unidade. Porém, a tarifa de energia elétrica possui alguns custos fixos que basicamente são os custos da infraestrutura da distribuidora, valores que não variam em curto prazo e monetariamente não são cobertos pelo valor de disponibilidade cobrado, e isso provocará perdas financeiras para estas. Porém, em segundo momento, a diminuição do consumo de energia elétrica, devido às medidas de eficiência energética, provocará a distribuição do valor entre todos os consumidores através do ajuste ou revisão tarifária (ANEEL, 2018). Logo, o modelo tarifário atual não é viável para as concessionárias e nem aos consumidores, pois não convive harmoniosamente com gestão de energia.

No Tocantins o número de instalação de geração distribuída obteve um crescimento exponencial nesses últimos anos. Em contrapartida, através da revisão tarifária de junho de 2020, a tarifa de energia elétrica no Tocantins para o grupo B teve um aumento de 7,83% (ANEEL, 2020).

Com a inserção forte da geração distribuída no mercado, mais investimentos para manter a qualidade da energia elétrica são necessários por parte das distribuidoras. Assim,

dada a mudança do rol de atividades das distribuidoras, deve-se alterar a sua forma de remuneração e por consequência a forma de cobrança dos seus usuários (consumidores e demais usuários) (ANEEL, 2018).

A nova realidade do setor elétrico exige adequação no modelo tarifário atual e para isso foi apresentado através dos Relatórios de Análise de Impacto Regulatório nº 2 (ANEEL, 2018) e nº 4 de 2018 (ANEEL, 2018) alternativas para solucionar o problema em questão.

Relatório AIR nº 002/2018: Apresenta uma proposta da aplicação da tarifa binômia para consumidores em baixa tensão, a qual é apresentada com uma parcela fixa somado ao produto entre o valor do consumo pela tarifa de energia elétrica, onde são apresentados seis possíveis cenários de alternativas, considerando o cenário vigente.

Relatório AIR nº 004/2018: Apresenta seis alternativas, contando com a vigente, de faturamento para unidades consumidoras participantes do sistema de compensação. Em resumo, as alternativas se diferenciam pela forma como a energia injetada na rede é valorada. Cada alternativa são considerados componentes da tarifa de fornecimento.

O objetivo deste trabalho é apresentar, através de estudo da composição da tarifa, como o aumento de GD no Tocantins interferiu no crescimento do seu valor nos últimos anos e apresentar através dos Relatórios de Análise de Impacto Regulatório possíveis alternativas para sanar a necessidade de uma solução para que a ação de eficiência energética de um consumidor aliada ao crescimento da geração distribuída não afete a fatura de outras unidades consumidoras.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Analisar como o aumento de geração distribuída no Tocantins trouxe o impacto do aumento da tarifa nos anos de 2012 a 2020 no estado e estudar um novo modelo tarifário conforme estudo realizado pelos relatórios AIR nº 002/2018 e AIR nº 004/2018, de modo a atender a necessidade de redução de impactos financeiros refletidos, em primeiro momento, às concessionárias e consequentemente aos consumidores.

2.2 Objetivo específicos

Visando atingir o objetivo principal, serão requeridos alguns objetivos específicos. São eles:

- Análise dos custos de que compõe a tarifa de energia;
- Levantamento do aumento de Geração Distribuída no estado do Tocantins nos últimos anos;
- Analisar como o aumento de GD interfere nas alterações da tarifa de energia no Tocantins;
- Analisar as alternativas propostas de solução para o problema através dos relatórios AIR nº 002/2018 e AIR nº 004/2018.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Micro e Minigeração distribuída

3.1.1 Aspectos gerais da geração distribuída

O conceito de geração distribuída foi aplicado há anos, no início da descoberta da eletricidade, onde a geração acontecia através de pequenas centrais geradoras concentradas perto das cargas de atendimento.

No contexto histórico, em 1800, Alessandro Volta idealizou a pilha de voltagem, na qual várias placas de metal eram empilhadas em série, separados por discos de feltro mergulhados em solução condutora (POMILIO, 2017). Mais adiante, por volta de 1880, Thomas Edison desenvolveu o dínamo " Jumbo", uma máquina de 27 toneladas que produzia 100 *kilowatts*, o suficiente para alimentar 1200 luzes (MUNDO DA ELÉTRICA, 2020).

O conceito perdeu espaço com o desenvolvimento do setor elétrico. Dessa forma, pode-se pensar que a geração distribuída não é algo novo no modelo de energia elétrica e sim um conceito que vem sendo reintroduzido (CAVALCANTI DE JESUS, 2019).

No contexto atual, o setor elétrico tem o intuito de diversificar sua matriz energética, assim como de descentralizar a geração de energia. Diante disso, em 2012, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, revisada através da Resolução Normativa nº 687/2015, a qual regulamenta o sistema de compensação de energia e estabelece o conceito de microgeração e minigeração distribuída, tendo como matriz energética a cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectadas a rede de distribuição por meio de unidades consumidoras.

A Resolução 687/2015 define microgeração distribuída como central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a definição de minigeração distribuída é dada como central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica.

O sistema de compensação de energia por meio de micro e minigeração distribuída funciona como um empréstimo gratuito à distribuidora para a energia injetada na rede, a qual será compensada na tarifa na unidade consumidora no mesmo posto tarifário. Assim, o

consumidor terá uma prazo de 60 meses para a utilização desses créditos, caso contrário eles se expirarão e contribuirão para modicidade tarifária.

É importante ressaltar que embora aconteça da GD gerar mais do que a unidade consumidora consuma, ainda será cobrado a taxa de disponibilidade para unidades atendidas em baixa tensão, sendo o equivalente para categoria de atendimento e a demanda contratada para unidades atendidas em média tensão.

- **Grupo A:** a unidade consumidora é faturada pela demanda contratada;

- **Grupo B:** unidade de energia elétrica é faturada pelo montante equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

3.1.2 Evolução da micro e minigeração

O crescimento da micro e minigeração distribuída teve forte avanço após a publicação da Resolução Normativa (REN) 687 em 2015. Pode-se notar essa evolução através da Figura 1.

O crescimento das conexões de geração distribuída teve como motivação as novas modalidades de geração apresentadas pela REN 687, que além do alto consumo local apresentou as seguintes modalidades:

- Autoconsumo remoto;
- Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- Geração compartilhada.

O **autoconsumo local** é caracterizado como a unidade consumidora capaz de gerar sua própria energia e utilizar o sistema de compensação para abater a energia injetada na rede na unidade consumidora geradora.

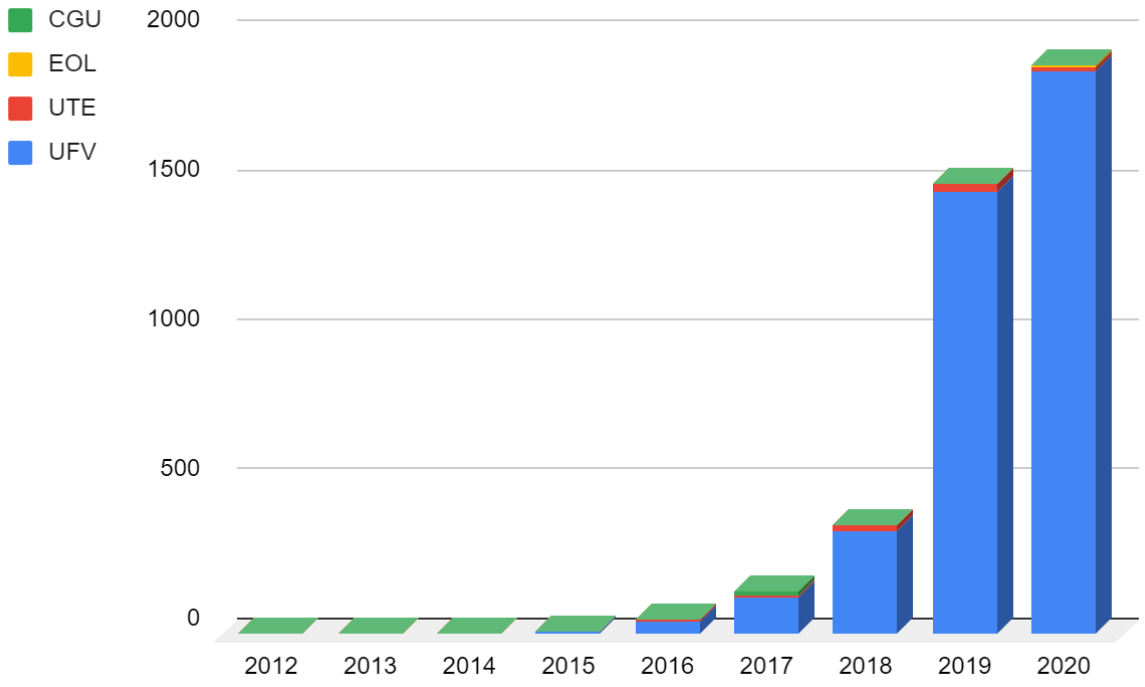
O **autoconsumo remoto** é caracterizado pela possibilidade da unidade consumidora geradora abater o excedente de energia injetada na rede em outras unidades consumidoras, desde que as mesmas estejam com mesma titularidade e na mesma área de concessão.

Já para o **empreendimento de múltiplas unidades consumidoras**, possibilita que o sistema de mini ou microgeração distribuída seja conectada em condomínios, onde o excedente de energia gerada será rateado entre os condôminos participantes.

Por fim, a **geração compartilhada** é a formação de grupos de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativas, com a finalidade de gerar energia elétrica por meio da geradora que estará em nome do consórcio/cooperativa, de forma a fazer a distribuição da geração entre os associados.

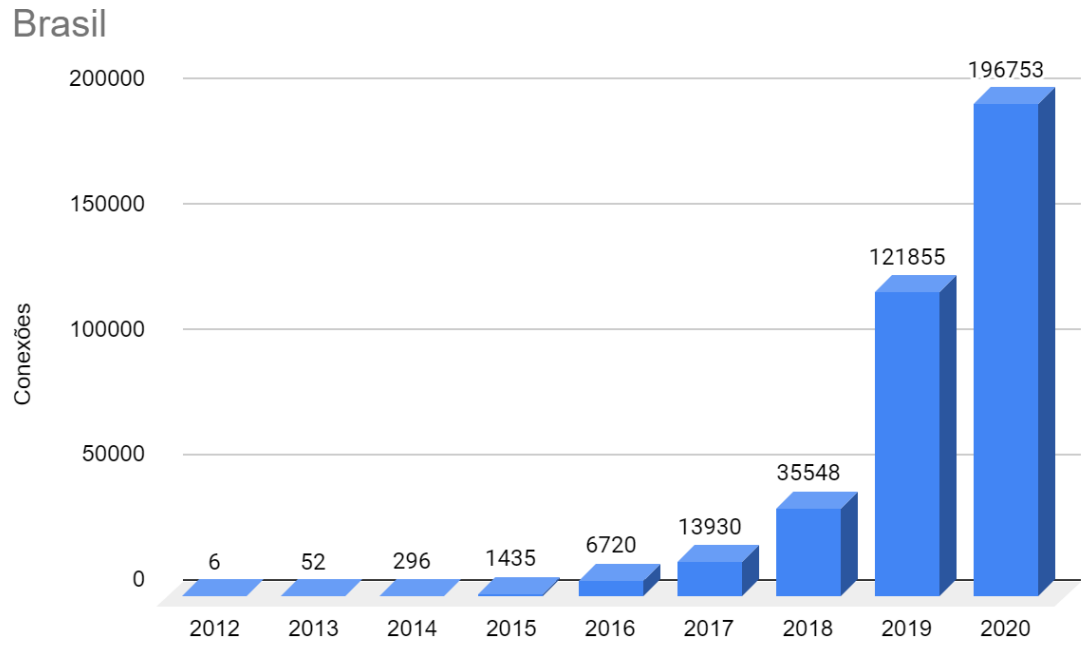
Nota-se que após a revisão da REN n.º 482/2012, a tecnologia de geração distribuída foi ampliada e a potência instalada de geradores aumentou, principalmente para sistemas fotovoltaicos, conforme Figura 1. Em até outubro de 2020, o número de conexões de micro e minigeração atingiu mais 196 mil, totalizando um acumulado de 315 mil conexões, conforme Figura 2, o que representa uma capacidade instalada total de 4,63 GW. Sendo que a utilização da fonte solar representa 99,88% das conexões (ANEEL, 2021).

Figura 1. Capacidade instalada de GD ao ano em MW no Brasil.



Fonte: ANEEL (2021).

Figura 2. Conexões anuais de Sistema Fotovoltaicos no Brasil.



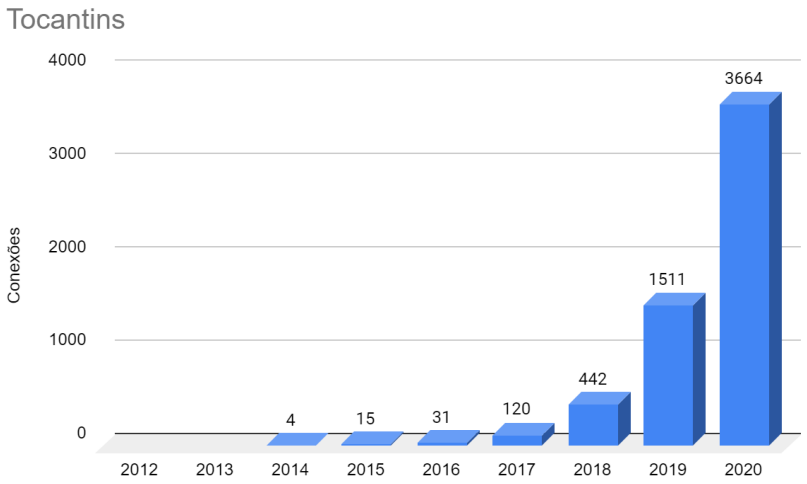
Fonte: ANEEL (2021).

3.1.3 Evolução da micro e minigeração solar no Tocantins

O crescimento do sistema fotovoltaico teve forte avanço em todo Brasil após a publicação da REN 687 em 2015. Esse fato foi provocado pela redução dos custos dos equipamentos em relação às demais fontes e devido aos incentivos governamentais, como a isenção do ICMS sobre a energia que o consumidor gera. O mesmo vale para PIS e Cofins no âmbito federal, desde a publicação da Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.

Nota-se na Figura 3, que no Tocantins, o crescimento de GD voltada a energia solar teve o mesmo comportamento comparado aos outros estados do país.

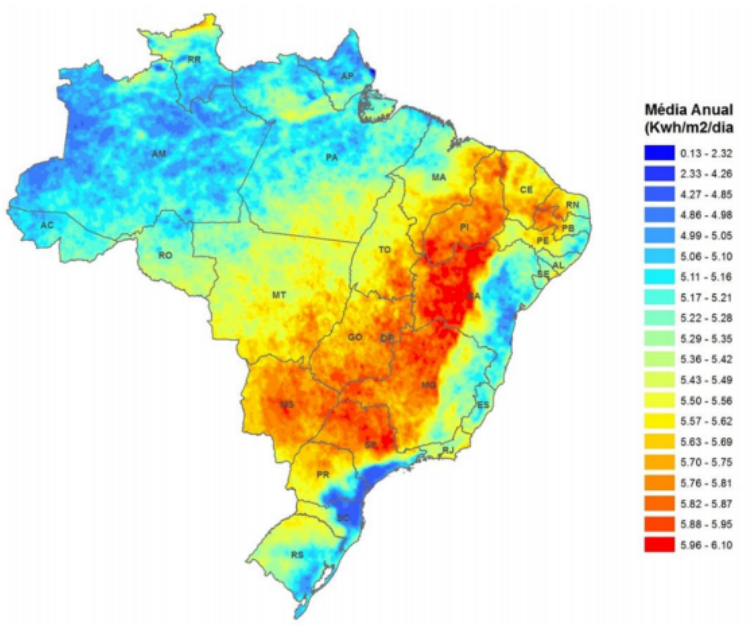
Figura 3. Conexões anuais de Sistema Fotovoltaicos no Tocantins.



Fonte: ANEEL (2021).

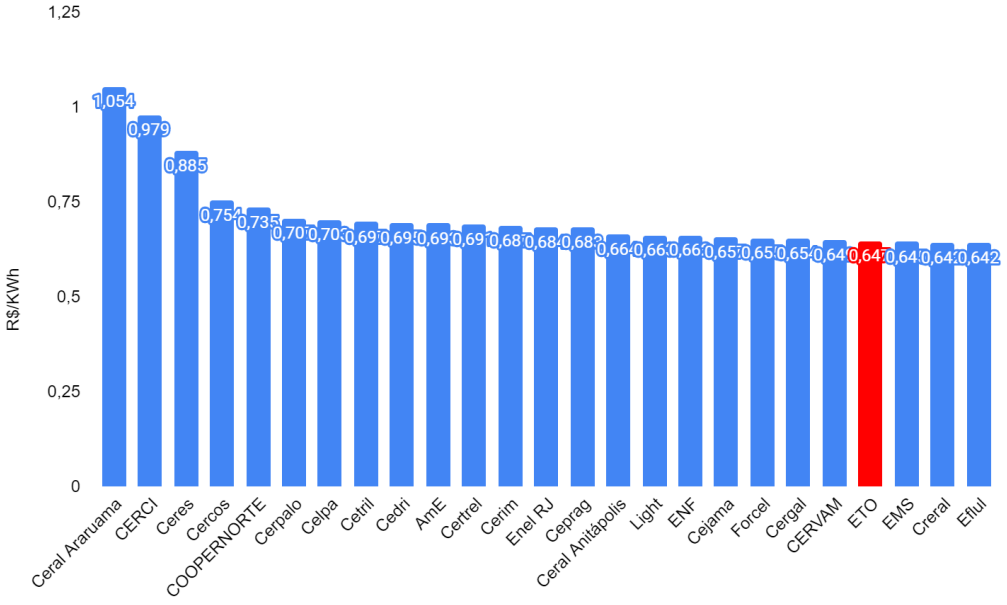
Além dos fatores que são considerados para a atratividade da instalação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) no Brasil, o crescimento da demanda no Tocantins é causado pelos altos índices de radiação solar, como é apresentado na Figura 4, e pelo estado possuir uma das faturas de energia mais caras do Brasil, estando no ranking nacional de tarifas convencionais na 22º posição após ajuste tarifário 2020, conforme Figura 5.

Figura 4. Média anual de irradiação solar no Brasil.



Fonte: OPONEI (2020).

Figura 5. Ranking nacional de tarifas residenciais.



Fonte: ANEEL (2020).

3.2 O modelo de formação da tarifa

3.2.1 Conceitos básicos

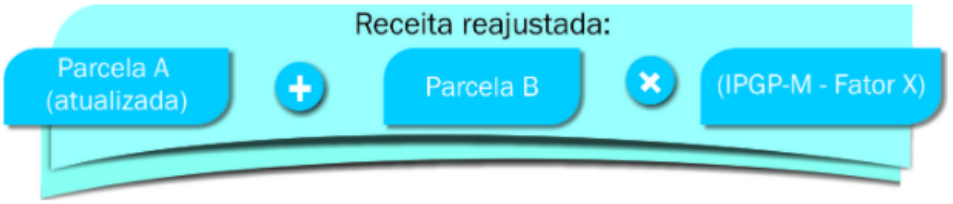
O padrão de cobrança é projetado para garantir que os provedores de serviços tenham receita suficiente para pagar pelos custos operacionais efetivos e para serem pagos pelos investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir serviços de qualidade. O custo e o investimento das tarifas são calculados pelos órgãos reguladores ANEEL.

3.2.2 Reajuste tarifário

A Aneel anualmente realiza o reajuste tarifário, evento no qual a tarifa de energia elétrica é atualizada, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão, de forma a conceder à distribuidora poder de compra. Para isso, são repassados às variações do mercado referente a Parcela A, que são os custos envolvendo a compra de energia, transmissão e encargos setoriais, como será visto adiante, custos esses que a distribuidora não possui administração (ANEEL, 2020).

Já em relação à parcela B, ela é atualizada através do índice de inflação (IGP-M ou IPCA), deduzido o **Fator X**, conforme Figura 6, que é calculado apenas na revisão tarifária, conforme subcláusula oitava do contrato de concessão do Tocantins.

Figura 6. Receita reajustada.



Fonte: ANEEL (2020).

Os reajustes acontecem em datas conforme contrato de concessão e estão disponíveis no site da ANEEL.

3.2.2.1 Fator X

O fator X é um índice fixado pela ANEEL que possui como objetivo repassar aos consumidores os ganhos ou perdas de produtividade adquiridos pela distribuidora através do aumento ou redução do mercado e aumento ou redução de consumo de energia elétrica dos clientes existentes.

O fator X contém 3 componentes:

1. Componentes Pd medem o aumento de produtividade dos distribuidores

2. O componente Q avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidor aos seus consumidores

.3. O Componente T ajusta os custos operacionais observados de cada concessionária aos custos operacionais efetivos dentro do período especificado.

Assim, o fator X segue a equação (1):

$$Fator\,X = Pd + Q + T \qquad (1)$$

3.2.3 Revisão tarifária

Revisão tarifária também é um mecanismo utilizado para atualização da tarifa de energia. Diferente do reajuste tarifário, a revisão acontece em média a cada quatro anos, com o objetivo de preservar a saúde econômica da concessionária, sendo que no ano da da revisão tarifária não ocorre o reajuste. O objetivo principal é definir o valor que cubra os custos gerenciáveis pelas distribuidoras para manter sua operação.

Na revisão é definido o valor eficiente dos custos relacionados à distribuição, conhecidos como custos operacionais regulatórios, que são os custos levantados levando em consideração os atributos de outras concessionárias, através do método *benchmarking* (ANEEL, 2017). A partir dessa análise é estabelecida a meta de custos regulatórios a ser atendida no decorrer do ciclo tarifário e calculado o fator X (LMDM, 2013), considerando os componentes descritos no tópico anterior.

3.2.4 Grupos e subgrupos tarifários

Os grupos tarifários são determinados conforme o nível de tensão de atendimento ao consumidor cativo, formado pelos grupos A e B, nas quais cada grupo possui os subgrupos de atendimento, como pode ser visto na Figura 7.

O grupo A são pertencentes aos consumidores atendidos através da média tensão, já o grupo B são pertencentes aos consumidores atendidos através da baixa tensão.

Figura 7. Grupos e Subgrupos tarifários.

Grupo	Subgrupo	Nível de tensão
A (>=2,3 kV)	A1	>= 230 kV
	A2	88 kV a 138 kV
	A3	>= 69 kV
	A3a	30 kV a 44 kV
	A4	2,3 kV a 25 kV
	AS	Sistemas subterrâneos
B (<2,3 kV)	B1	Residencial
	B2	Rural
	B3	Demais classes
	B4	Iluminação Pública

Fonte: ANEEL (2017).

3.2.5 Postos tarifários

Os postos tarifários basicamente são divididos em três situações em que a tarifa é cobrada de formas diferentes, em função do horário de consumo nos dias úteis. Os postos tarifários são definidos pela distribuidora, no seu processo de revisão tarifária periódica (a cada 4 ou 5 anos) (ANEEL, 2010).

- **Posto horário de ponta:** Período composto por três horas diárias consecutivas definida pela distribuidora conforme sua curva de carga. É o intervalo de tempo em que a tarifa de energia possui o maior valor.
- **Posto intermediário:** Período composto de duas horas diárias, sendo uma hora antes do horário de ponta e outra hora após o horário de ponta.
- **Posto horário fora de ponta:** Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares ao posto horário de ponta e intermediário.

3.2.6 Modalidades tarifárias

Modalidades tarifárias são conjuntos de tarifas aplicadas aos grupos tarifários, considerando o nível de tensão de fornecimento e horário de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2016). As modalidades aplicáveis são as seguintes :

- **Modalidade tarifária convencional monômia:** modalidade aplicada aos consumidores do grupo B sem diferenciação da cobrança da tarifa em função do horário de consumo.
- **Modalidade tarifária horária branca:** modalidade aplicada aos consumidores do grupo B, exceto aos consumidores B4 e baixa renda B1, com diferenciação da cobrança sobre a tarifa em função do horário de consumo.
- **Modalidade tarifária horária verde:** modalidade aplicada aos consumidores do grupo A, por tarifa parcelada em consumo de energia elétrica variando em função do horário de consumo e parcela fixa de potência demandada.
- **Modalidade tarifária horária azul:** modalidade aplicada aos consumidores do grupo A a partir de tarifa parcelada em consumo de energia elétrica e parcela demandada.

