

INSTITUTO FEDERAL

Paraíba

Campus João Pessoa

CURSO SUPERIOR DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PATRICK YOHAN ALVES DE ABREU FARIAS

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA VARIAÇÃO DAS COMPONENTES TARIFÁRIAS DE
ENERGIA ELÉTRICA NO DECÊNIO 2012-2022**

João Pessoa
2023

PATRICK YOHAN ALVES DE ABREU FARIAS

ANÁLISE DA VARIAÇÃO DAS COMPONENTES TARIFÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO
DECÊNIO 2012-2022

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso Superior de
Bacharelado em Engenharia Elétrica do
Instituto Federal da Paraíba como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do grau
de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Orientador:

Franklin Martins Pereira Pamplona, Dr.

João Pessoa
2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha do IFPB, *campus* João Pessoa

F224a Farias, Patrick Yohan Alves de Abreu

Análise da variação das componentes tarifárias de energia elétrica no decênio 2012 - 2022 / Patrick Yohan Alves de Abreu Farias. – 2023.

59 f. : il.

TCC (Graduação - Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação da Paraíba / Unidade Acadêmica de Processos Industriais, 2023.

Orientação : Prof. D.r Franklin Martins Pereira Pamplona.

1. Energia elétrica. 2. Setor elétrico. 3. Legislação. 4. Componentes tarifárias 5. Encargos setoriais. I. Título.

CDU 621.3.05(043)

PATRICK YOHAN ALVES DE ABREU FARIAS

ANÁLISE DA VARIAÇÃO DAS COMPONENTES TARIFÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO
DECÊNIO 2012-2022

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso Superior de
Bacharelado em Engenharia Elétrica do
Instituto Federal da Paraíba como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do grau
de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Trabalho Aprovado em 02 / 08 / 2023 pela banca examinadora:

Documento assinado digitalmente
 FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA
Data: 16/08/2023 20:47:12-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Franklin Martins Pereira Pamplona, Dr.
Orientador, IFPB

Documento assinado digitalmente
 ALVARO DE MEDEIROS MACIEL
Data: 16/08/2023 21:28:02-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Álvaro de Medeiros Maciel, Dr.
Examinador, IFPB

Documento assinado digitalmente
 WALMERAN JOSE TRINDADE JUNIOR
Data: 17/08/2023 07:59:29-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Walmeran José Trindade Junior, Dr.
Examinador, IFPB

AGRADECIMENTOS

Não sou uma pessoa religiosa, no entanto, minha fé é depositada nas pessoas que tenho a minha volta.

Não sou uma pessoa sociável, no entanto, meus laços estão com aqueles que tive parcimônia de entender.

Não sou uma pessoa emotiva, no entanto, busquei aprender sobre as emoções daqueles que entendo.

Logo, me tornei uma pessoa religiosa.

Esse trabalho é uma ode a essa religião.

Esse trabalho é uma afirmação de todas as expectativas que foram postas em mim, mesmo sem saber que eu era capaz.

Esse trabalho é para aquela que por boa parte da vida, cuidou de mim sozinha, sendo minha fundação e guia. Mãe.

Esse trabalho é para aquela primeira pessoa que busquei entender e apaziguar meus laços. Irmã.

Esse trabalho é para aquele que apesar de ser relativamente recente na minha vida, me faz querer passar o restante dela ao lado dele. Namorado.

Esse trabalho é para aqueles que apesar da minha personalidade estranha, não me abandonaram. Amigos.

Por fim, esse trabalho é para mim mesmo, que em seu pior estado, buscou ter fé nas pessoas e seguiu em frente, sabendo que nunca serei parado.

RESUMO

Com a recente COVID-19 e a aprovação de leis como Lei nº 14.385, que busca retornar ao consumidor o que lhe foi tomado das concessionárias de energia elétrica de forma errônea, pode-se acompanhar em tempo real o impacto que os aparelhos políticos têm no setor elétrico. Sendo assim, se faz necessário entender esses artifícios presentes nesse setor e como eles chegam até o consumidor final, observando cada nuance tarifária envolvida. Com o auxílio da base de dados disponibilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no seu Portal ANEEL de Relatórios Abertos (PARA) é possível fazer a análise histórica de componentes tarifárias e seus valores com o auxílio de ferramentas como o Microsoft Excel e o Power BI, buscando concatenar estes dados com determinados períodos de volatilidade no setor. Com o tratamento e análise dos dados, em conjunto com a compreensão de leis, regulações e outros artifícios, foi possível demonstrar e teorizar, com o auxílio visual de gráficos, os impactos nos componentes tarifárias e encargos setoriais nos períodos de maior instabilidade no setor elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Setor Elétrico; Legislação; Componentes Tarifárias; Encargos Setoriais.