Nessa modalidade ambas parcelas variam em função do horário de consumo de energia elétrica.

3.3 Tarifa de energia elétrica

A tarifa de energia elétrica é calculada referente aos custos de geração, transmissão e manutenção das redes elétricas. Para isso, a Aneel estabelece métodos de cálculos da tarifa de energia de forma que remunerem o serviço de forma adequada e viabilize a estrutura para manter o serviço com qualidade e que crie incentivos para eficiência (ANEEL).

A tarifa aplicada a consumidores é decomposta em duas tarifas: Tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e Tarifa de energia (TE). Além das tarifas TE e TUSD, à tarifa de fornecimento é incorporado custos adicionais como PIS/ COFINS, ICMS , taxa de iluminação pública e bandeiras tarifárias.

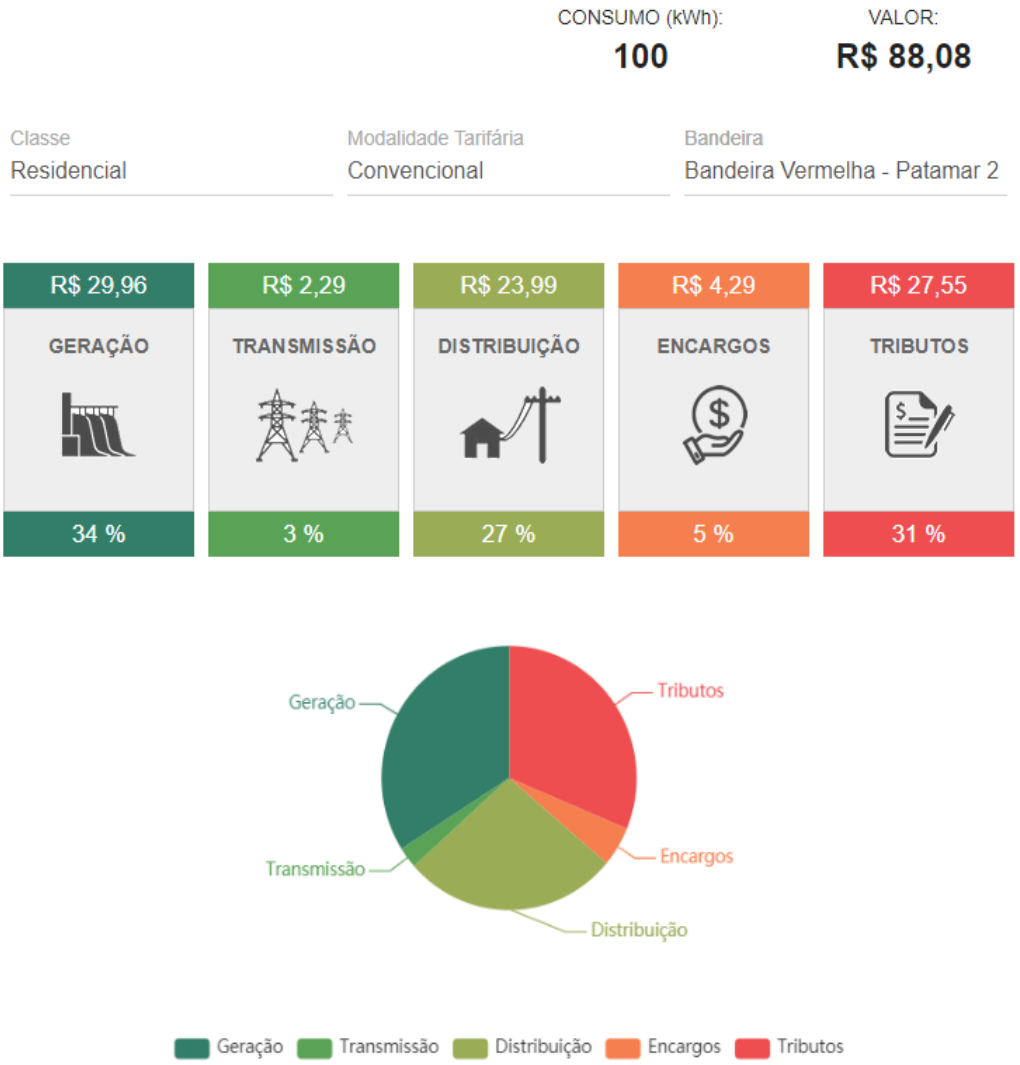
A tarifa de fornecimento é dividida em duas parcelas, A e B. Essa divisão se dá para finalidade de cálculo tarifário.

Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais
Parcela B: Distribuição de Energia.

A Parcela A, que é conhecida como custos não gerenciáveis, corresponde a todos os componentes da tarifa de fornecimento, exceto o componente Fio B, o qual representa os custos gerenciáveis pela distribuidora e representa a remuneração pelos serviços prestados.

Na Figura 8 é possível observar que a parcela A representa 42% do valor total da tarifa de energia elétrica, sendo a maior porcentagem sobre o valor total. Já os tributos como ICMS e PIS/COFINS representam 31%. Por fim, a parcela da distribuição, que são os custos para manter os ativos e todo o sistema de distribuição, representam apenas 27% do valor total da tarifa.

Figura 8. O que é Pago na Conta de Luz no Tocantins em Porcentagem.

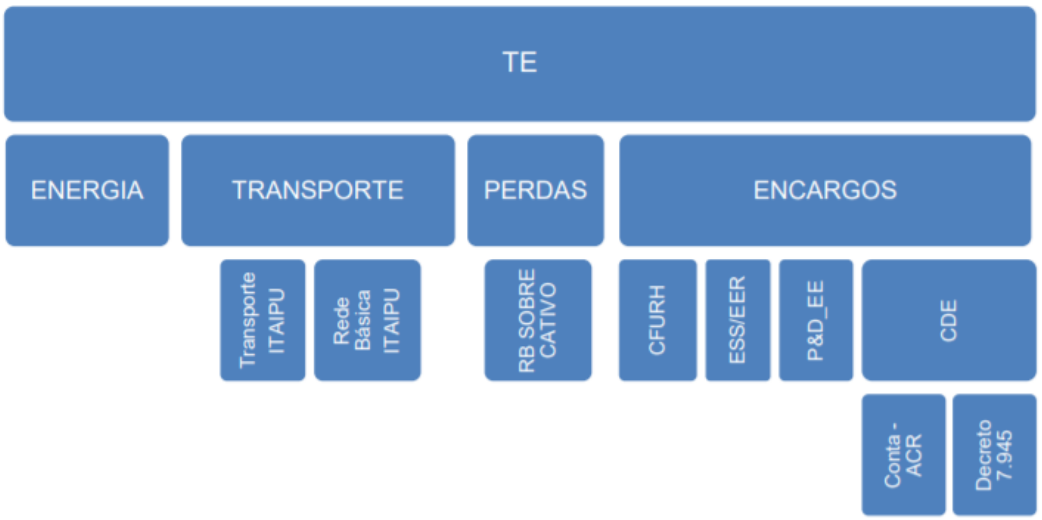


Fonte: SIASE (2021).

3.3.1 Tarifa de Energia (TE)

Conforme REN 775/2017, TE é valor monetário unitário, em R$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia e possui os componentes apresentados na Figura 9.

Figura 9. Componentes da TE.



Fonte: ANEEL (2017).

Os custos que compõem essa tarifa são definidos no reajuste ou na revisão tarifária, definidos pela Aneel. Os componentes dos custos da TE são descritos a seguir.

3.3.1.1 Energia

O componente energia corresponde a parcela destinada a recuperar os custos causados pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor final. A compra de energia elétrica é adquirida pelas distribuidoras através de leilões públicos, através de cotas de energia como Itaipu, geração própria, aquisição do atual agente supridor ou compra de geração distribuída (ANEEL, 2016).

3.3.1.2 Encargos Setoriais

Encargos setoriais fornecem financiamento para políticas governamentais no setor elétrico. Logo, os encargos setoriais não são criados pela ANEEL, e sim estipulados por lei. Os valores constam em despachos da Aneel ou em resoluções e são recolhidos pela distribuidora através da conta de energia. Essas despesas podem resumidas da seguinte forma:

a) Encargos de Serviços de Sistema (ESS): O ESS foi criado pelo Decreto nº2655/1998 com o objetivo de aumentar a confiabilidade e segurança do sistema elétrico no Brasil. Os custos arrecadados são basicamente para manutenção do sistema e são repassados para os agentes de geração;

b) Encargo de Energia de Reserva (ERR): A ERR foi criado de acordo com a Lei nº 10.848 / 2004 e tem por objetivo cobrir os custos incorridos com assinatura do contrato de energia de reserva com a finalidade de manter a continuidade do fornecimento de energia elétrica, incluindo custos administrativos, financeiros e tributários;

c) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D / EE) : A P&D / EE foi criada de acordo com a Lei nº 9.991 / 2000 e tem por objetivo promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos geradores de energia elétrica;

d) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH): A Constituição Federal de 1988 previa a CFURH, cujo objetivo era indenizar a União, os estados e os municípios pela compensação financeira pela água e terras de produção necessárias à instalação das usinas;

e) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): O CDE é regido pela Lei nº 10.438 / 2002. Um de seus objetivos é promover a universalização dos serviços de energia elétrica em todo o país e oferecer descontos nos preços da eletricidade para residentes rurais e de baixa renda;

3.3.1.3 Transporte

É a parte da TE que recupera o custo de transmissão relacionado ao Transporte de Itaipu e Rede Básica de Itaipu.

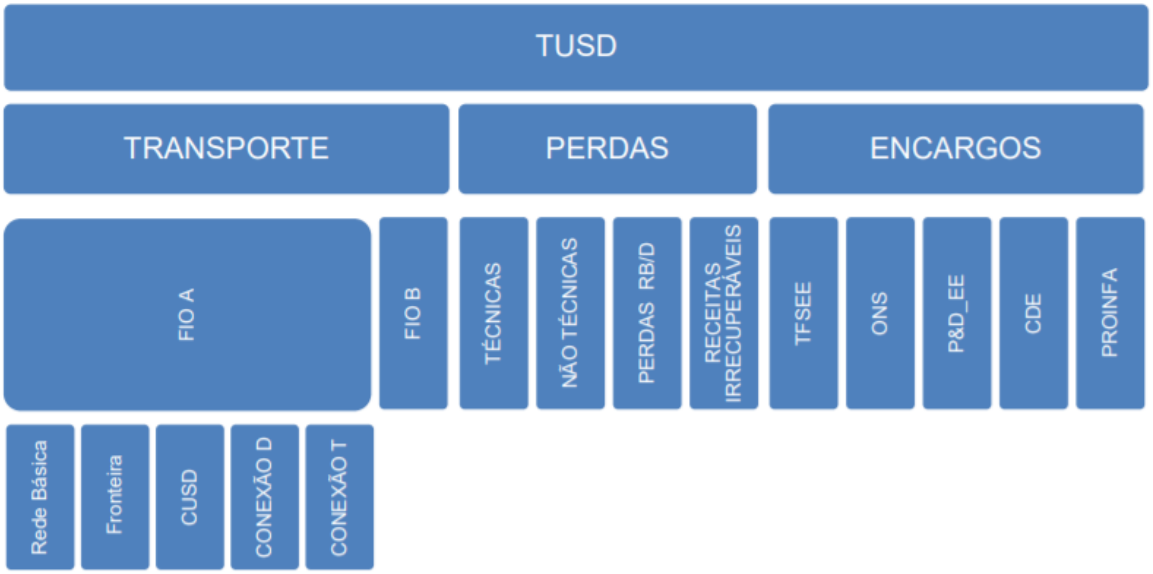
3.3.1.4 Perdas

É parte da TE que compensa o custo de perda na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

3.3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Conforme REN 775/2017, TUSD faz referência ao valor monetário unitário, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

Figura 10. Componentes da TUSD.



Fonte: ANEEL (2017).

A tarifa TUSD, assim como a TE, é determinada pela Aneel através do reajuste ou na revisão tarifária. Os componentes dessa tarifa, apresentados na Figura 10, são definidos a seguir.

3.3.2.1 FIO A

Parcela referente a remuneração de uso de ativos e propriedades de terceiros, como:

I. uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
II. uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
III. uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras;
IV. conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

3.3.2.2 FIO B

Parcela referente a remuneração do uso de ativos e propriedades da distribuidora.

TUSD FIO B compõe a parcela B, sendo a parcela que representa os custos gerenciados diretamente pela distribuidora. São custos inerentes à atividade de distribuição

que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela empresa. Definido por:

I. Custos Operacionais,

II. Receitas Irrecuperáveis

III. Remuneração de Capital

IV. Cota de Depreciação

A parcela B é ajustada anualmente através do reajuste tarifário anual por meio do índice de correção monetária constante no Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X. A parcela é calculada em intervalos de tempo de 4 a 5 anos através da revisão tarifária, como já mencionado no tópico revisão tarifária.

3.3.2.3 Encargos

Os encargos correspondem a parcela de custos para cobrir os gastos de:

I. **Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE):** Como já mencionado na fatura TE, parte do gasto também é coberto pelo TUSD.

II. **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):** Taxa cobrada para cobrir os custos com o funcionamento da ANEEL.

III. **Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** Taxa para custear o orçamento do ONS.

IV. **Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Como já mencionado na fatura TE, parte dos gastos também é coberto pelo TUSD.

V. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)**: Taxa cobrada para custear incentivos que tem como objetivo aumentar a participação de recursos renováveis alternativos (pequenas centrais hidrelétricas, parques eólicos e projetos de energia térmica de biomassa) na produção de eletricidade.

3.3.2.4 Impostos e Bandeiras tarifárias

Desde 2015 as bandeiras tarifárias compõem a tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos, exceto daqueles localizados em sistemas isolados, como é indicado na Figura 11.

As bandeiras têm a finalidade de indicar as condições de geração de energia elétrica. Conforme as condições se tornam mais críticas, maior será o valor cobrado. As bandeiras são as seguintes (ANEEL):

- Verde: Condições favoráveis de geração de energia. Não há aumento de tarifas.
- Amarela: Condições desfavoráveis de geração de energia. Para cada quilowatt-hora de eletricidade consumido, a conta de luz aumentará 0,01343 reais.
- Vermelha - Patamar 1: Condições de geração de energia mais caras. Para cada quilowatt de energia elétrica consumido, a conta de luz aumentará 0,04169 reais.
- Vermelha - Patamar 2: Condições de geração de energia ainda mais caras. O preço da eletricidade aumenta em R$ 0,06243 para cada quilowatt-hora consumido.

Figura 11. Estados em que as bandeiras tarifárias são aplicadas.



Fonte: [21].

3.3.2.4.1 ICMS

O Imposto sobre Distribuição de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um imposto estadual aplicável ao uso de energia elétrica.

3.3.2.4.2 PIS/COFINS

Programa de Inclusão Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais aplicáveis à prestação de serviços de fornecimento de energia.

3.4 Estrutura Tarifária

A Estrutura Tarifária é composta pelo conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários (ANEEL, 2012).

3.4.1 Tarifa de Referência

As concessões de energia são feitas por vários anos, e muitos são os fatores que influenciam no custo da produção de energia elétrica, logo podem ocorrer situações de desequilíbrio econômico quando as expectativas anteriormente previstas não são atingidas, trazendo prejuízos financeiros para a concessionária.

O mecanismo usado para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato são as revisões tarifárias, onde são calculados os valores de referência da TUSD e TE. Tais valores são multiplicados pelo mercado de referência da distribuidora compondo assim a receita de referência. Outro fator importante é o custo regulatório que indica basicamente a expectativa de receita, esse dois componentes (receita de referência e custo regulatório) juntos, são responsáveis por definir a estabilidade do acordo.

Dividindo o custo regulatório pela receita de referência têm-se o fator multiplicador que será responsável pela atualização das tarifas de base econômica que serão aplicadas à TUSD e TE. É perceptível consequentemente que se a receita de referência for inferior ao custo regulatório esse fator será superior a 1, dessa maneira aumentando o custo da tarifa para que a distribuidora recupere os custos não amparados anteriormente.

3.4.2 Tarifa de uso do Sistema de Distribuição – TUSD DE APLICAÇÃO

A TUSD é constituída por três componentes tarifários: transporte, perdas e encargos. E o cálculo da TUSD de aplicação é dividido em duas etapas: TUSD base econômica e TUSD base financeira.

I. TUSD base econômica: corresponde à TUSD, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; e
II. TUSD base financeira: corresponde à TUSD, apurada com base no mercado de referência e nos custos regulatórios financeiros e da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA (ANEEL, 2019).

A soma das duas parcelas, TUSD base econômica e TUSD base financeira comporá a TUSD de Aplicação.

3.4.3 Tarifa de Energia – TE DE APLICAÇÃO

A TE é constituída por três componentes tarifários: energia, perdas, encargos e transporte. E o cálculo da TE de aplicação é dividido em duas etapas: TE base econômica e TE base financeira.

I. TE base econômica: corresponde à TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; e
II. TE base financeira: corresponde à TE, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório financeiro da distribuidora (ANEEL, 2019).

A soma das duas parcelas, TE base econômica e TE base financeira comporá a TE de Aplicação.

3.5 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018

A pesquisa executada pelo relatório de impacto regulatório nº 02, tem como principal foco o modelo tarifário aplicado ao grupo B, apresentando o modelo atual e dando subsídios para embasar uma reforma na regulamentação vigente. A mudança no modelo de tarifação seria resultado de uma nova forma de faturamento denominada tarifa binômia.

3.5.1 Tarifa monômia de fornecimento

Os usuários de energia elétrica que que possuem um pequeno consumo, ou seja, que estão ligados na rede de baixa tensão, têm o valor da sua fatura baseado tão somente na quantidade de energia elétrica consumida. Esse modelo é simples e recebe o nome de tarifa monômia volumétrica. Monômia, por ter apenas um valor de tarifa e volumétrica pois depende do volume consumido (ANEEL, 2018).

Porém, no setor de energia, existem vários custos que nada têm a ver com a quantidade de energia elétrica consumida e produzida. Dentre os quais citar-se os equipamentos e redes como investimentos de longo prazo, pois são dimensionados visando tanto a capacidade atual como também futura de atendimento. Do mesmo modo as novas subestações, que são pensadas para atender às necessidades atuais e futuras de novos consumidores e mercados consumidores existentes.

3.5.2 Tarifa binômia de fornecimento

O modelo de faturamento atual do grupo B (monômio volumétrico) não coexiste de forma harmônica com a gestão de energia, seja por causa da eficiência energética ou pelo crescente uso da geração distribuída, porque está baseada unicamente no volume de energia consumida, enquanto existem custo que não variam na mesma proporção do consumo.

Dessa situação surge a transferência de custos, pois com a diminuição da fatura do consumidor ele deixa de pagar determinados custos do sistema, o que resulta em uma perda de faturamento para concessionária, dado que tais custos não variam em curto prazo. Esse prejuízo é transferido aos demais consumidores por meio das revisões tarifárias.

A tarifa binômia surge nesse contexto como uma forma de solucionar esse problema, sendo formada por duas partes, diferentemente do que ocorre na monômia, uma parcela fixa

relacionada aos custo da distribuição e outra proporcional ao consumo de energia. A parte fixa é caracterizada por uma baixa variação com o consumo de energia no decorrer do tempo, resultando em renda fixa (ANEEL, 2018).

3.6 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018

Em 2012 foi editada a Resolução Normativa – REN nº 482. Nesta resolução, fora criado um sistema de compensação de energia elétrica. Esse dispositivo passou a aceitar que a energia excedente gerada pelos usuários a partir de sua micro ou minigeração pudesse ser injetada na rede e, mais tarde, ser usada para reduzir o consumo mensal. O modelo atual do mecanismo (permanecendo em sua forma original após a REN nº 687/2015 que revisa a REN nº 482/2012) determina que a energia injetada deve abater de forma total a energia consumida. Consequentemente, essa situação faz com que a energia injetada seja avaliada pela tarifa de energia elétrica determinada aos consumidores.

Acontece que atualmente existem algumas discussões sobre como avaliar a energia injetada na rede. Por um lado, as distribuidoras afirmam que o atual sistema de compensação de energia não pode fornecer remuneração suficiente pelo uso da rede de distribuição, deslocando assim o custo para outros usuários que não optaram por instalar seus próprios sistemas. Por outro lado, usuários e demais interessados na GD enfatizam os benefícios da distribuição da geração de energia à sociedade e acreditam que o modelo atual deve ser mantido para permitir a integração no mercado (ANEEL, 2018).

A AIR em estudo faz parte do processo que ainda está em curso da revisão da REN n° 482/2012, tendo por objetivo criar um ambiente no qual a micro e minigeração de energia possam ser desenvolvidas de forma sustentável, reduzindo assim o custo transferido para outros usuários da rede de distribuição. Para isso, é necessário atenuar o impacto da geração distribuída.

As alternativas encontradas pela AIR são no total 6. Dentre elas fora levado em consideração o modelo atual de faturamento. Pode-se diferenciar as opções pela forma como a energia injetada na rede é valorada. Em cada alternativa são considerados diferentes componentes ou diferentes grupos de componentes. Para cada alternativa, foram calculados os impactos da adoção dessas soluções no desenvolvimento do mercado da geração distribuída de energia. Os custos e benefícios que a micro e minigeração trariam são estimados com base neste desenvolvimento previsto (ANEEL, 2018).

4. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Quanto a metodologia aplicada a esse trabalho, inicialmente fora realizada a revisão bibliográfica obtida a partir de materiais previamente elaborados e disponíveis e fundamentada principalmente nos documentos produzidos pela Aneel, que versam sobre conceitos relacionados a tarifa, mas não se limitando a isso, abrangendo ainda livros, teses, dissertações e artigos científicos.

Após essa etapa, direcionou-se para o levantamento das tarifas e do crescimento da geração distribuída nos últimos anos. Em seguida, o estudo das demonstrações de projeções de crescimento da GD a partir da Teoria da Difusão de Inovações, de Everett Rogers, apresentadas na nota técnica DEA 016/2019 e as perspectivas de evolução do valor da tarifa. Demonstrando assim, como o aumento na geração distribuída está intimamente relacionado ao aumento da tarifa.

Por fim, a última etapa teve por objetivo analisar a experiência internacional de tarifamento de países como Espanha e Portugal, bem como a análise das 6 alternativas propostas pelos relatórios AIR nº 002/2018 e AIR nº 004/2018 de como alocar e efetuar o faturamento da parcela fixa da tarifa binômia.

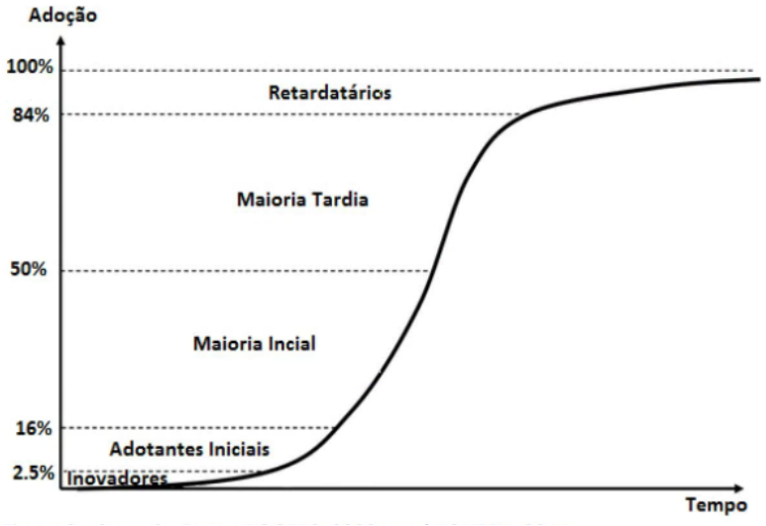
5. RESULTADOS

5.1 Teoria da Difusão de Inovações, de Everett Rogers

Nos últimos anos, o uso de energia distribuída tem se acelerado, principalmente devido à redução dos custos de investimento e de transação, à ampla disseminação das telecomunicações e tecnologias de controle e ao papel ativo dos consumidores.

É, portanto, possível classificar as tecnologias de micro e minigeração distribuída como inovações descontínuas, porque elas envolvem o lançamento de um novo produto que muda significativamente a forma como os consumidores se comportam. Ao investigar tais avanços dessa forma, é possível estudá-los a partir da estrutura das teorias de inovações (EPE, 2019).

Figura 12. Curva S.



Fonte: EPE (2019).

Nesta seara, tem-se como principal referência a Teoria da Difusão de Inovações, de Everett Rogers (2003), tal estudo defende a ideia de que o processo de difusão é principalmente um processo social, deixando evidente que as relações sociais são responsáveis por dar suporte a tomada de decisão da maioria da população. Conforme é observado na Figura 12, o processo de adoção dessa nova tecnologia assume um comportamento em que pode ser ilustrado por um “S”.

Ao analisar a curva da Figura 12, é perceptível que inicialmente poucas pessoas aderem à nova tecnologia, naturalmente os inovadores. Depois é adotada pelos formadores de

opinião e logo após, a maioria inicial, nessa fase é praticamente impossível que esse processo seja freiado.

A pesquisa de Rogers descreve o processo de difusão e suas características, mas não o modelo. Posteriormente, alguns autores elaboraram sua representação matemática, sendo o modelo de Bass (1969) o mais famoso e citado da literatura. O modelo apresentado na nota técnica DEA 016/2019 utiliza 2013 como primeiro ano de previsão (ano de vigência da Resolução ANEEL nº 482/2012) até 2050 e adota resoluções anuais.

De acordo com a classificação da ANEEL em sua base de dados de micro e minigeração de energia distribuída, deverá incluir as seguintes quatro fontes: (i) fotovoltaica, (ii) eólica, (iii) energia térmica, biomassa e (iv) centrais geradoras hidrelétricas (CGH). Porém, apenas as três primeiras fontes são modeladas a partir do trabalho de Bass sendo também essa parte a que nos interessa. Para essas, tal modelo é utilizado para mensurar o número de adotantes de micro e minigeração de energia distribuída, sem a necessidade de distinguir imediatamente entre as tecnologias (EPE, 2019).

Para a projeção do modelo foi usada a expressão em sua forma fechada, conforme em Guidolin e Mortarino (2010) e em Islam (2014). Dessa forma, a função distribuição acumulada de um potencial adotante em realizar a adoção no tempo t é dada pela equação (2):

$$F(t) = \frac{1-e^{-(p+q)t}}{1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}, \quad t > 0, p,q > 0 \qquad (2)$$

Como é perceptível na equação 2, tem-se dois parâmetros usados: um deles (p) é exógeno (efeito da inovação), e o outro (q) é endógeno (imitação ou efeito boca-a-boca). Portanto, quanto maior o número de usuários efetivos da tecnologia, maior o número de usuários potenciais que conhecem a tecnologia e, por consequência, com potencial de se tornarem adotantes.

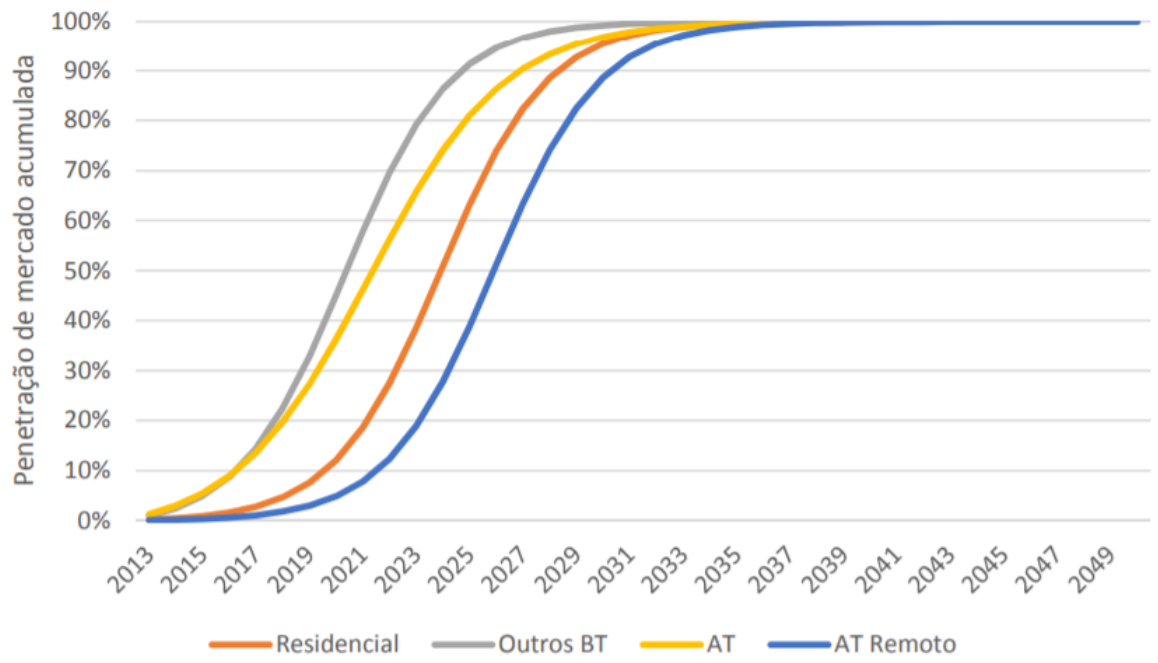
Considerando um histórico superior a seis anos dessa tecnologia no Brasil, optou-se por calibrar os parâmetros p e q através do método de regressão não linear com auxílio do Método dos Mínimos Quadrados, através do Solver, do Excel. Assim sendo, o Solver procura os valores de p e q e sensibilidade ao payback (SPB) de forma a minimizarem a soma das diferenças entre os valores da projeção e os dados verificados. Como restrições à solução, são colocados intervalos para variação dos parâmetros. Com base no trabalho de Jeuland (1994, apud MAHAJAN et al., 1995), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) adotou as restrições:

$0 < p < 0{,}01$;

$0{,}3 < q < 0{,}5$;

Essa abordagem foi adotada para a calibração dos parâmetros p e q para cada segmento (Residencial, Outros BT, Alta Tensão e Alta Tensão Remota), tendo por resultado quatro curvas diferentes de adoção, que podem ser vistas na Figura 13. Em relação a diferenciações espaciais, no modelo dGen (NREL, 2016), por exemplo, os parâmetros p e q são calculados para cada estado dos EUA. No Brasil, como há um número de adotantes ainda pequeno, especialmente em alguns estados do país, a calibração teve que ser feita nacionalmente. Ou seja, para cada segmento é utilizada a mesma taxa de adoção para todo o país (EPE, 2019).

Figura 13. Curvas de adoção.



Fonte: (EPE, 2019).

Na Figura 13, fica evidente a modelagem em “S” da curva de adoção, onde é possível perceber todos os estágios de adoção desde o impulso inicial da tecnologia, seu crescimento exponencial em determinado momento e a sua estabilização. Esse comportamento também será percebido nas projeções que serão feitas a seguir, guardadas as proporções de tempo

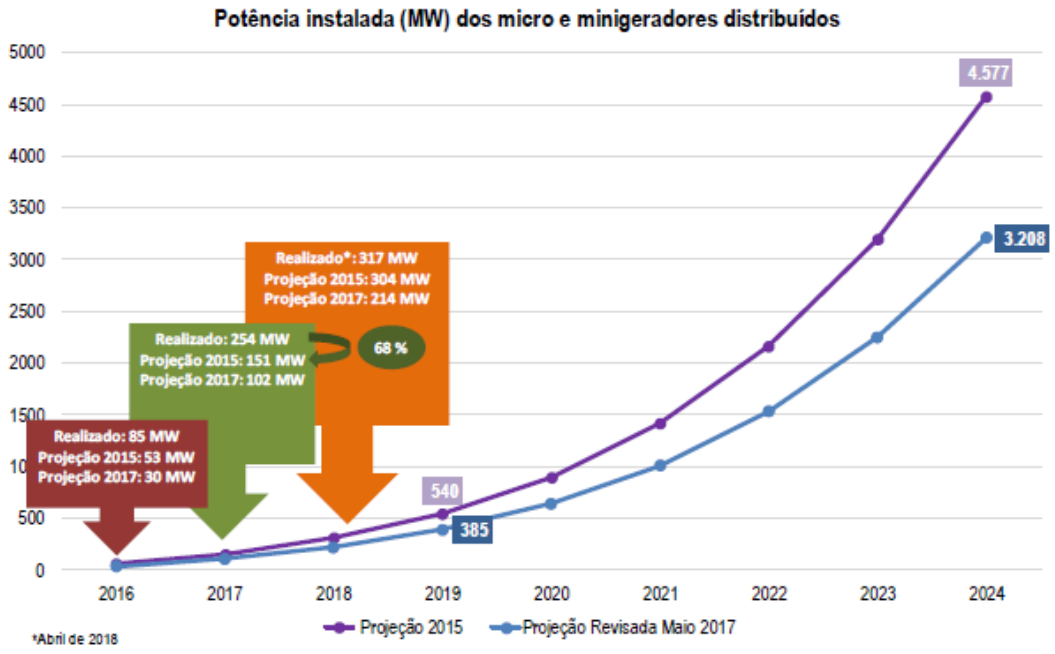
nota-se que atualmente o processo se encontra em crescimento exponencial, assim como, o modelo de Bass previu.

5.2 Comportamento do crescimento da geração distribuída no Brasil e seu impacto na tarifa.

A potência instalada de micro e minigeração foi além do esperado para as projeções da ANEEL. Pode-se perceber através da Figura 14, que em 2017 a capacidade instalada atingiu 68% da maior projeção do regulador. Nota-se também, que os 500 MW esperados para 2019 foram atingidos mais de um ano antes do ano esperado. No final de 2018 foi atingido o valor de 530 MW (ANEEL, 2018).

O crescimento após o ano de 2018 se tornou bastante acentuado. Apenas em 2019 foram instalados novos 1,5 GW em sistemas de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) (MME/EPE, 2020) e o estimado para 2024 já foi atingido no ano de 2020. Logo, a potência instalada real do GD sempre foi maior do que as projeções.

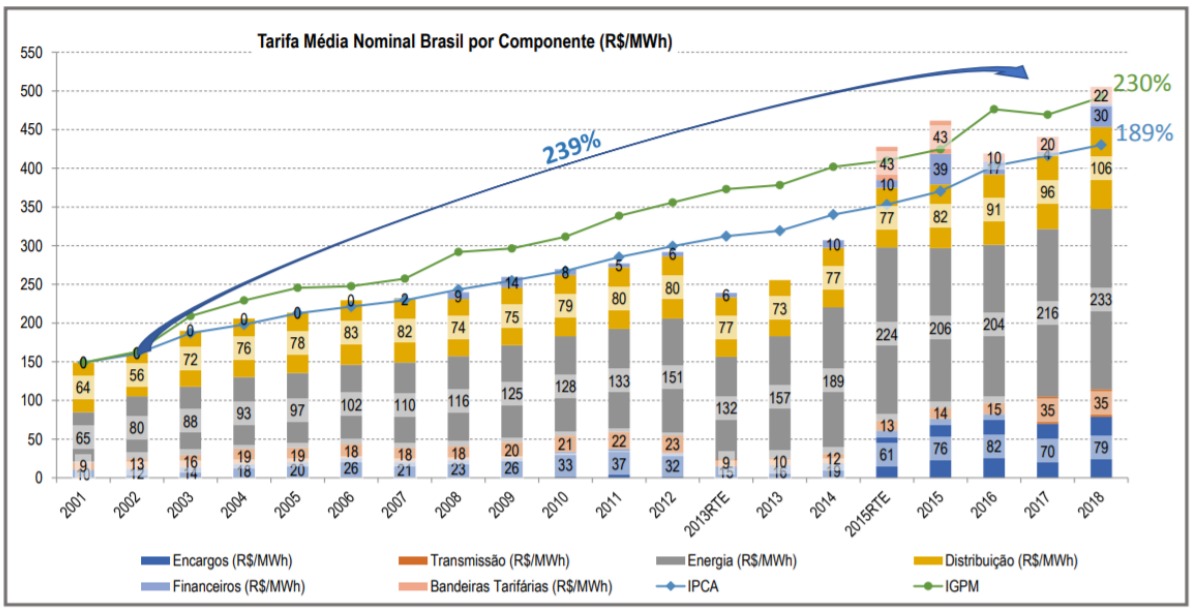
Figura 14. Evolução da potência instalada das micro e minigeração distribuída.



Fonte: ANEEL (2018).

Conforme Figura 15, nota-se que o Brasil também está em trajetória crescente em relação ao valor da tarifa de energia elétrica. Em 2012, quando a REN 482 foi lançada, a tarifa obtinha uma média de R$ 357,1/MWh, chegando a R$ 500/MWh em 2018, sendo esse o maior salto da tarifa desde 2001. Observa-se que o aumento da tarifa de 2001 a 2018 se tornou maior que a inflação.

Figura 15. Evolução da tarifa média no Brasil.



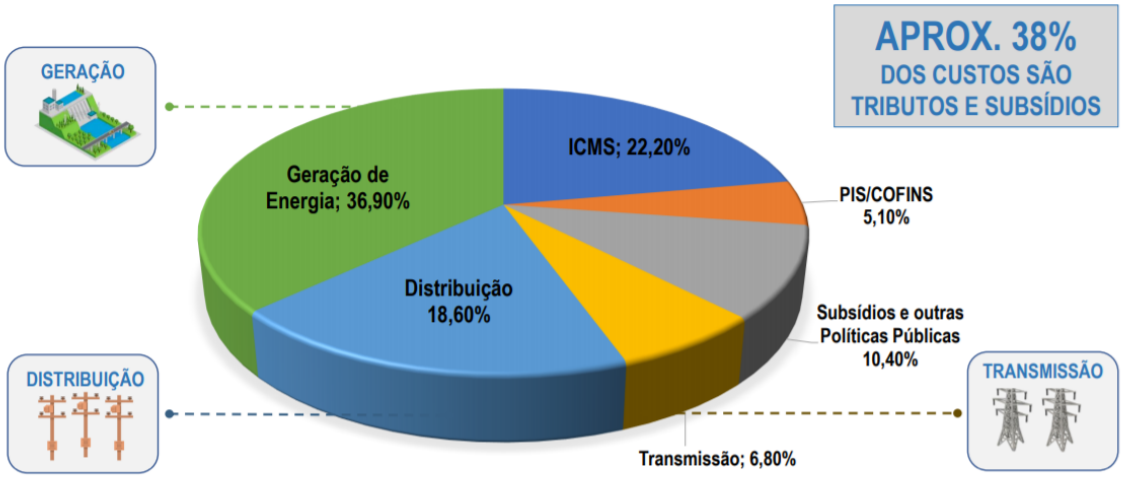
Fonte: GESEL (2019).

Algumas das justificativas para o avanço do valor da tarifa apresentado na Figura 15 é a crise econômica entre 2013 e 2018, onde o cenário de aumento excessivo de custos acima da inflação e redução de mercado provocou o aumento das tarifas (GESEL, 2019) e atrelado à isso, o fato do preço da eletricidade repassado aos consumidores da distribuidora incluir custos fixos e custos variáveis, embora todos os custos serem tratados como variáveis, diretamente proporcional ao consumo de energia elétrica.

Um outro grande agravante a ser considerado é que a partir do momento em que o prossumidor parou de compartilhar esses dois custos reduzindo sua conta, embora ele não tenha reduzido esses dois custos (ele continuou a usar a rede), os custos fixos são repassados a outros consumidores, que representam aproximadamente 38% do valor da tarifa de fornecimento, conforme Figura 16. Assim os consumidores passam a pagar tarifas mais altas.

.

Figura 16. Tarifa de Energia 2018.



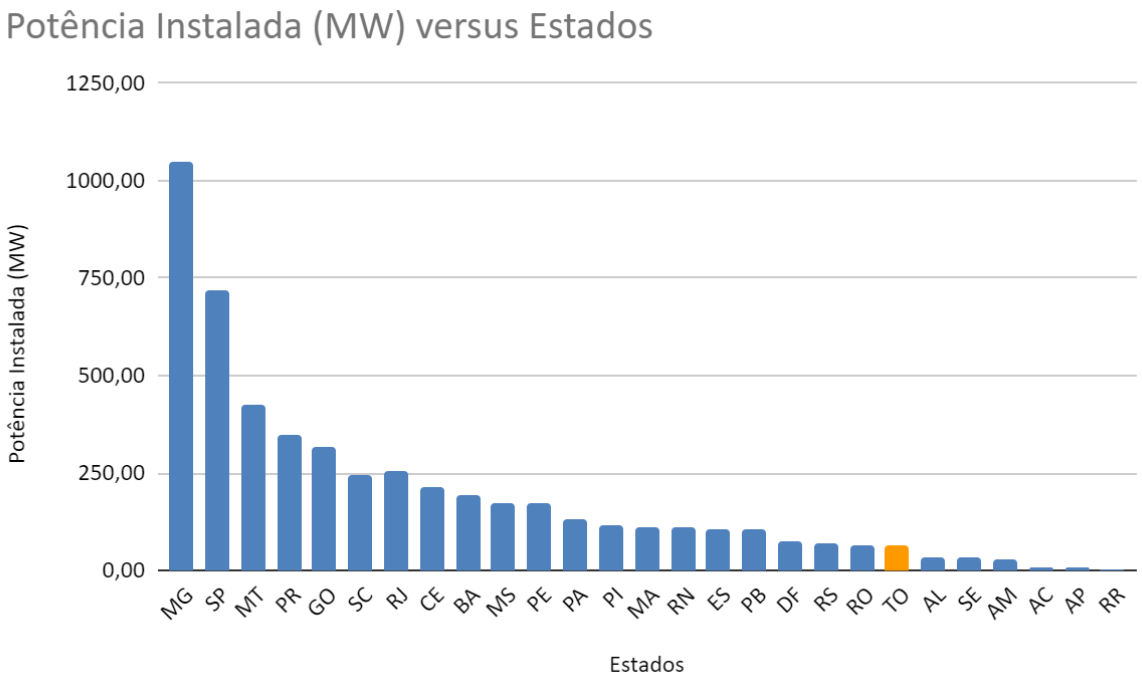
Fonte: GESEL (2019).

Logo, conclui-se que os pagamentos evitados no sistema de compensação estão diretamente relacionados ao valor pago nas tarifas e à medida que se aumenta o valor da tarifa mais atrativo se torna adquirir o sistema GD, o que gera um processo, denominado pela literatura como "espiral da morte".

5.2.1 Comportamento do crescimento da geração distribuída no Tocantins e seu impacto na tarifa.

A região norte do país possui a maior média no quesito de tarifa de energia elétrica, sendo aproximadamente 623 R$/ MWh (GESEL, 2019), e o Tocantins possui uma das maiores tarifas no ranking nacional, como foi apresentado no capítulo 2 deste trabalho, apesar de ser um dos estados que possuem menor capacidades instalada de geração distribuída solar , como pode ser visto na Figura 17.

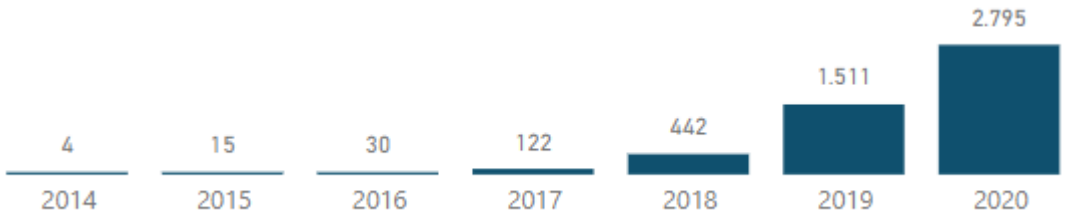
Figura 17. Ranking nacional de capacidade instalada de geração distribuída solar.



Fonte: ANEEL (2021).

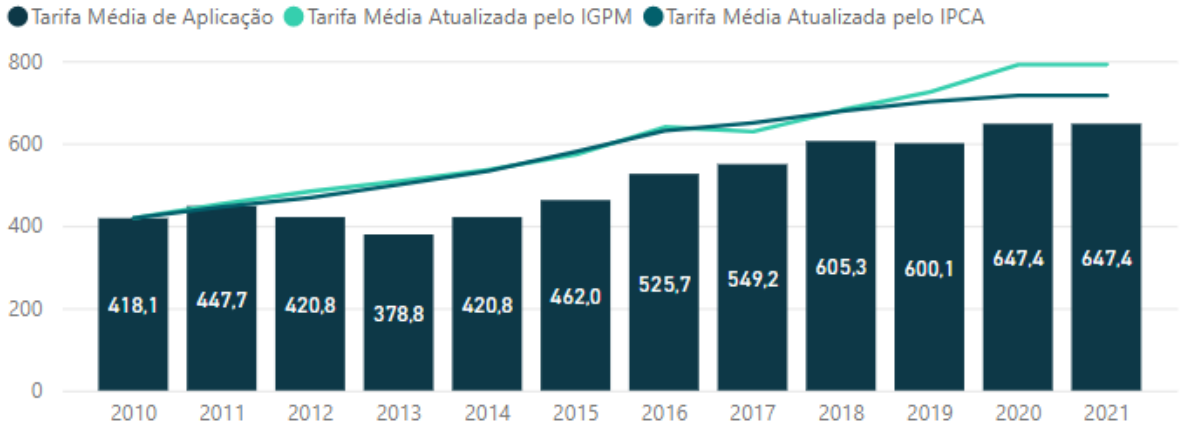
Nota-se na Figura 19, que a tarifa do Tocantins obteve um crescimento acentuado desde o ano de 2014, sendo que a geração distribuída obteve mais forte avanço a partir de 2017, como pode ser visto na Figura 18.

Figura 18. Conexões anuais de geração distribuída no estado do Tocantins.



Fonte: ANEEL (2021).

Figura 19. Evolução da tarifa residencial (R$/MWH) para o estado do Tocantins



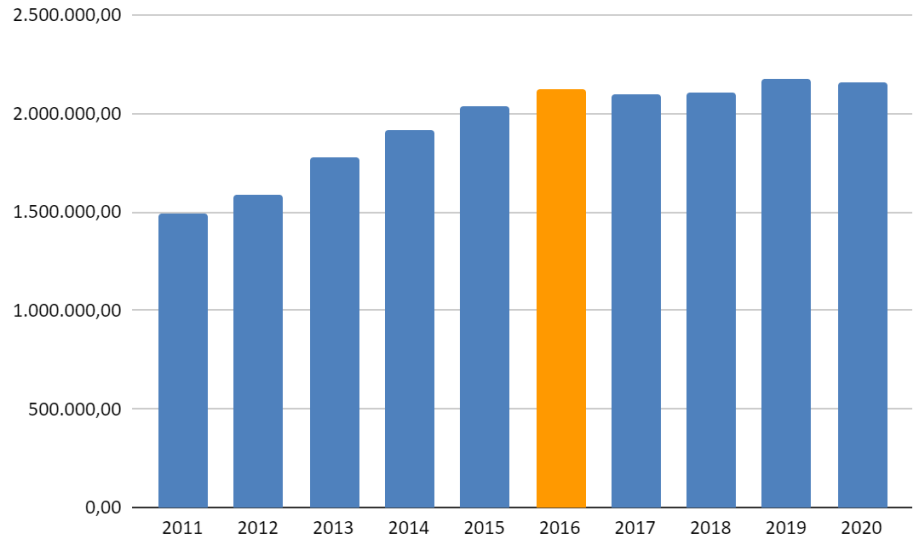
Fonte: ANEEL (2021).

A tarifa de energia elétrica é resultado de dois fatores principais, sendo o custo para custear a geração, transmissão, distribuição e encargos e mercado de energia (GESEL, 2019), como é apresentado na equação (3).

$$Tarifa = \frac{Custos}{Mercado} \left[\frac{R\$}{MWh}\right] \qquad (3)$$

Pode-se perceber através da Figura 20, que no Tocantins, a partir de 2016 houve uma estagnação em relação ao aumento de consumo no estado. Além do avanço de geração distribuída no estado, deve-se levar em consideração para esse efeito a crise econômica a partir de 2014, que trouxe retração do mercado de energia elétrica no Brasil (GESEL, 2019).