ABSTRACT

With the recent COVID-19 pandemic and the approval of laws such as Law No. 14.385, which aims to return to consumers what was wrongly taken from electric power utilities, the real-time impact of political interventions on the electric sector can be monitored. Therefore, it is necessary to understand the presence of these mechanisms in this sector and how they reach the end consumer, observing each involved tariff nuance. With the aid of the database provided by the National Electric Energy Agency (ANEEL) on its Open Reports Portal (PARA), it is possible to conduct a historical analysis of tariff components and their values using tools like Microsoft Excel and Power BI, seeking to concatenate this data with specific periods of volatility in the sector. Through data processing and analysis, combined with an understanding of laws, regulations, and other factors, it has been possible to demonstrate and theorize, with the visual support of graphs, the impacts on tariff components and sectoral charges during periods of greater instability in the Brazilian electric sector.

Keywords: Electric Sector; Legislation; Tariff Components; Sectoral Charges.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Usina Marmelos-Zero.....	13
Figura 2 - Postos Tarifários - Energisa PB.....	19
Figura 3 - Modalidades do Grupo B e seus funcionamentos.....	20
Figura 4 - Modalidades do Grupo A e suas funcionalidades.....	21
Figura 5 – Fatura do Grupo B - EPB (Seção simples)	22
Figura 6 - Fatura do Grupo B - EPB (Seção do Histórico).....	23
Figura 7 - Fatura Grupo A - EMT (Detalhada)	23
Figura 8 - Fatura Grupo A - EMT (Histórico Detalhado)	24
Figura 9 - Composição da Tarifa de Energia.....	25
Figura 10 - Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	26
Figura 11 - Divisão dos Encargos pertencentes da Tarifa de Energia (TE)	27
Figura 12 - Divisão dos Encargos pertencentes da TUSD	28
Figura 13 - Painel das componentes	40
Figura 14 - Painel da TUSD e TE.....	41
Figura 15 - Componentes Tarifárias – EPB (TE Energia em Vermelho e TUSD FioB em Azul).....	42
Figura 16 - Tabela presente no Voto do Relator.	42
Figura 17 – Variação Média das Tarifas (TE e TUSD) por ano no período da amostra.....	43
Figura 18 – Demonstração do quanto os valores da TE e TUSD são maiores.....	43
Figura 19 – Aproximação ao excluir a TE Energia e TUSD Fio B.....	44
Figura 20 - Histórico dos encargos da TUSD afetados diretamente pela MP 579.....	45
Figura 21 - Variação da TE e TUSD na Energisa PB, no período de 2015 a 2020.....	47
Figura 22 - Componentes TE Energia e TUSD FioB.....	48
Figura 23 - Encargos da TE.....	49
Figura 24 - TUSD e TE no periodo de 2019 até 2022.....	50
Figura 25 - Encargo ESSERR no periodo indicado.	51
Figura 26 - Encargos incluídos nos anos analisados.	52
Figura 27 - Encargos atuais.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação da ANEEL	17
Tabela 2 - Classes e Subclasses segundo a ANEEL.....	18
Tabela 3 - Histórico de Bandeiras e seus Valores	31

SUMÁRIO

1	Introdução	11
1.1	Um Breve Histórico do Setor Elétrico no Brasil	12
1.2	Objetivos	16
1.3	Estrutura do Trabalho	16
2	Embasamento Teórico	17
2.1	Classificação Tarifária	17
2.1.1	Grupos e Subgrupos	17
2.1.2	Classes e Subclasses	18
2.2	Postos Tarifários	19
2.3	Modalidades Tarifárias	20
2.4	Composição Tarifária	22
2.4.1	Tarifa de Energia (TE)	24
2.4.2	Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD).....	25
2.4.3	Fio A.....	26
2.4.4	Fio B.....	26
2.4.5	Perdas	26
2.4.6	Encargos Setoriais	27
2.5	Tributos.....	29
2.5.1	Tributos Federais.....	29
2.5.2	Tributos Estaduais.....	29
2.5.3	Tributos Municipais	30
2.6	Bandeiras Tarifárias	30
3	Metodologia.....	32
3.1	Microsoft Excel.....	32
3.2	Microsoft Power BI	32
3.3	Power Query	33
3.4	Portal ANEEL de Relatórios Abertos (PARA).....	33
3.5	Diário Oficial da União (DOU)	33
4	Análise Tarifária no Período em Estudo.....	34
4.1	Medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012.....	34
4.2	Implementação Completa das Bandeiras Tarifárias	36
4.3	O Biênio 2020 – 2022: O Período Mais Custoso do Setor Elétrico	36
4.3.1	O Ano de 2020: COVID-19	36

4.3.2	O Ano de 2021: Privatização da Eletrobrás e seca histórica.....	37
4.3.3	O Ano de 2022: Eleições e medidas populistas	38
5	Análise dos Dados Históricos	40
5.1	Elaboração dos gráficos interativos	40
5.2	Análise das Componentes da EPB após implementação da MP 579	41
5.3	Análise sobre Implementação das Bandeiras.....	46
5.4	Análise do período de 2019 até 2022.....	50
6	Conclusões	54
	Referências Bibliográficas.....	55

1 INTRODUÇÃO

O Brasil é considerado um dos países com maior capacidade para se gerar energia elétrica renovável¹, seja por seus rios, cobertura de irradiação solar, ventos poderosos e estáveis, além de ser um grande produtor agrícola que se beneficia do uso energético da biomassa. Ele se destaca também por ser um país de “energia limpa”, termo utilizado quando a geração elétrica é em sua grande parte renovável, graças as usinas Hidrelétricas, que são o carro chefe no país. Esse recurso é tão valioso no país que ele é alvo de inúmeros aproveitamentos e conseqüentemente sua comercialização.