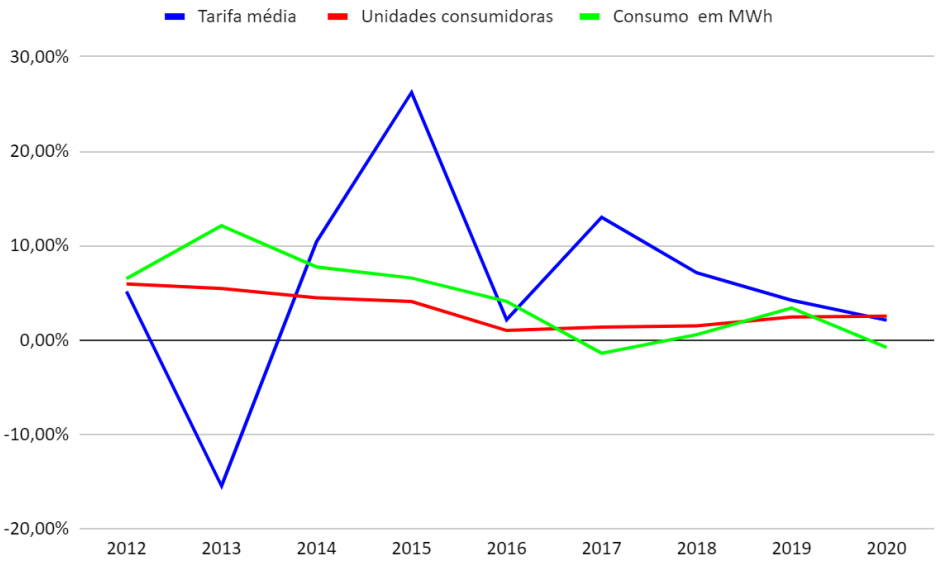
Figura 20. Consumo de Energia Elétrica em MWh no estado do Tocantins.



Fonte: ABSOLAR (2018).

A Figura 21 apresenta o comportamento da taxa de crescimento para o consumo de energia elétrica e para a tarifa, assim como a taxa de crescimento de unidades consumidoras para o estado do Tocantins.

Figura 21. Variações no crescimento de unidades consumidoras, consumo e tarifa de energia média para todas as classes de consumo no Tocantins.



Fonte: ANEEL (2020).

Nota-se que houve uma queda na taxa de crescimento em 2014 para o consumo e para o crescimento de unidades consumidoras, sendo que para esse ano, a variação da tarifa de energia elétrica teve um considerável aumento.

No ano de 2015 para 2016 houve uma queda na taxa de crescimento da tarifa de energia para cerca de 2,13%. Em contrapartida, a variação da tarifa de energia elétrica aumentou em 2017 para cerca de 13,00% e obteve certa estagnação nos anos seguintes, variando em pequena escala.

Nota-se que em 2016 à 2019, a variação do consumo foi muito pequena, chegando em 2017 a ser negativa, em contrapartida, a variação do número de unidades consumidoras se tornou maior que o consumo, para o intervalo especificado. Esse comportamento pode ser explicado devido ao avanço da geração distribuída, de 2017 a 2020, pois apesar de haver um certo crescimento de unidades consumidoras, não houve aumento do consumo de energia elétrica.

5.3 Argumentos da ABSOLAR

Fundada em 2013, a Associação Brasileira de Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) é uma organização nacional sem fins lucrativos que reúne empresas de toda a cadeia de valor da energia solar fotovoltaica (FV) com empresas que atuam no Brasil. A entidade coordena o desenvolvimento do mercado e da indústria, representa e defende os interesses dos seus parceiros, e promove e difunde a energia solar fotovoltaica no país.

Diante da função da ABSOLAR no mercado de GD, visando a permanência dos benefícios já concedidos para a difusão da geração distribuída no Brasil, ela apresenta alguns argumentos que visam contrariar informações levantadas pela ANEEL através do AIR . Esse capítulo visa comentar os argumentos apresentados por essa associação.

O primeiro argumento é sobre o como a regra atual de faturamento atribuída a geração distribuída prejudica apenas os lucros das distribuidoras.

> O motivo é financeiro: ao empoderar os consumidores, tornando-os produtores ativos de sua própria energia renovável e mais independentes, a geração distribuída solar fotovoltaica ameaça as receitas e lucros de distribuidoras que não se adaptarem à nova realidade do mercado (ABSOLAR, 2018).

O avanço da geração distribuída em condições atuais de compensação, não apenas ameaça as receitas das distribuidoras, como faz com que o avanço do valor da tarifa de

energia elétrica aumente com o crescimento da GD, afetando assim todos os consumidores. Lembrando que tal efeito não ocorreria caso houvesse uma redução dos custos da distribuidora na mesma proporção que a redução do seu mercado (ANEEL, 2018).

Quando a REN n ° 482/2012 foi lançada em 2012, o preço médio da energia elétrica era de R$ 357,1 / MWh (SEPEC/ME, 2019), atingindo R$ 575,2 / MWh em 2020.

Caso não haja manutenção na forma como é compensada a energia elétrica no Brasil, entre 2020 à 2035 resultará em um valor presente líquido negativo de 48 bilhões de reais para o setor elétrico [34], o que terá impacto negativo nos preços da tarifa de energia elétrica. Se for considerado as GDs locais e remotas, o impacto sobre a tarifa dos demais consumidores resultará em 56 bilhões de reais (SEPEC/ME, 2019), conforme apresentado na Figura 22.

Figura 22. Subsídios implícitos no sistema elétrico para a MMGD, em valor presente do acumulado 2020-2035.

		Nominal (2020-35)	VPL (2020-35) @ 4,47%
Renúncia de receita (R$)	s/ imp	110.964.963.802	66.697.691.565
	c/ imp	160.627.832.414	96.548.543.397
Valor do consumo simultâneo (R$)	s/ imp	-43.187.563.912	-25.958.741.557
	c/ imp	-62.516.352.375	-37.576.693.090
Consumo mínimo (100kwh)	s/ imp	-1.054.874.407	-634.053.177
	c/ imp	-1.526.988.193	-917.826.528
Custo alternativo da geração solar centralizada	s/ imp	-27.565.620.884	-16.568.862.968
	c/ imp	-39.902.738.486	-23.984.332.108
Custo implícito total (rateado pelos demais usuários)	**s/ imp**	**39.156.904.599**	**23.536.033.862**
	c/ imp	**56.681.753.359**	**34.069.691.670**

Fonte: SEPEC/ME (2019).

Logo, a permanência dos incentivos para a difusão da MMGD (Micro e Minigeração distribuída) trará a valor presente o montante de 34 bilhões, que poderia ser utilizado para outros serviços essenciais à sociedade.

Sobre o valor da franquia mínima cobrada para as unidades geradoras, a associação possui a seguinte visão:

> Todo consumidor com geração distribuída já paga pelo custo de disponibilidade da rede de distribuição, responsável pelo rateio de custos da infraestrutura das distribuidoras, conforme regulamenta a Aneel. Esse pagamento também é feito no

> caso de projetos de médio porte conectados em média tensão, via pesados custos de demanda sobre as usinas de geração distribuída (ABSOLAR, 2018).

O custo de disponibilidade foi criado em 1975 pela Portaria MME nº 378 (ANEEL, 2018), onde o setor elétrico obtinha um perfil diferente do que é hoje. O custo de disponibilidade não previa o fluxo bidirecional de energia. A possibilidade de compensação de energia elétrica, faz com que a energia injetada na rede seja integralmente consumida em outro momento, onde o consumidor arca exclusivamente com o custo de uma franquia mínima de consumo, sendo que pode utilizar o sistema para compensar uma quantidade de energia superior ao consumo mínimo (custo de disponibilidade) [34]. Logo essa mudança de fluxo de energia acarreta problemas técnicos e econômicos no planejamento dos sistemas de distribuição [35].

Apesar de ser intuitivo que a geração próxima a carga irá reduzir o carregamento da rede, permitindo a entrada de novos usuários sem ter que investir em ampliação da capacidade do sistema, isso não ocorre na prática. Na prática, a rede assume o papel de uma "bateria virtual", uma vez que a energia nela injetada é posteriormente utilizada para abater o consumo da unidade consumidora (CEMIG, 2012). Logo, o benefício do alívio, em alguns casos, pode fazer a rede de distribuição se tornar um requisito de investimento para atender o fluxo de energia bidirecional [34]. Dessa forma, o sistema de distribuição deve estar dimensionado para receber essa energia (ANEEL, 2018).

Outro ponto que vale ser mencionado é que a inserção do GD, não reduzirá os custos considerados fixos no curto e médio prazo, como custos de administração, operação e manutenção, ou seja, quando os prossumidores compensarem a energia injetada na rede ao preço atual, os encargos são repassados aos demais consumidores da área de concessão. Desta forma, os prossumidores não pagam os valores necessários para a disponibilidade do sistema elétrico.

Logo, pode-se concluir que o custo de disponibilidade aplicado atualmente está defasado e não cobre os reais custos da disponibilização do serviço em condições de inserção e consumo de energia elétrica.

Um outro argumento apresentado pela associação, é descrito da seguinte forma:

> A geração distribuída solar fotovoltaica coloca o consumidor no centro das decisões. Por isso, nove em cada dez brasileiros quer gerar energia renovável em sua residência, conforme atesta pesquisa do Ibope Inteligência de 2018. É dever dos líderes públicos atender aos anseios da sociedade brasileira. O crescimento

> sustentável do Brasil será potencializado pelo uso da energia solar fotovoltaica como política pública estratégica para o desenvolvimento econômico, social e ambiental, contribuindo para diversificar a matriz elétrica, gerando milhares de empregos, reduzindo a queima de combustíveis fósseis, ampliando a liberdade do consumidor, estimulando a cadeia produtiva, reduzindo perdas e trazendo economia para os cidadãos, as empresas e os governos (ABSOLAR, 2018).

De fato, a energia fotovoltaica empodera o consumidor e gera uma vasta gama de empregos em toda cadeia econômica da sociedade, contudo o crescimento desse meio energético não pode se dar às custas da parcela mais carente da sociedade, que em sua maioria sequer sabe que está pagando essa conta, pois os consumidores sem sistemas GD fazem enormes sacrifícios e pagam contas de eletricidade mais caras para subsidiar a geração de energia solar. Este subsídio ocorre principalmente porque os usuários da GD pagam apenas parte do custo de uso da rede de distribuição.

Esse desequilíbrio atinge não apenas os pequenos consumidores que afetam seus orçamentos familiares, mas também os grandes e médios consumidores, cujos produtos perderam competitividade, e as distribuidoras de energia que afetam o fluxo de caixa, aumentam a inadimplência e as perdas não técnicas.

Percebe-se portanto que atender aos anseios da sociedade prejudicando a parcela dessa mesma sociedade que mais carece de cuidados e que possui menor poder aquisitivo, além de contraditório, traz prejuízos muitos superiores a qualquer benefício existente.

Em outro argumento, a ABSOLAR questiona a necessidade de revisão da REN 482 atualmente, através do texto abaixo.

> Ainda é muito cedo, portanto, para qualquer alteração na compensação de energia elétrica da geração distribuída. Faltam estudos da Aneel, transversais, quantitativos, qualificados, aprofundados e isentos, que avaliem os benefícios (ambientais, econômicos, sociais e elétricos) e eventuais custos da geração distribuída para a sociedade brasileira (ABSOLAR, 2018).

No lançamento da REN nº 482/2012, foi previsto um dispositivo que estipula o prazo para a revisão da norma no prazo em 5 anos a contar da data da sua publicação, logo, a ideia de que ainda é cedo para uma possível alteração está equivocada, visto que a própria norma na ocasião de sua publicação viu a necessidade de rever seu impacto técnico, econômico e social, bem como a melhoria no sistema de compensação de energia, incluindo observações relacionadas ao processo de medição e estudos de viabilidade necessários (ANEEL, 2012).

Atualmente, existem diversos estudos e audiências públicas que abarcam o tema em questão, por exemplo, a Consulta Pública nº 10/2018 que recebeu 1.511 contribuições, a Audiência Pública ANEEL nº 001/2019, a nº 025/2019 que dentre as contribuições estão a Nota Conjunta SEI nº 4/2019/SECAP-SDI/FAZENDA-SEPEC/ME, e ainda os relatórios de AIR n° 02/2018, 04/2018, 01/2019 e 03/2019, portanto há uma vasta gama de debates sobre tema.

5.4 Experiências Internacionais

Esse capítulo visa analisar como se deu o processo de inserção de GD no mercado de outros países, como Portugal e Espanha, as consequências e medidas tomadas.

5.4.1 Experiência de Portugal

Em 2007 foi criado através da Lei nº 363/2007 (Governo de Portugal, 2007) um regime jurídico para microgeração distribuída provenientes de fontes renováveis e outros recursos com limitação de até de 5,75kW. A finalidade foi disseminar a produção em baixa tensão com a possibilidade de venda à rede de distribuição, mas destinada principalmente para o autoconsumo.

A classificação dos microprodutores se dava em microprodução de fontes de energia renovável, que se caracterizava como regime bonificado, limitado para potência de 3,68 kW, e para as demais fontes se caracterizava como regime geral.

Portugal optou por tratar a energia pelo método feed-in, que é caracterizado por remuneração da energia injetada na rede, enquanto no Brasil utiliza-se o método net metering, onde a energia injetada é posteriormente utilizada pelo consumidor. A Tabela 1 apresenta as principais características das classificações dos microprodutores de Portugal devido pela Lei nº 363/2007 .

Tabela 1. Regime Remuneratório do Decreto Lei nº 363/2007.

Regime	Remuneração
Regime Geral	A tarifa de venda de eletricidade é igual à tarifa de consumo de eletricidade aplicada pelo comercializador de último recurso.

Regime Bonificado	No ano de instalação e nos cinco anos civis seguintes a remuneração é de € 650/MWh aos primeiros 10 MW instalados. Por cada 10 MW adicionais de potência a tarifa é reduzida em 5%. Após o período de cinco anos aplica-se durante 10 anos a tarifa que seja adequada após o final do quinto ano. No final dos períodos indicados (Ano de Instalação + 5 anos + 10 anos) aplica-se o regime geral de remuneração indicado acima.

Fonte: (Castro e Dantas, 2018).

Durante os anos, houve algumas adequações a respeito da classificação de microprodutores renováveis, como a possibilidade de geração em miniprodução em 2011. Com o intuito de adequar o impacto técnico, econômico e social do avanço da geração distribuída no país, em 2014, a última atualização dos decretos referentes a micro e minigeração renováveis no país, através do decreto Decreto Lei nº 153/2014, deu origem a dois regimes de produção: o regime de pequena produção, adequado para unidades de produção destinada para venda de sua total geração de eletricidade à rede de distribuição pública, a qual a potência de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) é igual ou inferior a 250 kW, e o regime de produção para autoconsumo, que é principalmente para o consumo local de produção, porém onde existe a possibilidade de comercialização da produção de eletricidade para a rede pública de distribuição, cuja potência instalada seja igual ou inferior 1 MW. As condições para os regimes estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2. Remuneração do Regime Regime de Produção para Autoconsumo e Regime de Pequena Produção.

Regime	**Remuneração**
Regime de Produção para Autoconsumo	A remuneração mensal para as unidades de produção para autoconsumo é calculada com base na seguinte fórmula: Rm = E$fornecida, m$ × OMIEm × 0,9 **- Rm** é a remuneração da eletricidade fornecida o mês ‘m’, em €

	- **E**$fornecida, m$ é a energia fornecida no mês 'm', em kWh; - **OMIE**m o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário) relativos ao mês 'm', em €/kWh - **m** é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à (RESP) . Os restantes 10% da remuneração neste regime são deduzidos de forma a compensar os custos com a injeção da energia excedente produzida na rede elétrica de serviço público. Também deve ser notado que a unidade com potência instalada maior do que 1,5 kW, precisa pagar a compensação fixa nos primeiros 10 anos de operação, que permitirá que seja recuperado partes dos custos de implementação da política de energia e sustentabilidade, como interesses econômicos gerais. A compensação só terá efeito quando a capacidade de autoconsumo da unidade de produção exceder 1% da potência total instalada do Sistema Elétrico Nacional (SEN) (em Ao final de 2015, 1% da capacidade total instalada do sistema elétrico nacional equivalente a cerca de 186 megawatts).
Regime de Pequena Produção	O acesso ao regime de pequena produção é limitado a uma quota anual de 15 MW (DGEG, 2019). O acesso ao regime encontra-se ainda segmentado em três categorias distintas: - **Categoria I** para unidades apenas destinadas à produção de eletricidade - **Categoria II** para unidades, que para além da produção de eletricidade, optem por incluir tomada para carregamento de veículos elétricos, ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico

	- Categoria III para unidades, que para além da produção de eletricidade, optem por incluir coletores solares térmicos com uma área mínima de 2m². O acesso ao regime é concorrencial, baseado num modelo em que os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência fixada pelo Governo de Portugal, sendo está fixada com bases nos maiores descontos que sejam apresentados pelos produtores a optar por este regime. A tarifa de referência neste regime é de € 95 /MWh, sendo que a este valor acrescem € 10 /MWh ou € 5/MWh quando o produtor opte pelo enquadramento na categoria II ou III acima apresentadas respetivamente(Governo de Portugal, 2015). A tarifa atribuída neste processo vigora durante 15 anos deste a data de início de produção da instalação. Findo este prazo a unidade de pequena produção passa a ser remunerada de acordo com o regime geral de produção em regime especial.

Fonte: (Castro e Dantas, 2018).

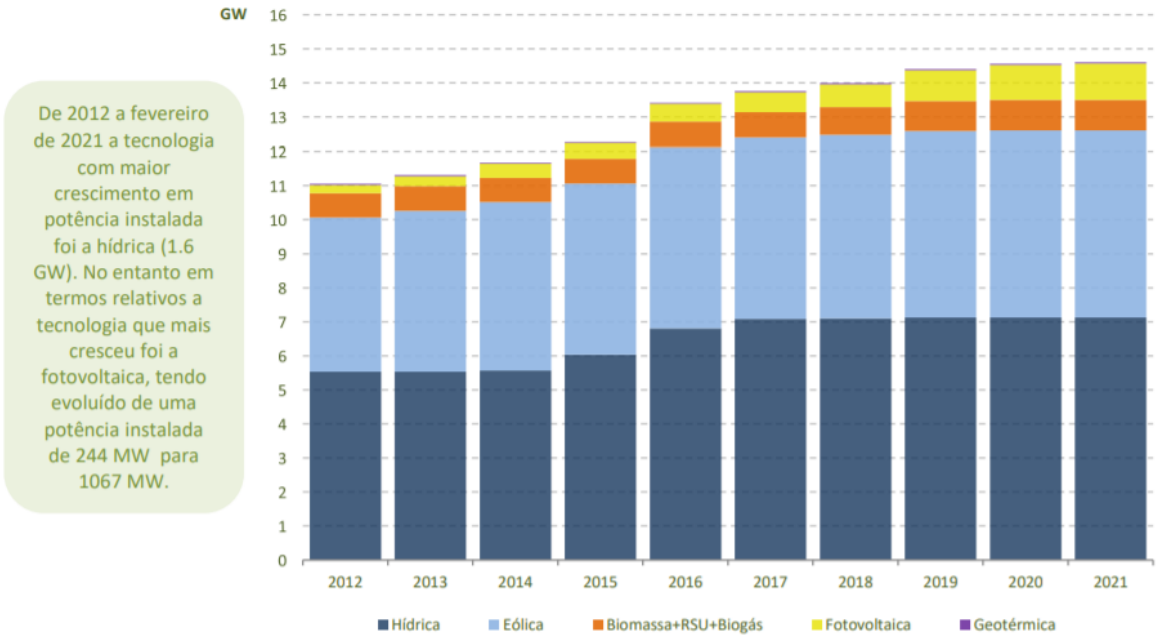
Com base nos dados expostos é possível observar os ajustes contínuos dos incentivos para produzir energia de fontes renováveis com o intuito de reduzir o apoio governamental, à medida que se tornaram mais competitivas as tecnologias relacionadas à geração distribuída e o investimento mais atraente.

Conforme exposto na Tabela 1, o programa de subsídio de 2007 apresentava o preço da eletricidade para microprodução de 650 € / MWh, já na última atualização, em 2014, possui uma tarifa de referência entre 95 a 100 € / MWh. Logo, o desenvolvimento da geração distribuída renovável em Portugal foi evoluindo com o passar dos anos, não apenas para proporcionar a difusão das tecnologias, mas também visando a recuperação de interesse econômico geral, como os relacionados com o desenvolvimento e promoção da política energética nacional (Castro e Dantas, 2018).

Na Figura 23 é possível perceber a evolução da produção de eletricidade das fontes renováveis em Portugal, entre 2012 a março de 2021. Nota-se que em Portugal, diferente do Brasil, não possui forte participação em energia solar, apesar dos últimos anos a tecnologia se tornar a mais crescente.

Outro ponto a ser notado, é que mesmo com os ajustes dos incentivos no decorrer dos anos, visando o interesse econômico geral, pode-se perceber um crescimento na participação das fontes renováveis na matriz elétrica de Portugal.

Figura 23. Evolução da Potência Instalada de fontes renováveis em Portugal.



Fonte: DGEG (2021).

Atualmente Portugal tem enfrentado desafios para maior difusão da energia renovável no país, principalmente focado na tecnologia solar, pois para essa difusão é necessário sustentar economicamente políticas de incentivos. Atrelado a esse desafio, surgiram outras questões ligada as tarifas elétricas, como:

- Produção de déficits devido à redução do consumo. Um déficit de renda ocorre sempre que o consumo na rede diminui (Castro e Dantas, 2018);
- Subsídios cruzados, onde os clientes que utilizam da potência da rede estão subsidiando os clientes que possuem geração própria.

A abordagem regulatória para as atividades de distribuição em Portugal possui um modelo híbrido, aplicando métodos de custo aceitos ao investimento (CAPEX), e métodos de incentivo de desempenho para custos operacionais (OPEX), sendo que o OPEX tem direta dependência com o consumo de energia elétrica, número de clientes da distribuidora e indicadores de qualidade.

A forma de abordagem do OPEX proporciona riscos de mercado para as distribuidoras por relacionar custos de operação com consumo de energia elétrica. O fato dos custos fixos estarem a ser recuperados através da componente variável da tarifa conduz a um sinal de preço enviesado a favor da redução do consumo à rede (DGEG, 2021).

A estrutura adotada em Portugal é formada com uma componente fixa (€/KW), que representa a potência contratada, uma componente variável (€/KWh), proporcional ao consumo de energia elétrica e a componente de energia reativa (€/Kvarh) (Castro e Dantas, 2018), como pode ser visto na Figura 24.

Figura 24. Estrutura tarifária de distribuição de eletricidade em euros para diferentes segmentos de consumidores em Portugal 2013.

Custos médios com distribuição de eletricidade						
Tipo de consumidor	Consumo anual médio	Componente fixa (€/kW)	Componente variável (€/ kWh-ponta)	Componente variável (€/ kWh)	Componente variável (€/ kvarh)	Custos de distribuição totais
Residencial	3500 kWh	€ 41	-	€ 68		€ 109
Pequena Indústria	50 MWh	€ 255	€ 690	€ 160	€ 91	€ 1 196
Grande Industria	24000 MWh	€ 10 739	€ 77 858	€ 21 022	€ 14 340	€ 123 959

Fonte: (Castro e Dantas, 2018).

Apesar de Portugal possuir um modelo tarifário diferente do Brasil, os desafios coincidem. Como consequência, uma das medidas que tem sido debatida é a possibilidade de alteração da estrutura tarifária, tornando a tarifa parcialmente ou completamente fixa (Castro e Dantas, 2018).

5.4.2 Experiência da Espanha

A lei número 24/2013, de 26 de dezembro, definiu autoconsumo como o consumo de energia elétrica de instalações de geração conectadas no interior de uma rede do consumidor

ou por meio de uma linha direta de energia elétrica associada a um consumidor e distinguiu vários modos de autoconsumo.

Amparado por essa lei, em 10 de outubro de 2015, foi publicado no “Diário Oficial do Estado” o Real Decreto 900/2015, de 9 de outubro, que regulamenta as condições administrativas, técnicas e econômicas das modalidades de fornecimento de energia elétrica autoconsumo e produção com autoconsumo. Este regulamento incluiu, entre outros, os requisitos técnicos que as instalações de autoconsumo de energia elétrica deveriam cumprir para garantir o cumprimento dos critérios de segurança das instalações, bem como o marco econômico de aplicação para esta atividade.

Posteriormente, o Real Decreto-Lei 15/2018, de 5 de outubro, sobre as medidas urgentes de transição energética e proteção do consumidor, alterou profundamente a regulamentação do autoconsumo na Espanha para que os consumidores, produtores e sociedade de forma conjunta, pudessem se beneficiar das vantagens que esta atividade pode trazer, em termos de menores necessidades da rede de energia, maior independência energética e menores emissões de gases com efeito de estufa. Esse decreto incluiu as seguintes modificações:

- É feita uma nova definição de autoconsumo, tendo em conta que se entenderá como tal o consumo por um ou mais consumidores de energia elétrica de instalações de geração próximas às de consumo e associadas a ela.
- É feita uma nova definição das modalidades de autoconsumo, reduzindo-as a apenas duas: "autoconsumo sem excedentes", que em nenhum momento podem injetar energia na rede de energia e "autoconsumo com excedentes", que podem injetar energia nas redes de distribuição e transporte.
- Pela regulação, podem ser desenvolvidos mecanismos de compensação entre o déficit e o excedente dos consumidores que se beneficiam do autoconsumo com excedentes para instalações de até 100 kW (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

Tabela 3. Modalidades de Autoconsumo na Espanha.

Regime	Remuneração
Modalidade de fornecimento com autoconsumo sem	Aquela instalação de geração que está conectada em uma rede consumidora e na qual não há capacidade física de conexão

excedentes	elétrica com a rede de transmissão ou distribuição, seja direta ou indiretamente por meio de instalação própria ou de terceiros. Nesse sentido, as instalações com capacidade de serem desconectadas da rede por meio de dispositivos de comutação ou equivalentes não são consideradas isoladas.
Modalidade de fornecimento com autoconsumo com excedentes	Sistema de geração distribuída que se encontra ligada à rede de um consumidor e, por isso, partilha com o referido consumidor as infraestruturas de ligação à rede, e que tenha ou possa ter, de alguma forma, uma conexão com a rede de transmissão ou distribuição. Podendo assim injetar energia na rede. Existindo duas modalidades: **Modalidade com excedentes acolhida a compensação** Pertencem a esta modalidade os casos de abastecimento com autoconsumo com sobras em que o consumidor e o produtor optam voluntariamente por se valer de um mecanismo de compensação de sobras. Esta opção só será possível nos casos em que todas as condições listadas abaixo forem atendidas. 1. A fonte de energia primária deve ser de origem renovável; 2. A potência total das instalações de produção associadas não pode exceder 100 kW; 3. Caso seja necessária a celebração de contrato de fornecimento de serviços auxiliares de produção, o consumidor deve celebrar com uma empresa comercial um único contrato de fornecimento para consumo associado e para consumo auxiliar de produção, nos termos do artigo 9.2 deste Real Decreto. 4. O consumidor e o produtor associado tenham assinado

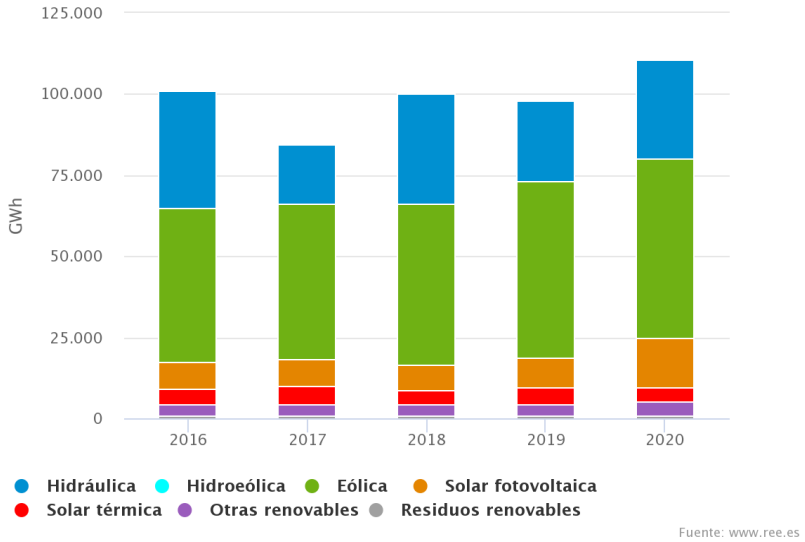
	um contrato de compensação de excedente de autoconsumo definido no artigo 14 deste decreto real. 5. A unidade de produção não tenha se beneficiado de um regime de remuneração adicional ou específico. **Modalidade com excedentes não acolhida a compensação** Pertencerão a essa modalidade todos os casos de autoconsumo com sobras que não atendam a nenhum dos requisitos para pertencer à modalidade com sobras remuneradas ou que optem voluntariamente por não se valer da referida modalidade.

Fonte: Ministerio para la Transición Ecológica (2019).

Na Tabela 3 observa-se que a Espanha tem duas principais maneiras de lidar com o autoconsumo, uma sem excedentes e outra com excedentes. A Figura 25, mostra a evolução da geração por fontes renováveis na Espanha, onde a tecnologia com maior fatia no mercado é a provinda de fontes eólicas.

A Espanha utiliza a tarifa binômia para aplicação aos seus consumidores de baixa tensão, tendo como referência duas parcelas: a primeira delas é o componente de energia, que corresponde a energia consumida e reflete os custos dos serviços providos pelos distribuidores; a segunda é o componente de capacidade, nela estão incluídas a potência contratada e os custos da rede. A junção dessas duas parcelas formam a tarifa binômia espanhola.

Figura 25. Evolução da geração de energia por meios renováveis.



Fonte: REE (2021).

5.5 SUGESTÕES PARA O BRASIL

Em decorrência dos problemas gerados pelo avanço da geração distribuída no Brasil e o interesse do consumidor em reduzir seu consumo mensal adotando medidas de eficiência energética, a ANEEL manifestou sua proposta através do Regulatório no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 4/2018-SRD/SRC/SMA/ANEEL, que após as sugestões decorrentes da Audiência Pública (AP) nº 1/2019, resultou em um novo posicionamento através do AIR nº 3/2019.

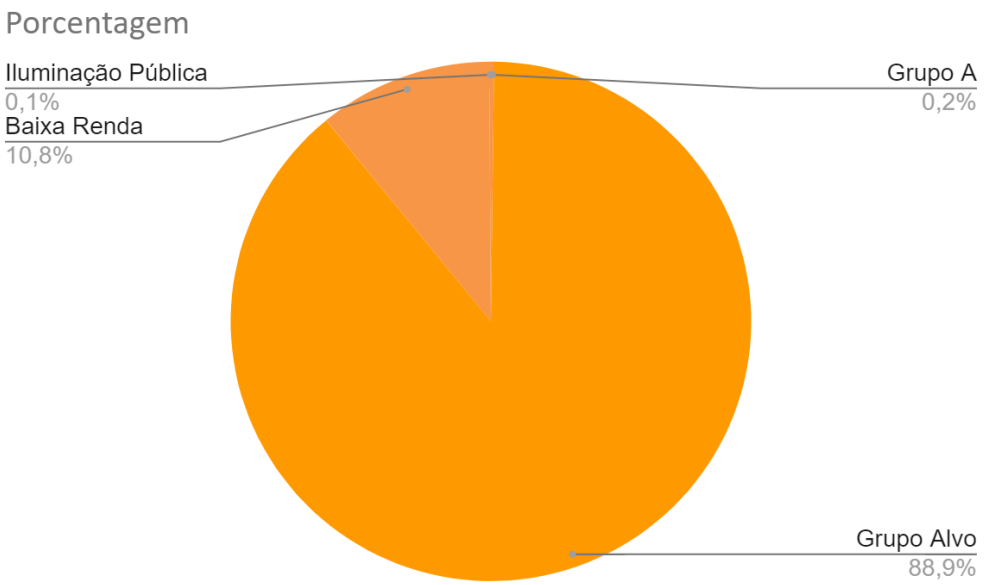
Em paralelo, em 2018, a Aneel também manifestou a proposta de revisão na estrutura tarifária aplicada aos consumidores do grupo B, através do AIR nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL.

Esse capítulo visa apresentar as sugestões da ANEEL para os subsídios cruzados, tanto causados pelo avanço da geração distribuída, como para o avanço da eficiência energética como um todo.

5.5.1 AIR nº 02/2018

Como já apresentado no capítulo 2 deste trabalho, a AIR nº 02/2018 apresenta uma nova proposta para o modelo tarifário para o grupo B, sendo de tarifas multipartes, que se caracteriza pela existência de mais uma componente da tarifa, além da volumétrica, a qual deverá ser aplicado aos consumidores de baixa tensão, exceto iluminação pública pela sua característica. Sobre a possibilidade de aplicação à subclasse Baixa Renda ainda existem dúvidas. Na Figura 26, é apresentando a porcentagem do grupo que é abrangido pela análise.

Figura 26. Universo de unidades consumidoras abrangidas pela análise.



Fonte (ANEEL, 2018).

A AIR apresenta dois eixos de análise, sendo o primeiro relacionado à natureza de cada componente tarifário, principalmente a TUSD Fio B, pois conforme análise, a mesma possui características fixas, enquanto que os demais componentes da TUSD e TE possuem característica de custo proporcional à energia. O segundo eixo de análise apresenta alternativas de alocação e faturamento dessa parcela fixa na tarifa dos consumidores.

5.5.1.1 Parcela B fixa

Conforme análise feita pelo Anexo I da AIR Nº 02/2018, a Parcela B é subdividida em dois grandes grupos, sendo Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e Custo Anual dos Ativos (CAA). O grupo CAA está incluído na remuneração dos investimentos realizados, a quota de reintegração de capital e o custo com instalações móveis e imóveis possuindo natureza de custo fixo, embora hoje esses custos possuem relação com o kWh consumido, os custos devem ter relação com a capacidade do custo do sistema.

Já o grupo CAOM, é subdividido em três partes: parte por capacidade, parte por unidade consumidora e parte por energia.

Resumidamente, a Figura 27, apresenta o resultado da análise do Anexo I da AIR Nº 02/2018 para determinação dos custos fixos e variáveis entre os componentes tarifários.

Figura 27. Critérios de variável de faturamento das componentes tarifárias para o grupo B.

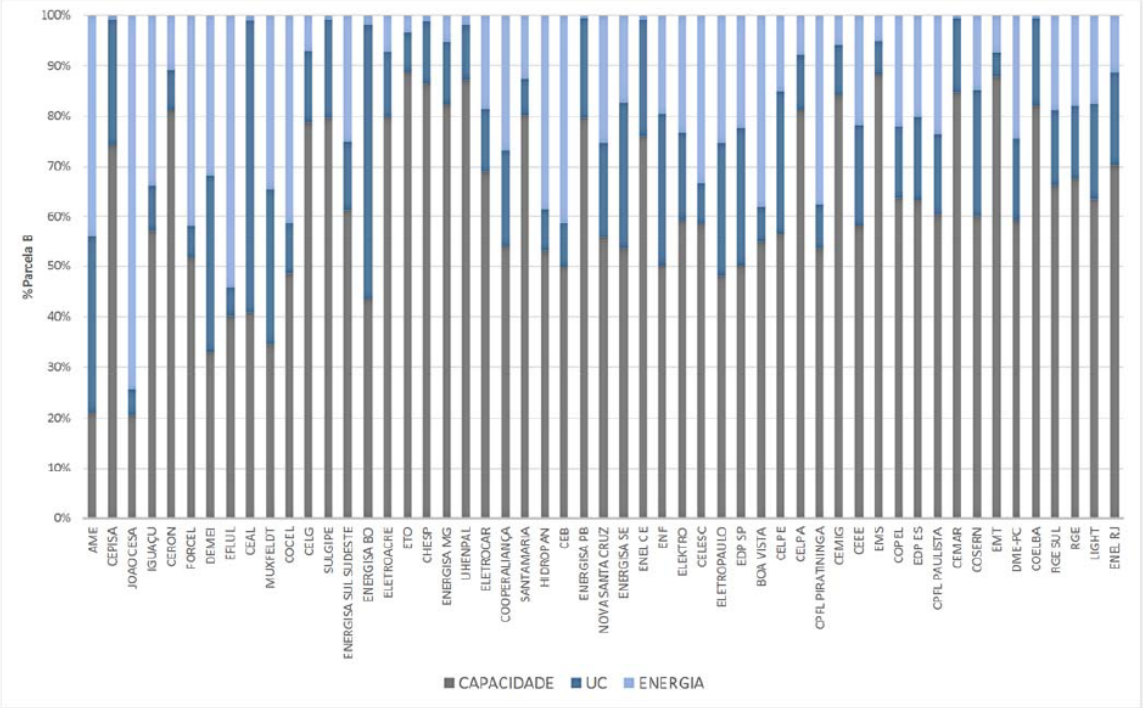
COMPONENTE	CRITÉRIO	VARIÁVEL
TE (todas componentes)	Volumétrica (energia)	R$/MWh
TUSD ENCARGOS	Volumétrica (energia)	R$/MWh
TUSD PERDAS	Volumétrica (energia)	R$/MWh
TUSD TRANSPORTE FIO A	Volumétrica (energia)	R$/MWh
TUSD TRANSPORTE FIO B		
Parcela CAA	Capacidade	R$/mês
Parcela CAOM		
CAOM_Capacidade	Capacidade	R$/mês
CAOM_UC	Unidade consumidora (NUC)	R$/mês
CAOM_Energia	Volumétrica (energia)	R$/MWh

Fonte: ANEEL (2018).

Nota-se, então, que a natureza fixa na Parcela B possui em sua maior parte natureza de custo fixo.

A Figura 28 mostra o resultado final da análise do Anexo 1, ressaltando o percentual da parte variável (cobrado em R$ / MWh) e parte fixa de cada distribuidora, esta última segregado em uma parte fixa proporcional ao número de unidades consumidoras e uma parte fixa proporcional à capacidade.

Figura 28. Percentuais de alocação da Parcela B por Distribuidora.



Fonte (ANEEL, 2018).

Logo, após a análise dos números apresentados pelo Anexo I, conclui-se que a Parcela B, possui em sua maior parte, custos de natureza de custos fixos.

5.5.1.2 Primeiro Eixo de Análise

Na AIR nº 02/2018, foi definido três possibilidades para o primeiro eixo de análise, sendo:

I. Toda a TUSD Transporte Fio B seja fixa:

A opção de considerar o cenário 1, é que além do embasamento teórico (custos dos sistemas são fixos no curto prazo), possui simples entendimento. No entanto, como o cenário 3, a opção não considera a particularidade de cada área de concessão.

A Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia (Secap/ME), apresentou como considerações relativas à Audiência Pública nº 59/2018, a seguinte posição em relação ao cenário 1.

> Embora, em tese, ganhe-se em precisão nos cenários ii e iii, a capacidade de comunicação dos sinais de preço e a facilidade de compreensão por parte dos consumidores são fundamentais para que haja resposta adequada por parte da demanda. A própria discussão das bandeiras tarifárias ilustra bem essa questão. Nesse aspecto, o cenário i deveria ser adotado, exceto se a perda de precisão trouxesse grande perda para o resultado buscado pela introdução da tarifa binômia (FAZENDA-ME, 2019).

II. A parcela fixa da TUSD Transporte Fio B seja definida proporcionalmente para cada distribuidora:

Aqui será levado em conta as características das áreas de concessão, como custos proporcionais à capacidade e ao número de unidades consumidoras.

A opção 2 considera a particularidade de cada concessão. A discussão é se a análise do custo regulatório de Parcela B representa totalmente as variações de custo (fixo e variável).

III. A parcela fixa da TUSD Transporte Fio B seja uma média das distribuidoras:

Tomando o custo fixo e o custo variável como eixo, entre os três esquemas propostos, a consideração do esquema de preço médio, e aplicação a todas as empresas do mesmo percentual, não se considera a particularidade de cada área de concessão. Apesar desse cenário ser escolhido para demonstrar os resultados das propostas, ele é eficaz para análises que procuram esclarecer e comprovar a magnitude do evento e variações esperadas.

5.5.1.3 Segundo Eixo de Análise

Para o segundo eixo de análise, apresenta o cenários para alocação e faturamento das componentes fixas e variáveis, resultando em 6 alternativas para análise:

I.Alternativa 0 – Atual: O objetivo da Alternativa 0 é servir de base para avaliar o impacto de outras alternativas.

II. Alternativa 1 – Atualização Franquia mínima: O objetivo é avaliar se o simples valor do custo da disponibilidade detalhado na REN 414/2010 pode efetivamente corresponder ao custo disponibilidade real do sistema. Nesse caso, o objetivo é calcular qual nova franquia MWh mínima, que garantirá que a arrecadação da parcela B seja recolhido de acordo com os cenários de alocação de custos.

Conforme considerações da ANEEL a respeito dessa alternativa, a Tabela 4 apresenta algumas avaliações conforme os critérios estabelecidos.

Tabela 4. Análise da Alternativa 1 – Atualização Franquia Mínima.

Critérios		**Avaliação**
Problemas Regulatórios	Separação entre produto e serviço	não há alteração em relação à esse item.
	Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia	Há um aumento do percentual de receita garantida pela distribuidora. Agora, o quanto da receita da distribuidora está dependendo do consumo de energia, depende das proporções de custo fixo e variável de parcela B.
	Gestão de energia	Em distribuidoras com elevado percentual de parcela fixa, os valores de franquia mínima ficam elevados, desincentivando os consumidores à ações de gestão de energia, e garantindo receita para as distribuidoras, de modo que estas se tornariam menos relutantes a essas ações. Por outro lado, em distribuidoras com baixo percentual de parcela fixa, o

		cenário pouco se altera.
	Custo de disponibilidade	Há uma maior receita garantida da empresa. Contudo, valores de franquia mínima elevados aumentam significativamente a fatura de muitos consumidores, e dado o aumento expressivo do mercado faturado, há uma redução pequena da tarifa média, reduzindo a fatura dos consumidores que consomem acima dos valores do consumo mínimo.
Princípios Tarifários	Eficiência alocativa	Não há diferenciação em relação ao cenário base. A tarifa volumétrica proporcional ao consumo de energia diferencia a fatura dos consumidores de acordo com o montante de energia consumida. Quando se analisa os custos variáveis, tal diferenciação é adequada. Porém, quando se avaliam os custos fixos, a diferenciação já deixa de ser adequada, gerando um subsídio cruzado implícito: os consumidores de grande consumo pagam mais, proporcionalmente, pela disponibilidade do sistema do que os consumidores de menor consumo.

	Sustentabilidade	O aumento das franquias e consequente aumento da receita garantida da distribuidora diminuiu o risco de mercado da empresa.
Visão do consumidor	Simplicidade	O modelo volumétrico proporcional ao consumo de energia é extremamente simples, tanto na aplicação, quanto no entendimento por parte dos consumidores.

Fonte: (ANEEL, 2018).

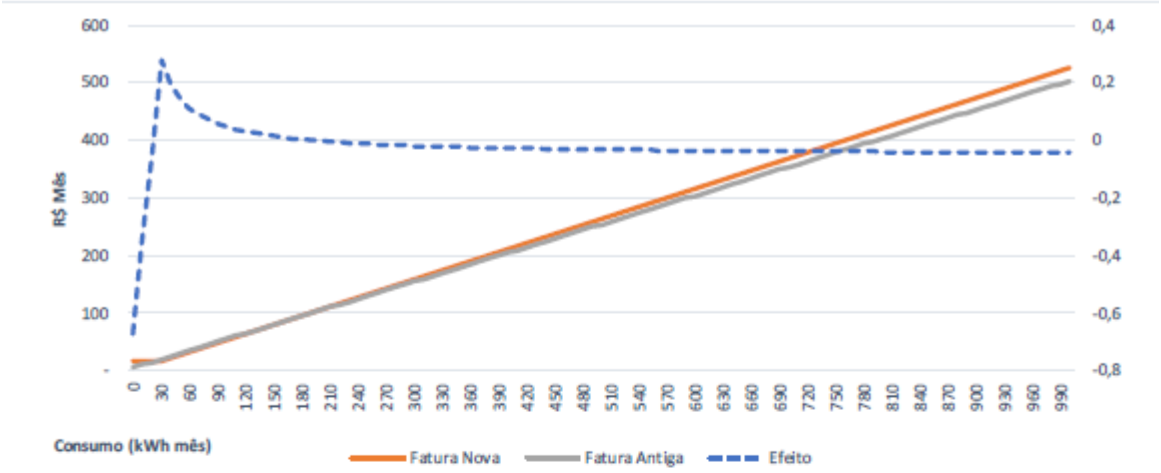
Pela análise, a única vantagem de atualizar a franquia mínima é reduzir o risco de mercado das distribuidoras. Isso, por sua vez, piora as atuais condições de gestão dos consumidores individuais e não resolve a transferência de custos entre consumidores (ANEEL, 2018).

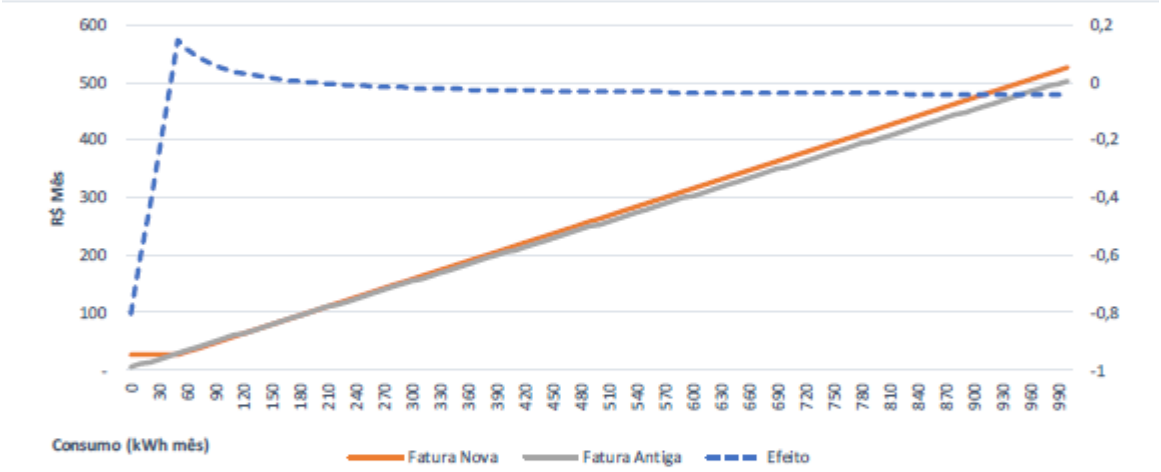
III. Alternativa 2 – Custo Comercial: Consiste no custo comercial proporcional ao número de unidades consumidoras e propõe um rateio de uma parcela de custos da Parcela B, de forma a torná-lo fixo por unidade consumidora.

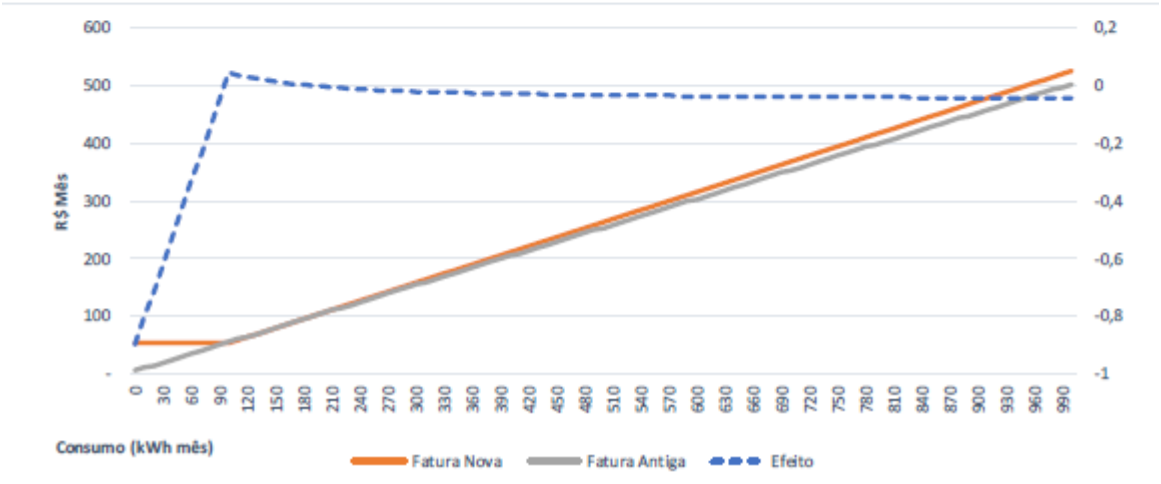
Nessa alternativa, exclui-se o custos de disponibilidade aplicado ao modelo atual e inclui-se no modelo tarifário a cobrança de um valor fixo, por unidade consumidora, sem distinção entre consumidores. Considerando a estrutura de custos média obtém-se o valor de R$ 5,19 mês por UC.

Na Figura 29, é possível observar a reta tarifária para consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente.

Figura 29. Reta tarifária para consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos na Alternativa 2.







Através da análise da reta tarifária, é possível perceber que à medida em que se aumenta o número de fases de atendimento, menor se torna efeito do impacto positivo em relação ao faturamento segundo o modelo atual e modelo em análise (eixo vertical da direita).

Conforme considerações da ANEEL a respeito dessa alternativa, a Tabela 5 apresenta algumas avaliações conforme os critérios estabelecidos.

Tabela 5. Análise do Cenário 2 – Custo Comercial por UC.

Critérios		**Avaliação**
Problemas Regulatórios	Separação entre produto e serviço	Há um aumento de diferenciação entre o produto energia e o serviço de distribuição, contudo ressaltando apenas a parcela de atendimento comercial.
	Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia	Ao se definir o faturamento proporcional ao mesmo item de definição de custo diminuiu-se a percepção de risco da distribuidora, contudo não trata de todos os custos da distribuição, apenas aos comerciais, que representam uma pequena parcela.
	Gestão de energia	Devido ao fim do custo de disponibilidade, diminui a restrição para gestão de energia por parte dos consumidores com baixo consumo, e o universo de consumidores objeto dessas ações aumenta. Ademais, há impacto no dimensionamento dos projetos de geração distribuída, uma vez que se altera umas das condicionantes do modelo

		econômico, que é o valor de franquia mínima. Assim, há uma pequena melhora em relação ao caso base.
	Custo de disponibilidade	É esperado, para a maioria das distribuidoras, uma redução da parcela de receita garantida das distribuidoras. Ademais, esse cenário contempla apenas o custo comercial como fixo, logo há uma piora em relação ao cenário base.
Princípios Tarifários	Eficiência alocativa	Teoricamente, há um ganho por se tratar de um modelo tarifário mais elaborado. Contudo, quando analisadas as retas tarifárias, não se percebe umadiscriminação entre consumidores, logo não há mudanças significativas em relação ao cenário base.
	Sustentabilidade	A depender do percentual da Parcela B proporcional ao nº de unidades consumidoras, a receita garantida da distribuidora pode aumentar ou diminuir. Para a maioria das empresas, a expectativa é de redução, aumentando o risco de faturamento das distribuidoras.
Visão do consumidor	Simplicidade	Há um aumento da complexidade do modelo

		tarifário;

Fonte: ANEEL (2018).

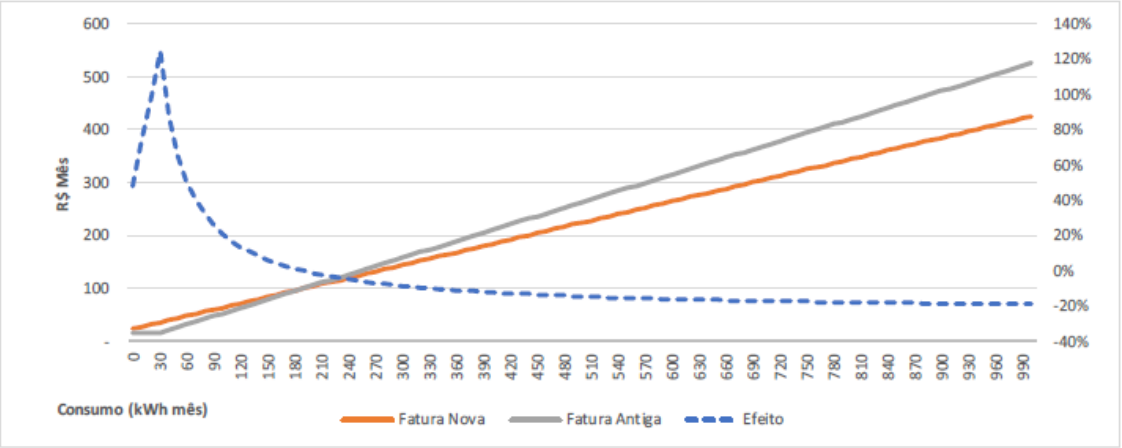
Considerando os custos de transição para o novo modelo tarifário, especialmente os riscos associados, inserindo apenas o Custo do Comercial, a opção 2 não é razoável (ANEEL, 2018).

IV. Alternativa 3 – **Custo fixo**: Apresenta a proposta da parcela de custo comercial seja alocada de forma fixa, proporcional ao número de unidades consumidoras, e a parcela de capacidade seja alocada da mesma forma, sem diferenciação entre consumidores. Essa alternativa é o cenário base de definição de uma tarifa binômia.

Considerando o cenário de custo médio 81% dos custos de distribuição seriam alocados como custo fixo, proporcionais ao número de unidades consumidoras. Isso reflete a tarifa fixa de R$ 23,36 por unidade consumidora por mês, o qual possui um valor menor do que o modelo atual, resultando na redução da participação do custo da parcela B na fatura final dos consumidores

Por possuir efeitos semelhantes, é representado apenas a reta tarifária para consumidores monofásicos na alternativa em questão, conforme Figura 30.

Figura 30. Reta Tarifária para consumidores monofásicos na Alternativa 3.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Percebe-se que a medida que se aumenta o número de fases ou o consumo, o impacto se torna mais negativo em relação ao modelo atual, pois o montante pago diminui para consumidores com categoria de atendimento com mais fases, uma vez que pagam o mesmo valor que os consumidores que possuem menor consumo.

Logo, existirá uma alocação ineficiente, possuindo unidades consumidoras de baixo consumo pagariam, proporcionalmente na fatura, maior valor do que as unidades consumidoras com maior consumo.

Nesse modelo não existirá franquia mínima, ou seja, o mercado faturado das distribuidoras diminuirá, porém o percentual de receita garantida de Parcela B das empresas tende a aumentar.

Conforme considerações da ANEEL a respeito dessa alternativa, a Tabela 6 apresenta algumas avaliações conforme os critérios estabelecidos.

Tabela 6. Análise do Cenário 3 base– Custo Fixo.

Critérios		**Avaliação**
Problemas Regulatórios	Separação entre produto e serviço	Há um aumento significativo da diferenciação entre o produto energia e o serviço de distribuição, pois o consumidor percebe duas tarifas, uma proporcional ao serviço e outra ao produto;
	Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia	Dado que a variação do nº de unidades consumidoras é menor que a variação do consumo, e que a maioria da Parcela B será alocada proporcionalmente ao NUC, diminui-se o descasamento entre custo regulatório e faturamento;
	Gestão de energia	Devido ao fim do custo de disponibilidade, diminui a restrição para gestão de energia por parte dos consumidores com baixo consumo, e o universo de consumidores objeto dessas ações aumenta. Por outro lado,

		os consumidores percebem um menor incentivo econômico para gestão de energia, uma vez que diminui o valor da tarifa volumétrica. Porém, a transferência de custo devido a decisões individuais, se ocorrer, se deve às imprecisões do cálculo tarifário;
	Custo de disponibilidade	Nesse modelo, garante-se uma maior parcela da receita da distribuidora. A parcela definida como fixa, logo, atrelada ao serviço da distribuidora, tende a ser recuperada no curto prazo
Princípios Tarifários	Eficiência alocativa	Teoricamente, há um ganho por se tratar de um modelo tarifário mais elaborado. Quando analisado o cenário base não há alteração significativa em relação ao modelo atual. Porém quando avaliados os subcenários 3a e 3b há uma melhor discriminação entre consumidores dado o seu tamanho;
	Sustentabilidade	para as empresa com mercado maduro (pequena variação do mercado), há uma melhora da sustentabilidade dada a diminuição de risco. Porém para empresas com mercados em crescimento, reduz-se o ganho de mercado que financia a expansão

		do sistema. Contudo, no geral, entende-se que há uma melhora em relação ao caso base.
Visão do consumidor	Simplicidade	Há um aumento da complexidade do modelo tarifário;

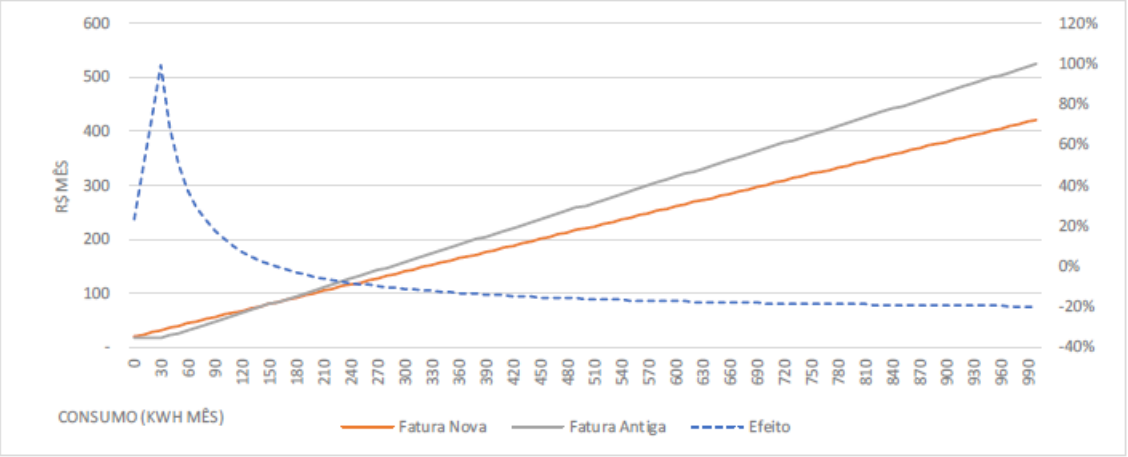
Fonte: (ANEEL, 2018).

V. Alternativa 4 – **Custo Fixo Diferenciado**: Incorpora-se mais uma variável de discriminação dos consumidores, pelo seu tamanho. Porém, deve-se discutir qual a melhor forma de fazer tal discriminação. Avaliam-se duas opções:

i. Diferenciação por número de fases (monofásico, bifásico e trifásico), denominado Alternativa 4a;

Na Alternativa 4a, o custo fixo é diferenciado pela quantidade de fases de atendimento ao consumidor, sendo que os resultados possuem uma pequena variação em relação a Alternativa 3, pois os valores de tarifa fixa são diferentes para cada tipo de atendimento, sendo (R$ 19,38 monofásico, R$26,21 bifásico e R$ 26,74 trifásico).

Figura 31. Reta tarifária para consumidores monofásicos na Alternativa 4a.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Logo, através da Figura 31, percebe-se que a redução do montante a ser pago pelos consumidores de alto consumo cai em 20%. O efeito é semelhante ao que acontece na Alternativa 3, pois o custo fixo é inferior ao custo de disponibilidade cobrado atualmente, porém para os consumidores que possuem baixo consumo, o efeito se torna mais expressivo.

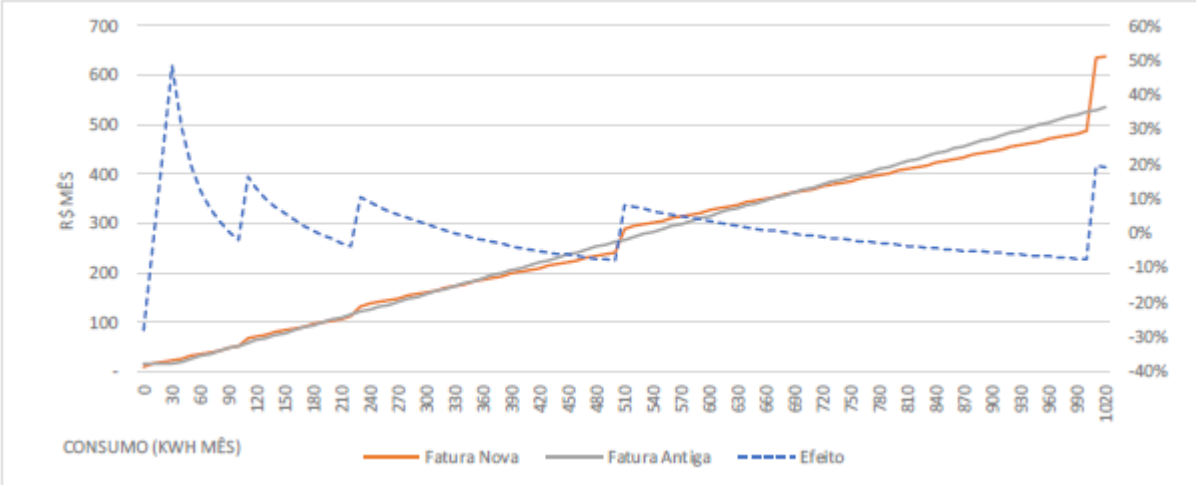
A utilização do critério de discriminação do tamanho dos consumidores pelas fases, faz uma diferenciação adequada para os consumidores de até 300 kWh mês, Porém, para os consumidores elevados, principalmente acima de 500 KWh, todos os consumidores arcam com o mesmo valor monetário pelo uso do sistema.

ii. diferenciação por faixa de consumo, denominado Alternativa 4b.

A Alternativa 4b permite uma melhor diferenciação dos os consumidores por seu porte com base na discriminação por faixas de consumo. Sendo que, conforme Anexo 2 do AIR, mostra que a variável mais adequada para chegar em conclusões mais precisas, deverá ser o consumo médio de energia elétrica. Logo, a diferenciação por faixa é mais eficaz que a diferenciação por fases (ANEEL, 2018).

Na Figura 32, é apresentada a reta de carga apenas para categoria monofásica para consumidor B1.

Figura 32. Reta tarifária para consumidores monofásicos na Alternativa 4b.



Fonte: (ANEEL, 2018).

O Secap/ME, entende que a Alternativa 4b é a melhor opção devido a inviabilidade financeira da implantação da Alternativa 5. Sobre a Alternativa, apresenta o seguinte posicionamento:

> A alternativa 4b permite que, mesmo com as limitações tecnológicas do serviço de distribuição de baixa tensão, a alocação dos custos de utilização do sistema de distribuição seja mais justa aos consumidores. Além disso, proporciona a redução dos subsídios cruzados sobre os custos de capacidade demandada da rede entre os consumidores com grande diferença de consumo de energia [44].

Conforme considerações da ANEEL a respeito dessa alternativa, a Tabela 7 apresenta algumas avaliações conforme os critérios estabelecidos.

Tabela 7. Análise da Alternativa 4 – Custo Fixo Diferenciado.

Critérios		**Avaliação**
	Separação entre produto e serviço	Há um aumento significativo da diferenciação entre o produto energia e o serviço de distribuição, pois o consumidor percebe duas tarifas, uma proporcional ao serviço e outra ao produto;

Problemas Regulatórios	Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia	Dado que a variação do nº de unidades consumidoras é menor que a variação do consumo, e que a maioria da Parcela B será alocada proporcionalmente ao NUC, diminui-se o descasamento entre custo regulatório e faturamento;
	Gestão de energia	Devido ao fim do custo de disponibilidade, diminui a restrição para gestão de energia por parte dos consumidores com baixo consumo (os que atualmente são faturados pelo consumo mínimo), e o universo de consumidores objeto dessas ações aumentam. Por outro lado, os consumidores percebem um menor incentivo econômico para gestão de energia, uma vez que diminui o valor da tarifa volumétrica. Porém, a transferência de custo devido a decisões individuais, se ocorrer, se deve às imprecisões do cálculo tarifário;
	Custo de disponibilidade	Nesse modelo, garante-se uma maior parcela da receita da distribuidora. A parcela

		definida como fixa, logo, atrelada ao serviço da distribuidora, tende a ser recuperada no curto prazo
Princípios Tarifários	Eficiência alocativa	Teoricamente, há um ganho por se tratar de um modelo tarifário mais elaborado, pois há uma melhor discriminação entre consumidores dado o seu tamanho.
	Sustentabilidade	Para as empresa com mercado maduro (pequena variação do mercado), há uma melhora da sustentabilidade dada a diminuição de risco. Porém para empresas com mercados em crescimento, reduz-se o ganho de mercado que financia a expansão do sistema. Contudo, no geral, entende-se que há uma melhora em relação ao caso base.
Visão do consumidor	Simplicidade	Há um aumento da complexidade do modelo tarifário;

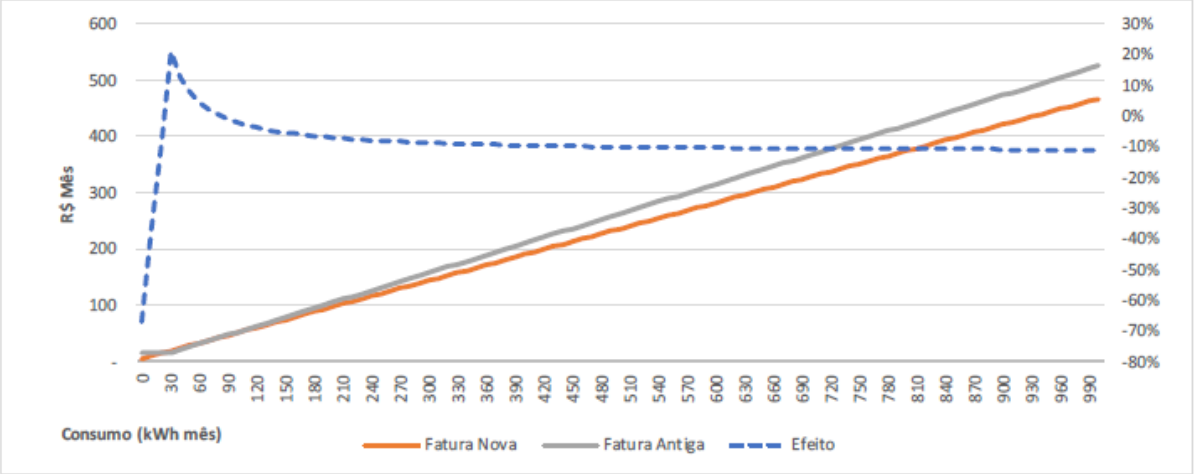
Fonte: (ANEEL, 2018).

VI. Alternativa 5 – **Demanda**: Nessa alternativa avalia os resultados de um modelo com base na demanda medida, semelhante como é aplicado ao grupo A. Essa alternativa parte da necessidade do parque de medição.

Considerando a estrutura de custos média, a tarifa para demanda seria de 6,09 R$/kW.

Na Figura 33, é apresentada a reta de carga para a alternativa em questão, sendo que é considerado o fator de carga igual a 0,14, que é a mediana dos fatores de carga do campo de prova.

Figura 33. Reta tarifária para consumidores monofásicos na Alternativa 5 – FC = 14%.



Fonte (ANEEL, 2018).

Na opção 5, a principal discussão é sobre o medidor elétrico, se é viável a substituição do parque Medição. Em caso afirmativo, o modelo de preços (demanda ou horário) e os problemas atuais que poderiam ser resolvidos com o advento dos medidores inteligentes (ANEEL, 2018).

Sobre a alternativa em questão, o Secap/ME tem o seguinte posicionamento:

> Sem prejuízo à implementação compulsória da Alternativa 4b, propõe-se a possibilidade da adesão voluntária do consumidor à alternativa 5 quando o mesmo tiver um medidor que permita a leitura de demanda de energia elétrica. Para tal, propõe-se mudança na regulação vigente, para que o próprio consumidor assuma os custos incorridos na troca de seu sistema de medição (aquisição do medidor eletrônico e instalação)[44].

Sobre a forma de aplicar a alternativa para os prossumidores, apresenta o seguinte argumento:

> Sobre a modalidade tarifária a ser implementada aos consumidores de energia elétrica que possuem geração distribuída (prossumidores), levando em conta somente as premissas apresentadas na AP nº 59/2018, esta Secretaria entende que a

> alternativa 5 deveria ser implementada compulsoriamente para os novos entrantes [44].

Ainda, no segmento de geração distribuída, apresenta a seguinte sugestão para os casos de geração remota:

> Para o prossumidor com geração remota, entende-se que, pela premissa do realismo tarifário, a regulação deveria ser construída para que a demanda fosse precificada tanto no ponto de injeção da rede quanto no consumo. Ora, esse prossumidor, de fato, utiliza a rede em duas pontas [44].

Conforme considerações da ANEEL a respeito dessa alternativa, a Tabela 8 apresenta algumas avaliações conforme os critérios estabelecidos.

Tabela 8. Análise da Alternativa 5 - Demanda.

Critérios		**Avaliação**
	Separação entre produto e serviço	Há um aumento significativo da diferenciação entre o produto energia e o serviço de distribuição, pois o consumidor percebe duas tarifas, uma proporcional ao serviço e outra ao produto;
	Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia	Não há informações sobre sazonalidade da demanda medida das unidades consumidoras em baixa tensão, logo não se pode avaliar com precisão esse item. Contudo, há uma percepção de que o nível de variação da demanda é da mesma ordem da energia, logo não haveria ganhos. Assim, a regra de faturamento da demanda será primordial para

		esse item;
Problemas Regulatórios	Gestão de energia	Devido ao fim do custo de disponibilidade, diminui a restrição para gestão de energia por parte dos consumidores com baixo consumo (os que atualmente são faturados pelo consumo mínimo), e o universo de consumidores objeto dessas ações aumenta. Por outro lado, os consumidores percebem um menor incentivo econômico para gestão de energia, uma vez que diminui o valor da tarifa volumétrica. Porém, a transferência de custo devido a decisões individuais, se ocorrer, se deve às imprecisões do cálculo tarifário; Ademais, nesse modelo tarifário os consumidores teriam que fazer gestão também do uso máximo do sistema (demanda);
	Custo de disponibilidade	Nesse modelo, a depender da regra de faturamento, e quanto mais rígida em relação à contratação de demanda, maior parcela da receita da distribuidora será garantida.
Princípios Tarifários	Eficiência alocativa	Com o fim da transferência de custos entre consumidores, devido à ações de gestão de energia, há uma tendência de não aumento do custo médio ao longo

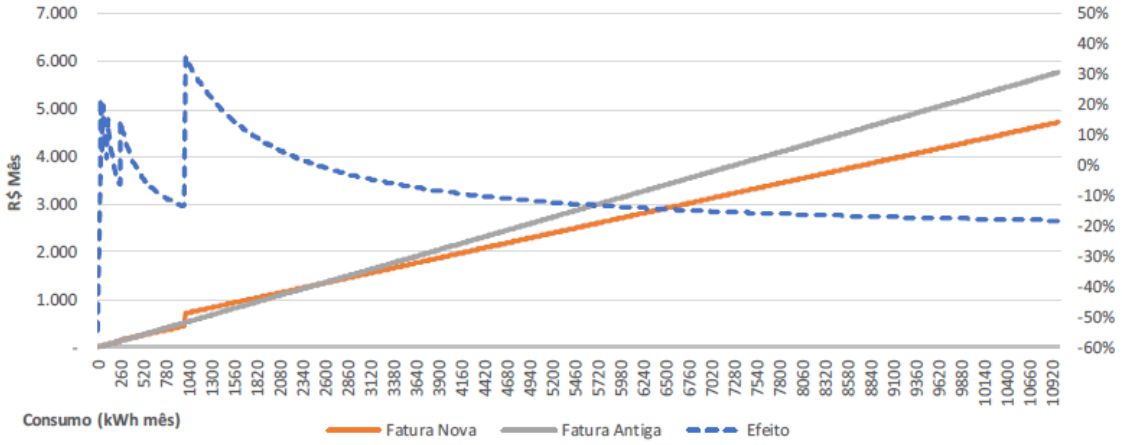
		do tempo;
	Sustentabilidade	Diante da falta de informações sobre a variação mensal da demanda dos consumidores do grupo B, faz-se uma análise com base na percepção de que demanda e energia variam da mesma forma. Assim, entende-se que não há alteração em relação à condição atual.
Visão do consumidor	Simplicidade	Há um aumento da complexidade do modelo tarifário;

Fonte: (ANEEL, 2018).

VII. Alternativa 6 – **Qualidade**: Para cálculo da parcela fixa, proporcional à capacidade, serão utilizados os indicadores de qualidade (DEC e FEC) e a definição de conjunto para que seja imprimido um parâmetro de localidade às tarifas. Aqui, a intenção é criar tarifas que sejam atreladas com o serviço prestado pela distribuidora.

Para isso, são considerados vários cenários, e conforme conclusões da ANEEL, o mais plausível foi o cenário 6d, que apresenta o cálculo do custo de disponibilidade com diferenciação por faixa de consumo e qualidade, conforme apresentado na Figura 34.

Figura 34. Reta tarifária para consumidores monofásicos da localidade 2 na Alternativa 6d.



Fonte (ANEEL, 2018)

Ao contrário de outros cenários, o maior aumento não é para consumidores monofásicos que consomem 30 KWh, mas sim, para os consumidores que consomem 1.000 kWh. Observe que a descontinuidade das faixas tem uma alta magnitude, pois os consumidores monofásicos que consomem 999 kWh têm um impacto negativo de -11,1%, e com o consumo adicional de 1 kWh altera o impacto para + 52,0%, quando comparados com as faturas do modelo tarifário atual [24].

Sobre a alternativa em questão, o Secap/ME tem o seguinte posicionamento:

> A diferenciação com relação à qualidade, embora pareça socialmente justa, pode trazer incentivos econômicos inadequados, com a distribuidora focando ainda mais os seus esforços nas áreas de melhor qualidade, nas quais teria direito de recuperar a maior parte de seus custos fixos. Em sentido oposto, as áreas com menor qualidade não despertariam a atenção da distribuidora, dado que a empresa recuperaria parte pequena de seus custos fixos nas referidas regiões [44].

Conforme considerações da ANEEL a respeito dessa alternativa, a Tabela 9 apresenta algumas avaliações na íntegra sobre a Alternativa 6d, conforme os critérios estabelecidos.

Tabela 9. Análise da Alternativa 6d - Faixa e Qualidade.

Critérios		Avaliação
Problemas Regulatórios	Separação entre produto e serviço	Há um aumento significativo da diferenciação entre o produto energia e o serviço de distribuição, pois o consumidor percebe duas tarifas, uma proporcional ao serviço e outra ao produto.
	Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia	Dado que a variação do nº de unidades consumidoras é menor que a variação do consumo, e que a maioria da Parcela B será alocada proporcional ao NUC, diminui-se o descasamento entre custo regulatório e faturamento.
	Gestão de energia	Devido ao fim do custo de disponibilidade, uma restrição para gestão de energia por parte dos consumidores com baixo consumo (os faturados com consumo mínimo), o universo de consumidores objeto dessas ações aumenta. Por outro lado, os consumidores percebem um menor incentivo econômico para gestão de energia, uma vez que diminui o valor da tarifa volumétrica. Porém, a transferência de custo devido a decisões individuais, se ocorrer, se deve às imprecisões do

		cálculo tarifário.
	Custo de disponibilidade	Nesse modelo, garante-se uma maior parcela da receita da distribuidora. A parcela definida como fixa, logo, atrelada ao serviço da distribuidora, tende a ser recuperada no curto prazo.
Princípios Tarifários	Eficiência alocativa	Teoricamente, há um ganho por se tratar de um modelo tarifário mais elaborado. Dada a discriminação dos consumidores pelo seu tamanho, há uma melhoria em relação ao caso base;
	Sustentabilidade	Para as empress a com mercado maduro (pequena variação do mercado), há uma melhora da sustentabilidade dada a diminuição de risco. Porém para empresas com mercados em crescimento, reduz-se o ganho de mercado que financia a expansão do sistema. Contudo, no geral, entende-se que há uma melhora em relação ao caso base.

Visão do consumidor	Simplicidade	Há um aumento expressivo da complexidade do modelo tarifário, uma vez que se insere a variável localidade e a variável fase no menu tarifário. Tem- se, agora um número maior de tarifas, assim a definição do número de faixas é relevante para tentar minorar tal aumento de complexidade.

Fonte: (ANEEL, 2018)

5.5.2 AIR nº 04/2018

Como já mostrado no capítulo 2, essa análise de impacto regulatório propõe 6 alternativas que como avaliar a energia injetada na rede. Essa valoração embarca os componentes de TUSD e TE e suas subdivisões.

Essas modificações visam reduzir o chamado subsídio cruzado, reduzindo os componentes que são considerados para abatimento da energia injetada. Tais componentes são os pertencentes à TUSD dos quais fazem parte o transporte fio b, transporte fio a, encargos e perdas, já os pertencentes a TE são os encargos e demais componentes e energia. A partir disso, há 6 alternativas em foco:

I. Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;

II. Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

III. Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

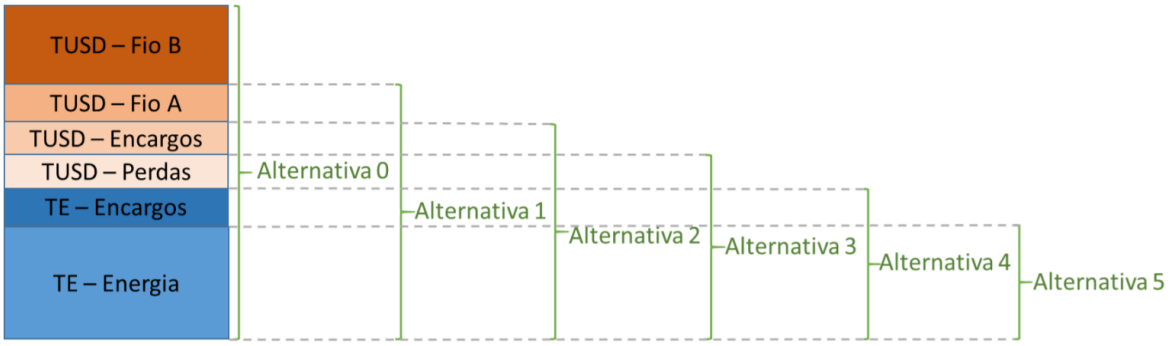
IV. Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.

V. Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.

VI. Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede (ANEEL, 2018).

Na Figura 35 é possível verificar as componentes que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração variando conforme as alternativas apresentadas.

Figura 35. Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa.



Fonte: (ANEEL, 2018)

4.5.2.1 Participação pública

O processo de mudança de uma norma é complexo e atinge toda a sociedade, nesse contexto é necessário um amplo debate acerca do tema, seja pela sociedade civil, empresarial, órgãos públicos e quais interessados. O preciso de revisão da REN 482, no âmbito da AIR 04/2018 não foi diferente e contou com as mais variadas contribuiçõe, dentre as quais estão descritas:

> Destaca-se que as associações do setor de geração distribuída (ABGD e Absolar, em particular) defenderam que as mudanças nas regras devem ser aplicadas somente aos consumidores que instalarem micro ou minigeração depois de aprovadas as mudanças, em consonância com as diversas manifestações que a ANEEL já emitiu nesse sentido. Essas considerações foram incorporadas aos estudos, de maneira a se considerar o impacto da manutenção dessas regras no longo prazo;
>
> Algumas distribuidoras, como as do Grupo Equatorial e Neoenergia, argumentaram pela necessidade de inserção de uma tarifa binômia. Essa discussão está ocorrendo no âmbito de outro processo (Atividade 71 da Agenda Regulatória ANEEL 2018-2019)17 e, adicionalmente, o método proposto na CP 010/2018 foi alterado para permitir a avaliação dos impactos de uma eventual tarifa binômia na evolução da GD (ANEEL, 2018);
>
> Cumpre destacar que alguns participantes – em especial a UFSC, o Gesel e a Absolar – ofereceram uma série de referências bibliográficas, contendo estudos elaborados por organismos internacionais sobre os impactos da GD, de maneira a subsidiar o regulador. Esse tipo de contribuição foi bastante aproveitada por permitir a comparação com métodos abordados por outras entidades de pesquisa e por outros reguladores (ANEEL, 2018).

5.5.2.2 Resultados Apresentados Pela AIR nº 04/2018

A quantificação dos custos e benefícios apresentados, para todos os consumidores que fazem parte do setor elétrico, resulta em um Valor Presente Líquido – VPL para cada alternativa considerada. As análises foram feitas inicialmente para GD local e posteriormente para remota.

5.5.2.2.1 GD Local

Os resultados, demonstrados na Tabela 10, mostram que, se fosse mantida a Alternativa 0 após a revisão da norma (a partir de 2025), haveria um prejuízo para os demais consumidores da ordem de 4,7 bilhões de reais, no período de análise considerado (entre 2025 e 2035). No entanto, se fosse alterado o Sistema de Compensação para qualquer uma das demais alternativas, haveria um ganho líquido positivo entre 6 e 10 bilhões de reais (ANEEL, 2018).

Tabela 10. VPL e quantidade estimada da GD local (alteração da alternativa a partir de 2025).

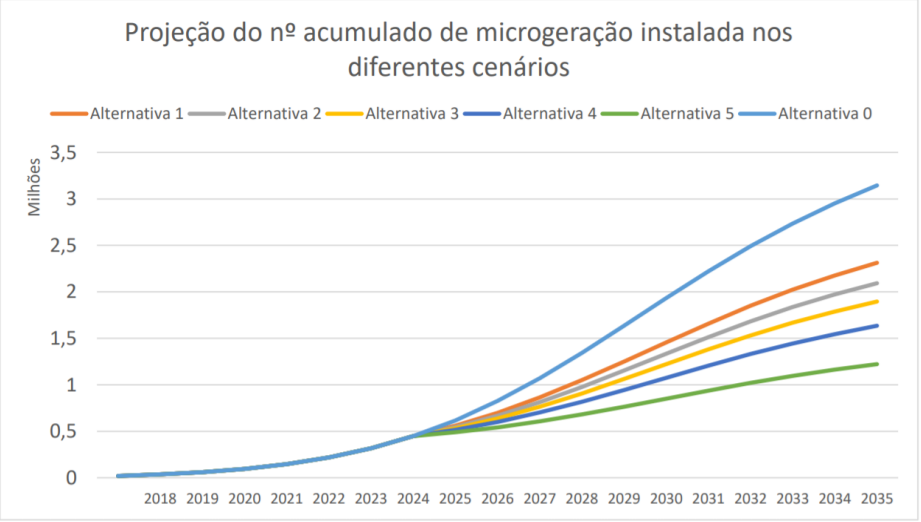
Alternativa adotada após a mudança da regra	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R$ 4.734	3.145.314
Alternativa 1	R$6.965	2.313.128
Alternativa 2	R$ 8.511	2.093.099
Alternativa 3	R$ 9.493	1.896.020
Alternativa 4	R$ 10.101	1.635.601
Alternativa 5	R$ 9.598	1.222.367

Fonte: (ANEEL, 2018)

É perceptível que não é sustentável a manutenção do modelo vigente, sem um prazo especificado de sua duração. Se for considerada a manutenção do modelo atual até 2025 e somente após essa data fosse implementada alguma das alternativas desde que não seja a 0, seria suficiente para permitir ganhos da ordem de quase 7 bilhões para o setor.

O gatilho escolhido para a mudança no momento aplicado, seria quando o Brasil atingisse a marca de 3,365 GW, que considerando as projeções atuais, ocorreria por volta do ano de 2025. Infere-se dos dados dispostos na Tabela 10, que no caso de mudança da Alternativa 0 para a Alternativa 1 ao se atingir a marca de 3,365 GW, seriam esperadas cerca de 2,3 milhões de unidades consumidoras com geração própria para o ano de 2035, o que representa cerca de 17 GW (ANEEL, 2018). A evolução da projeção do número de microgeração ao longo dos anos para as diferentes alternativas é mostrada na Figura 36.

Figura 36. Projeção do número de instalações para as alternativas 0 a 5

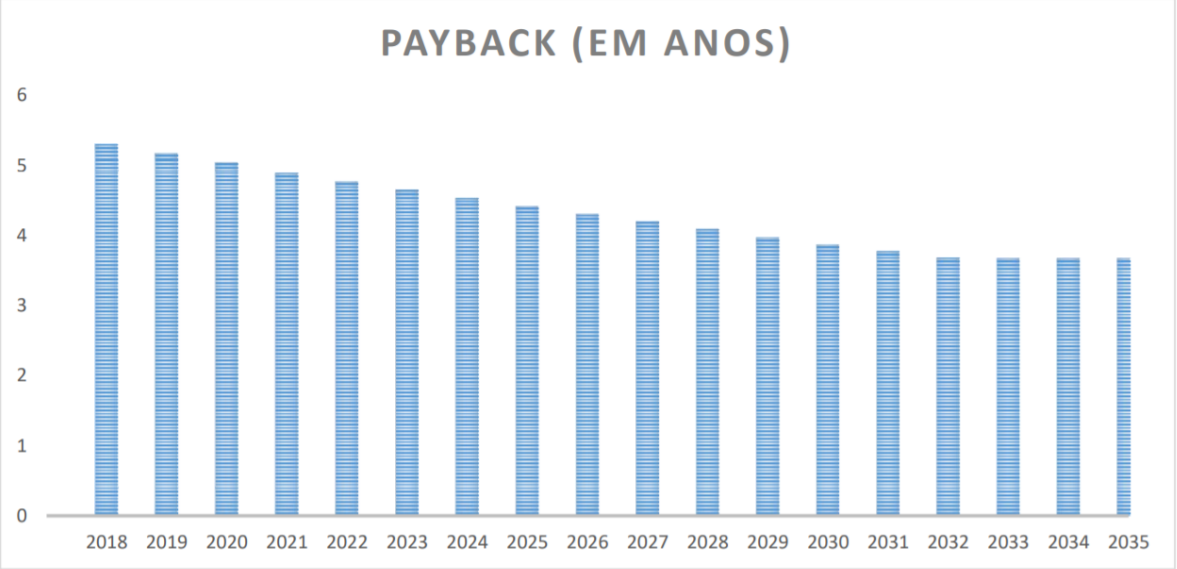


Fonte: ANEEL (2018).

É de suma importância destacar que na análise feita em 2025 haveria, segundo as projeções da Agência, 3,365 GW de potência instalada de GD com compensação local. Aqui, há de se destacar que, em conformidade com o que fora questionado na CP nº 010/2018, a incerteza em relação à real velocidade de desenvolvimento do mercado (se de fato, em 2025, seriam alcançados 3,365 GW ou se esse valor ocorreria em um momento diferente) pode ser eliminada caso a regra seja mudada somente quando determinada potência instalada tenha sido atingida. Logo, ao invés de se alterar da Alternativa 0 para a Alternativa 1 em 2025, tal mudança ocorreria somente quando a potência 3,365 GW fosse atingida. Então, seriam atenuados os receios das concessionárias de que o mercado de GD cresça de forma descontrolada e, da mesma maneira, seriam mitigadas as preocupações das empresas que fazem parte do GD de que o mercado não tenha se consolidado nesta data (ANEEL, 2018).

Um aspecto muito importante ao consumidor do ponto econômico é o tempo de retorno do seu investimento, o conhecido, playback. Atualmente o tempo médio de retorno está por volta de 5 anos e com uma nítida tendência de queda, como é possível observar na Figura 37, com o passar dos anos esse tempo vai gradativamente diminuindo.

Figura 37. Evolução do payback para o cenário vigente.

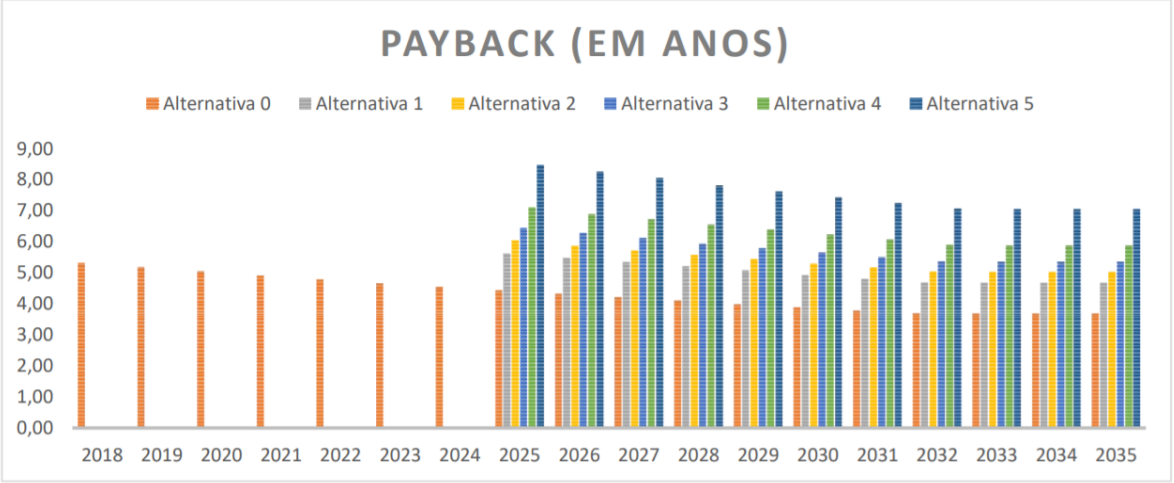


Fonte: (ANEEL, 2018).

Com o cenário atual como parâmetro, pode-se comparar o desenvolvimento do playback das demais alternativas com relação a alternativa vigente. Na Figura 38 é possível

verificar a mudança no tempo de retorno dos investimentos caso fosse adotada um novo modelo a partir do ano de 2025.

Figura 38. Evolução do payback para as alternativas de 0 a 5.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Pode-se inferir da Figura 38 que embora tenha gerado um aumento no retorno do investimento, a modificação das regras para a Alternativa 1 em 2025 (ou quando o mercado atingir o total de 3365 GW de capacidade instalada) não representa um modelo capaz de desestabilizar o mercado da GD (ainda se mostrariam viáveis os projetos de GD). Isso ocorre porque, em 2025, a mudança para a opção 1 significa que o período de retorno do investimento mudaria para 5,6 anos, o que está muito próximo do período de retorno de 5,3 anos atualmente verificado para a opção 0. Com isso, as mudanças no modelo de remuneração ocorreriam em um momento em que o mercado já estaria consolidado e tornando-se apenas um ajuste para produzir uma distribuição de custos e benefícios da GD mais equilibrada e facilmente absorvida pelo mercado. De outro modo, manter a alternativa 0 indefinidamente representará um desequilíbrio entre todos os usuários da rede de distribuição (ANEEL, 2018).

Também é importante notar que em termos de redução das emissões de gases de efeito estufa, a GD contribuirá com a redução de cerca de 60 milhões de toneladas de dióxido de carbono, além de criar cerca de 430 mil novos empregos, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11. Estimativa de redução do CO.

Alternativa adotada após o gatilho	Redução de CO	Empregos gerados
Alternativa 0	79,55	589.746
Alternativa 1	59,16	433.712
Alternativa 2	53,79	392.456
Alternativa 3	48,96	355.504
Alternativa 4	42,60	306.675
Alternativa 5	32,53	229.194

Fonte: (ANEEL, 2018).

5.5.2.2.2 GD Remota

No caso de Geração Distribuída Remota, a quantificação de todos os custos e benefícios para o caso da minigeração de tamanho típico de 1 MW, conectada em uma nova unidade consumidora do grupo A (contratando demanda na qualidade de consumidor em montante equivalente à potência da GD) para compensação em várias unidades do grupo B resulta no VPL para todos os consumidores apresentado na Tabela 12. As estimativas feitas levaram em consideração um gatilho (mudança de alternativa) no ano de 2020 ou a potência instalada de aproximadamente 0,4 GW.

Tabela 12. VPL e quantidade estimada da GD remota (alteração da alternativa a partir de 2020).

Alternativa adotada após a mudança da regra	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R$68.077	42.292
Alternativa 1	-R$9.249	15.632
Alternativa 2	-R$3.358	8.301
Alternativa 3	-R$1.398	2.803
Alternativa 4	-R$1.236	2.803
Alternativa 5	-R$1.123	524

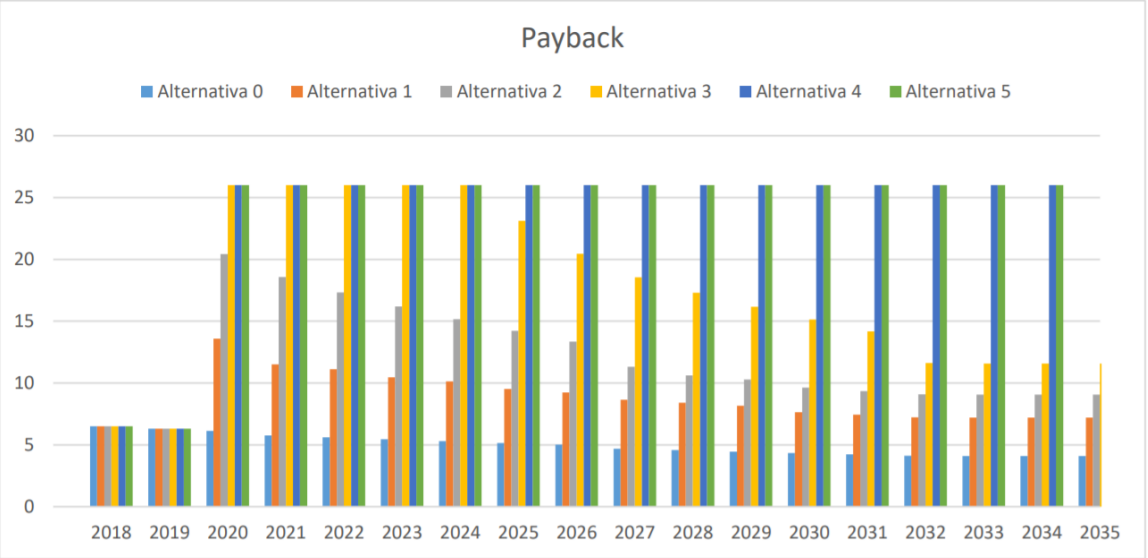
Fonte: (ANEEL, 2018).

É possível perceber analisando a **Tabela 12** que, mesmo com o pagamento da TUSD na forma de unidade consumidora no local onde a energia é produzida, a compensação dos créditos feitos de forma remota em unidades do Grupo B ainda gera impactos negativos significativos para os demais consumidores.

Verifica-se que manter a Alternativa 0 (regras atualmente vigentes) durante todo o período de análise poderia levar a um custo para os outros consumidores da ordem de 66 bilhões de reais, tal custo traria um impacto tarifário significativo. A alteração para a Alternativa 1 já reduziria esse valor, contudo ainda seria um saldo negativo de mais de 9 bilhões. Já as alternativas 3, 4 ou 5 levariam a resultados bem semelhantes, da ordem de 1,1 a 1,4 bilhões. Dessa forma, levando-se em consideração os benefícios externos dessa GD (tais como a geração de empregos e a redução na emissão de CO2), seria formidável optar, dentre essas três alternativas com VPL semelhantes, por aquela que leve à maior quantidade de sistemas: Alternativa 3.

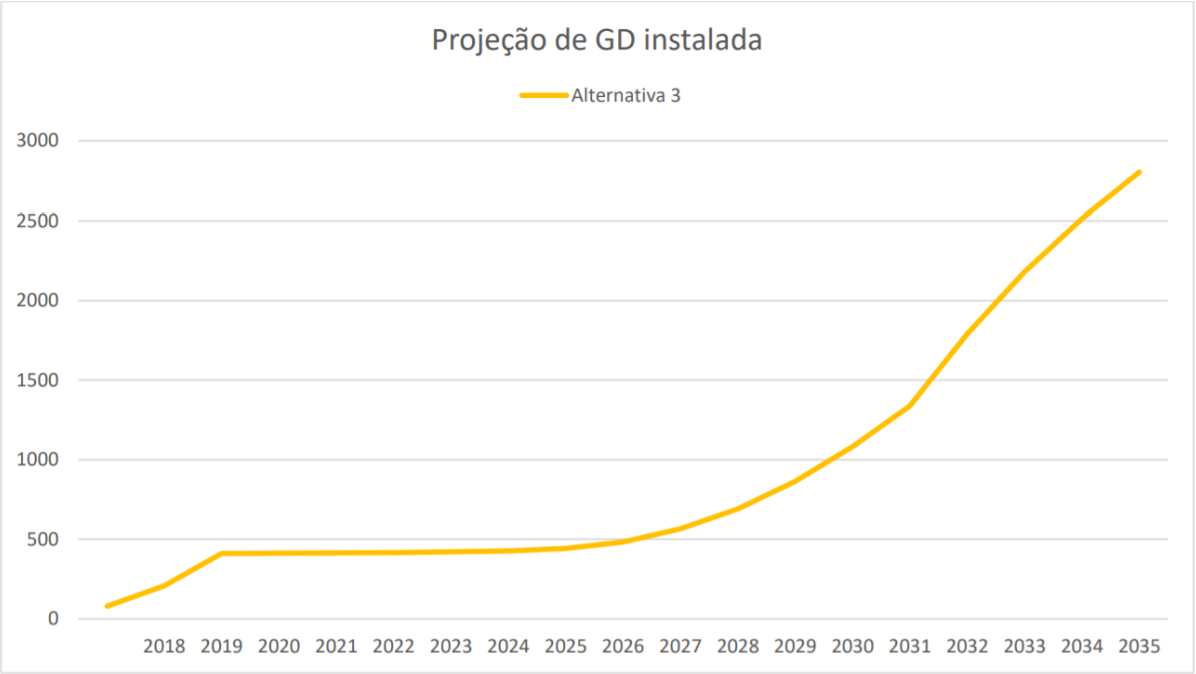
Do ponto de vista dos consumidores que instalam GD remota, essa mudança levará a um aumento substancial no retorno do investimento (Figura 39), de 6,49 em 2019 para um valor maior que a vida útil do equipamento, resultando em crescimento apenas vegetativo no mercado de GD remoto até que o custo possa cair o suficiente para tornar o investimento rentável novamente, isso acontecerá em 2027 (ANEEL, 2018). A partir desse ano, os projetos de microgeração de energia para compensação remota voltariam a crescer, atingindo um total de 1,6 GW até 2035, conforme mostra a Figura 40.

Figura 39. Evolução do payback para as alternativas 0 a 5.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Figura 40. Projeção do número de instalações para a alternativa 3.



Fonte: (ANEEL, 2018).

A revisão da REN 482 tem por objetivo conciliar o desenvolvimento do mercado com um equilíbrio entre os agentes. Infere-se, portanto, da Figura 39 que uma mudança imediata para a Alternativa 3, causaria um grande impacto no progresso da GD.

Buscando evitar este problema, foi analisada a manutenção do sistema da compensação atual e sua alteração em diferentes anos. O valor presente líquido para essas situações está indicado na Tabela 13. Nesse cenário, caso as regras vigentes fossem mantidas por um período mais longo, seria possível atingir uma consolidação do mercado (com redução de preços) que permitiria que a GD remota continuasse se desenvolvendo mesmo depois de aplicada a Alternativa 3. O gráfico apresentado na Figura 13 mostra que a alternativa só é viável a partir de 2025 por meio da análise do tempo de retorno. Portanto, foram realizadas simulações de impacto para iniciar as mudanças para a Alternativa 3 em diferentes anos entre 2020 e 2025 (ANEEL, 2018). Conforme mostrado na tabela 13.

Tabela 13. VPL e quantidade estimada da GD remota (alteração para alternativa 3 em diferentes anos).

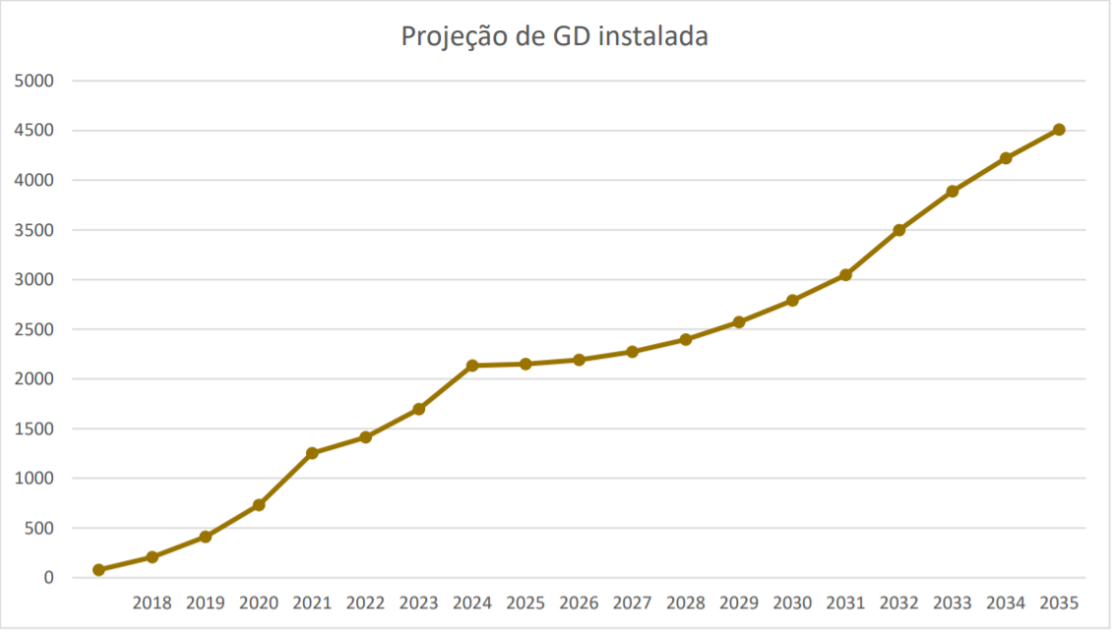
Ano de mudança para a Alternativa 3	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)

2020	-R$1.398	2.803
2021	-R$2.002	3.121
2022	-R$2.916	3.642
2023	-R$4.194	3.642
2024	-R$5.938	5.592
2025	-R$8.238	7.252

Fonte: (ANEEL, 2018).

A viabilidade dessa alteração somente no ano de 2025 acarreta um outro problema, levaria a um aumento tarifário muito elevado para aqueles consumidores que não aderissem ao Sistema de Compensação, tendo em visto o custo de mais de 8,2 bilhões de reais que seria posto sobre eles. Para resolver este problema, Analisou-se um cenário intermediário e que será mudado gradualmente no futuro: primeiro a Alternativa 1 (em 2022 - ou quando a potência equivalente for atingida) e, em seguida, para a Alternativa 3 (em 2025 - ou na potência instalada equivalente) (ANEEL, 2018). Os resultados da evolução da GD para esse cenário podem ser percebidos na Figura 41.

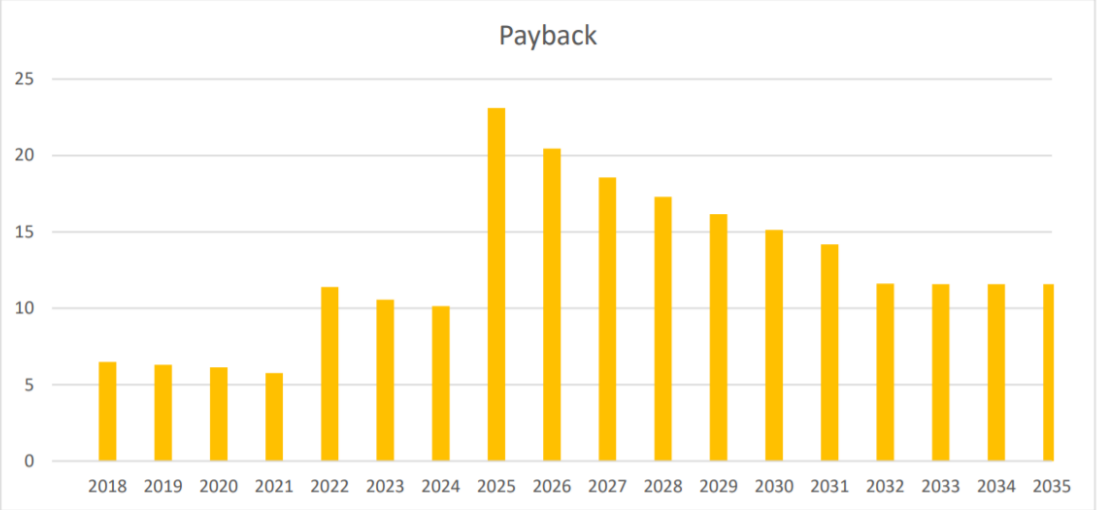
Figura 41. Projeção do número de instalações: alternativa 1 em 2022 e alternativa 3 em 2025.



Fonte (ANEEL, 2018).

Essa evolução de forma mais constante da GD remota só é atingida por causa do payback (exibido na Figura 42) que varia notadamente menos que no caso de uma troca imediata para a Alternativa 3 e, independentemente do ano de análise, será inferior à vida útil do sistema. E os efeitos dessa mudança com relação ao valor presente líquido e a potência pode ser analisada na Tabela 14.

Figura 42. Evolução do payback: alternativa 1 em 2022 e alternativa 3 em 2025.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Tabela 14. Efeito estimado da aplicação da alternativa 1 e posteriormente a 3.

Alternativa adotada após o gatilho:	VPL demais consumidores	Potência instalada de GD (MW)
Alternativa 1 (2022-2024) e Alternativa 3 (a partir de 2025) – sem binômia	-R$ 3.384	4.510

Fonte: ANEEL (2018).

5.5.2.2.3 Novo Posicionamento da ANEEL

Apesar do seu posicionamento em 2018 no AIR 04/2018, a demora por parte de alguns agentes na edição e publicação da revisão da REN 482 e necessidade de ajuste na metodologia de estudo aplicada, fez-se necessário a Aneel realizasse uma nova Análise Impacto Regulatório, o que levou a um novo posicionamento frente às medidas que devem ser adotadas. Sua nova visão está expressa no Relatório de AIR nº 3/2019.

É importante salientar que, com essa alteração, os custos aos demais consumidores em virtude da aplicação do Sistema de Compensação seriam reduzidos de R$ 55 bilhões (caso a regra vigente fosse mantida a para GD Local e Remota) para algo em torno de R$ 1 bilhão, no período analisado de 2020 a 2035.

- **Para GD Local**

  Os consumidores já existentes e aqueles que formularem solicitação de acesso completa que sejam anteriores a publicação da norma continuarão com as regras atuais vigentes no seus empreendimentos até 31/12/2030;

  Aos consumidores que formularem solicitação de acesso após a publicação da norma será aplicada a alternativa 2, alterando para a alternativa 5 quando atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW e estimado total em 5,9 GW para a GD Local nacionalmente.

  Sobre a opção de aplicar esse modelo para os prossumidores, a Aneel apresenta o seguinte argumento:

> Destaca-se que caso a Alternativa 2 seja inicialmente aplicada, seguida da Alternativa 5 quando atingida a potência instalada de 5,9 GW (assumindo-se que até 2020 seria atingida a marca de 1,2 GW de GD Local), haveria uma transferência de custos sob a ótica tarifária da ordem de R$ 1 bilhão, durante o período de análise, mas com 95% de probabilidade de VPL positivo para o setor. Nesse cenário, o valor mediano do payback da GD que se instala quando a Alternativa 5 passa a vigorar (pior caso) é de 6,5 anos, havendo uma expectativa de que em 2035 serão instalados em torno de 11,7 GW de GD Local (ANEEL, 2019).
>
> Portanto, opta-se pela trajetória partindo-se da Alternativa 2, em que o consumidor, a partir da vigência da norma, deixa de compensar as componentes TUSD Fio B e TUSD Fio A, alterando para a Alternativa 5 quando atingida a potência de 5,9 GW. A aplicação de uma alternativa intermediária à Alternativa 5 permite um processo de transição mais suave, com valores de payback atrativos, que permitam a continuidade da inserção da GD com altas chances de que benefícios líquidos sejam trazidos para o setor como um todo, atendendo assim ao princípio da proporcionalidade. Além disso, os cálculos indiquem que o mercado de GD continuaria se desenvolvendo de forma saudável e a adoção de uma alternativa intermediária evita que uma mudança brusca possa provocar efeitos imprevistos e indesejáveis para a geração de pequeno porte, residencial e comercial (que atualmente não se viabilizam em outro ambiente, além do proporcionado pela REN n° 482/2012) (ANEEL, 2019).

- **Para GD Remota**

  Consumidores já existentes e aqueles que formularem solicitação de acesso de forma completa antes da publicação da norma: se manteriam nas regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos até 31/12/2030.

  Aos consumidores que formularem solicitação de acesso depois da publicação da norma será aplicada a alternativa 5.

  Sobre essa alternativa de aplicação aos prossumidores, a Aneel apresenta o seguinte posicionamento:

> Os resultados obtidos para a GD Remota, utilizando os dados recebidos em contribuições de agentes do setor de geração distribuída, mostram que a postergação da Alternativa 5 é bastante prejudicial aos demais usuários, podendo gerar um custo da ordem de R$ 3 bilhões (caso sua aplicação seja postergada para o ano de 2027, partindo-se da Alternativa 0). Na melhor das hipóteses, a implementação da Alternativa 5 de forma imediata geraria um VPL próximo de zero ao setor. Por outro lado, mesmo postergando a Alternativa 5 para a GD, esta tecnologia ainda teria payback elevado, da ordem de 23 anos, em comparação à vida útil do equipamento, da ordem de 25 anos, ou seja, não é a postergação que determinará a viabilização e atratividade da GD remota (ANEEL, 2019).
>
> Nesse sentido, opta-se pela aplicação imediata da Alternativa 5 (quando iniciada a vigência da norma), suprimindo, no âmbito do Sistema de Compensação de Energia, a transferência de custos dos consumidores com GD para os demais usuários da rede (ANEEL, 2019).

5.5.3 Projeções EPE 2030

O processo de revisão do mecanismo de compensação vem sendo debatido atualmente. Aém do processo de revisão do sistema de compensação, há outro tema que afeta diretamente a MMGD, a revisão do modelo tarifário de baixa tensão.

Assim, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresenta projeções visando diferentes estratégias para os possíveis desdobramentos das incertezas relacionadas ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e à tarifa multipartes.

Dada as incertezas sobre as medidas em que serão tomadas, optou-se por elaborar as projeções para MMGD em dois cenários:

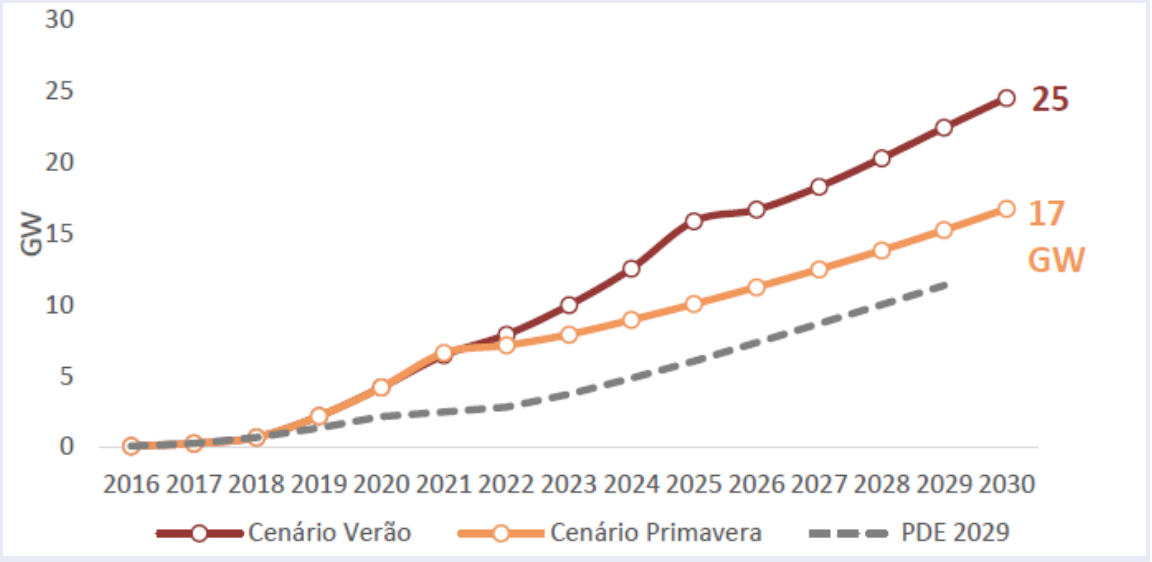
- Cenário Verão:

O Brasil opta por manter uma forte política de incentivos para MMGD e fez mudanças sutis na regulamentação. Nesse caso, em 2022, as novas regras para novos geradores entrarão em vigor, sendo excluída apenas a parte FIO B (alocação) do mecanismo de compensação. O uso da transmissão, encargos, perdas e energia, continuam sendo compensados pelos micro e minigeradores (locais e remotos). A aplicação da tarifa binômia para micro e minigeradores ocorre apenas em 2026.

- Cenário Primavera:

Brasil opta por abolir incentivos tarifários para MMGD, mas o investimento ainda continua atraente, o que garante um crescimento moderado ao longo de uma década. Nesse caso, em 2022, as novas regras para novos geradores entrarão em vigor e só compensarão a parte energética do preço da eletricidade. No mesmo ano, os preços binomiais da eletricidade também foram aplicados aos geradores. O resultado das projeções é apresentado na Figura 43.

Figura 43. Projeção da capacidade instalada da Micro e Minigeração Distribuída.



Fonte: (MME/EPE, 2020).

Os resultados em ambos os casos são superiores à previsão do PDE 2029 (MME/EPE, 2020). Isso se deve principalmente à recente aceleração do mercado, principalmente em função da popularização dos temas e da “corrida para comprar” instalada antes da alteração da REN ANEEL nº 482/2012.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A linearidade do modelo tarifário utilizado atual brasileiro, este proporciona desalinhamento entre a estrutura tarifária e a estrutura de custos do setor elétrico. Esse fato reflete no aumento das tarifas no país na proporção em que se aumenta medidas de eficiência energética, como a instalação de microgeração distribuída, sendo esse um fator agravante para o problema regulatório, pois o prossumidor, além de reduzir a variável energia, que como foi visto pela equação (3), provoca aumento da tarifa de energia.

Para o estado do Tocantins, nota-se que o aumento da geração distribuída não trouxe um impacto significativo no aumento da tarifa de energia, comparado ao para o Brasil. Isso se dá por ser um dos estados com menores capacidades de geração distribuída, dentre as aproximadamente 604.000 unidades consumidoras (ANEEL, 2021), apenas 6.414 unidades são prossumidores (ANEEL, 2021).

Conforme experiências internacionais apontadas, pode-se perceber que foram adquiridas medidas de ajustes de incentivos para a geração distribuída no decorrer dos anos, visando a recuperação do interesse econômico geral, mesmo em países, como Espanha e Portugal. Logo, entende-se a necessidade da discussão vigente sobre o tema do SCEE, que ultrapassou a data para rever seu impacto técnico, econômico e social, bem como a melhoria no sistema de compensação de energia.

Ressalta-se a importância da análise minuciosa sobre quais componentes tarifários possuem características fixas, para a aplicação da tarifa binômia, bem como a possibilidade da junção das duas medidas propostas: revisão do SCEE, juntamente com a implantação da tarifa binômia.

A proposta para a solução do subsídio cruzado para o Brasil, como a revisão da REN 482, possui a viabilidade de solucionar o problema vigente que foi intensificado pelo avanço da geração distribuída, porém não irá solucionar o problema do modelo tarifário vigente, o qual possui caráter volumétrico.

A EPE afirma que a simples mudança do modelo de compensação não é suficiente para representar o quanto o consumidor exige em capacidade da rede e o quanto é realmente reduzido com a instalação do sistema de geração (MME/EPE, 2020) e a contribuição da Secap/ME relativa à Audiência Pública, entende-se que a aplicação da tarifa binômia conforme alternativa 5, deve-se ser aplicada às novas unidades com microgeração distribuída. Para isso, entende-se que a geração da energia fosse precificada de acordo com seu valor instantâneo (tarifa horária), da mesma maneira que o consumo.

7. REFERÊNCIAS

[1] ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. Tarifa Binômia Modelo Tarifário do Grupo B.

[2] SIASE. Entenda sua conta. Disponível em :< https://www.siase.org.br/EntendaSuaConta#!#fatura>. Acesso: 17/01/2021.

[3] ANEEL. Aprovada revisão tarifária da Energisa Tocantins. Disponível em:<bit.ly/2BrNqX9>. Acesso 09.09.2020.

[4] ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório 0004/2018 - SRD/ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

[5] JOSÉ ANTENOR POMILIO**. Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em:<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdffiles/it744/cap1.pdf>. Acesso: 17/01/2021.

[6] Mundo da Elétrica. Primeira usina de geração de eletricidade. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com/primeira-usina-de-geracao-de-eletricidade/>. Acesso: 17/01/2021.

[7] CAVALCANTI DE JESUS, Marcos Vinicius. **Análise do impacto da micro e minigeração distribuída nas tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Orientador: Walter Issamu Suemitsu. 2019. 61. Graduação –Engenharia elétrica ,Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro .2019. Disponível em:<http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10028102.pdf>. Acesso em: 14.09.2020.

[8] ANEEL. Unidades consumidoras com Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/> . Acesso em 19.10.2020.

[9] Microsoft Power BI Geração Distribuída. Disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9> Acesso: 13.12.2021.

[10] OPONEI. Irradiação solar no Brasil. Disponível em:<http://en.openei.org/datasets/node/513>. . Acesso em 18.11.2020.

[11] ANEEL. Ranking das Tarifas. Disponível em :<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso: 11.11.2020.

[12] Entendendo a Tarifa. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800>. Acesso em 06.12.2020.

[13] Procedimentos de Regulação Tarifária - ANEEL. Submódulo 2.5. Fator X.

[14] Procedimentos de Regulação Tarifária - ANEEL. Submódulo 2.2 Custos operacionais e Receitas Irrecuperáveis.

[15] LMDM. Reajuste e Revisão Tarifária, Curitiba, Volume II. Disponível em : <http://www.lmdm.com.br/wp-content/uploads/2013/12/Vol-II-Reajuste-e-Revis%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 16.12.2020.

[16] Procedimentos de Regulação Tarifária - ANEEL. Submódulo 7.1. Procedimentos Gerais.

[17] ANEEL. Resolução Normativa 414. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em 30.11.2020

[18] DE ENERGIA ELÉTRICA, A. N. Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 7.1. Brasília, RJ, Aneel, 2016.

[19] ANEEL. A Tarifa de Energia Elétrica. Disponível em : <https://www.aneel.gov.br/tarifas>. Acesso em 03.11.2020.

[20] Procedimentos de Regulação Tarifária - ANEEL. Submódulo 7.1. Procedimentos Gerais.

[21] Bandeiras Tarifárias. Disponível em:<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso: 04/12.2020.

[22] ANEEL. Resolução Normativa no 479. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>. Acesso em 26.11.2020.

[23] ANEEL. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019865_Proret_Submod_7_3_V10.pdf>. Acesso em 02.12.2020.

[24] Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>. Acesso: 17/01/2021.

[25] Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Ger

a%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso: 17/01/2021.

[26] EPE. NOTA TÉCNICA DEA 016/2019. Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD). Disponível em : <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-488/NT_Metodologia_4MD_PDE_2029.pdf>. Acesso: 01/06/2021.

[27] Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

[28] ANEEL. Nota Técnica 0062/2018 - SRD/ANEEL. Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

[29] DESAFIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. Reunião com o Conselho Empresarial da FIRJAN. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_pepitone_2019_06_19.pdf>. Acesso em 15/05/2021.

[30] Microsoft Power BI Tarifa Residencial .Disponível em: <https://cutt.ly/wbNEQ0U>. Acesso: 17/05/2021.

[31] Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição. ANEEL. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>.Acesso: 04/06/2021

[32] Por que querem impedir o crescimento da energia solar fotovoltaica? ABSOLAR. Disponível em : <https://www.absolar.org.br/artigos/por-que-querem-impedir-o-crescimento-da-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso: 07/03/2021.

[33] Nota Conjunta SEI nº 4/2019/SECAP-SDI/FAZENDA-SEPEC/ME

[34] ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2019.

[35] COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. "Alternativas Energéticas: uma visão CEMIG." Belo Horizonte (2012).

[36] ANEEL. Voto do Diretor Romeu Donizete Rufino. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2012482_1.pdf>. Acesso em: 02/06/2021.

[37] Governo de Portugal. (2007a). Decreto-Lei n.o 363/2007 de 2 de Novembro.

[38] Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes/ [organizadores: Nivalde José de Castro, Guilherme Dantas]. – Rio de Janeiro : Publit, 2018.

[39] Despacho Nº: 6/2019 - Direção Geral de Energia e Geologia. Disponível em: http://80.172.221.43:9090/media/z2khhjac/i016554.pdf. Acesso: 07/05/2021.

[40] Direção Geral de Energia e Geologia. Renováveis. Disponível em:< https://www.dgeg.gov.pt/media/v0la0rem/dgeg-arr-2021-02.pdf>. Acesso: 07/05/2021

[41] Ministerio para la Transición Ecológica. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Disponível em:< https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>. Acesso: 20/05/2021

[42] Red Eléctrica de España. GENERACIÓN RENOVABLE POR TECNOLOGÍA/COMBUSTIBLE. Disponível em: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-renovables>. Acesso em: 28/05/2021.

[43] ANEEL. Anexo 1 AIR - Variáveis De Faturamento Das Componentes Tarifárias. Disponível em: <http://bit.ly/2vbtYdM>. Acesso em: 23/05/2021.

[44] Nota Técnica SEI nº 3/2019/COGEN/SUENE/SECAP/FAZENDA-ME. Disponível em: https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/notas-tecnicas-e-pareceres/2019/nota-tecnica-03-2019>. Acesso:22/05/2021.

[45] Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2019. Disponível em: <https://cutt.ly/xnPVnRi>. Acesso: 17/05/2021.

[46] Plano Nacional de Energia 2050 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso 04/06/2021.

[47] Aprovada revisão tarifária da Energisa Tocantins, ANEEL. Disponivel em:<https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aprovada-revisao-tarifaria-da-energisa-tocantins/656877?inheritRedirect=false>. Acesso: 11/06/2021