Segundo a EPE², o consumo nacional de energia em agosto de 2022 foi de 42.097 GWh, além de que o acumulado em 12 meses chegou a 507.074 GWh. A demanda interna brasileira é grande o suficiente para termos um comércio energético extremamente lucrativo em suas duas modalidades: Mercado Livre (ou Ambiente de Contrato Livre) e Mercado Regulado (ou Ambiente de Contrato Regulado). Como o foco desse trabalho é a tarifa de energia, o Mercado Livre não será abordado, visto que seu preço é definido entre o contratante e o fornecedor de maneira direta.

A tarifa de energia cobrada ao consumidor final nada mais é que uma junção de duas ou mais tarifas: Tarifa de Energia (TE), Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que são definidas pela concessionária de energia, visto que são referentes aos investimentos, compra de energia, processo de distribuição, transmissão, encargos setoriais e outros. Além dessa tarifa, existem também tributos municipais, estaduais e federais aplicados em cima do consumo e demanda final.

Graças a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), podemos observar o histórico da tarifa ao decorrer dos anos. Para delimitar o período de estudo neste trabalho, foi escolhido um período de 10 anos, começando a partir de um dos maiores marcos e divisor de águas no setor elétrico brasileiro, que ocorreu em 2012.

Este ano se provou-se turbulento, quando em 11 de setembro desse ano, a Medida Provisória 579, posteriormente promulgada na Lei nº 12.783 de 2013, foi aprovada. Um dos impactos dessa lei, e talvez o maior, se refere a prorrogação de

¹ Com base nas informações disponíveis em: <https://www.worldbank.org/pt/news/press-release/2023/05/04/brazil-can-be-both-richer-and-greener-world-bank-group-outlines-opportunities-for-climate-action-and-growth>.

² Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resenha-mensal-o-consumo-nacional-de-energia-eletrica-em-agosto-de-2022-expandiu-3-0-em-comparacao-com-mesmo-mes-de-2021>

concessões e de instalações de transmissão, em que a União pagava as empresas geradoras e transmissoras, em forma de indenização, pelos investimentos não amortizados, além de que as tarifas seriam estabelecidas apenas para suprir os custos de operação e manutenção. Isso ocasionou em 2013 uma drástica redução na tarifa, mas se demonstrou insustentável para União, visto que ficou responsável por encobrir gastos setoriais, os quais serão mais estudados ao decorrer do trabalho.

Além de leis, tivemos outros artifícios que impactaram diretamente na conta final do consumidor. Em 2015 foram implementadas pela ANEEL, as populares Bandeiras Tarifárias, que tinham o propósito de substituir o antigo esquema de implantação dos custos de geração na tarifa do ano seguinte.

Com a tragédia da pandemia do COVID-19, houve a necessidade de implementação de políticas públicas para suavização do aumento do consumo e da consequente inadimplência que crescera no período. Sendo assim, a Conta COVID-19 foi criada para aliviar os preços das tarifas no ano de 2020, porém sendo acrescentada como encargo na conta de energia do consumidor.

Já em 2021, houve a privatização da Eletrobrás que acarretou a adição de um encargo negativo, que aliviou o aumento das revisões tarifárias deste ano. Além disso, em julho de 2022 houve a promulgação da Lei Nº 14.385, em que é disciplinado a restituição aos consumidores de cálculos tributários indevidos, que por sua vez foram erroneamente tomados pelas distribuidoras brasileiras.

1.1 UM BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

As primeiras interações com energia elétrica no Brasil só ocorreram no fim do século 19, mais precisamente no ano de 1879, na estação que ficou conhecida posteriormente como Central do Brasil, Rio de Janeiro, onde foram instaladas lâmpadas que eram alimentadas por dínamos.

A partir daí, o setor elétrico começou a dar pequenos passos, os quais incluem a primeira central geradora termoelétrica do Brasil, em Campo dos Goytacazes, 1883, que possuía 52 kW de potência e que apenas alimentavam lâmpadas, evento que ficou marcado como primeira prestação de serviço elétrico da América Latina. Ainda nesse ano, tivemos a instalação de outra pequena central geradora, desta vez uma hidrelétrica, em Diamantina – MG, onde a energia era transportada para a alimentação de equipamentos garimpeiros.

Posteriormente foram surgindo mais casos de projetos hidrelétricos para autoconsumo. Até 1900 o Brasil passaria a ter uma potência instalada de aproximadamente 11MW, onde 53% eram originárias de centrais hidráulicas;

Entre 1890 e 1908, ocorreu um grande “boom” de estabelecimentos industriais, atingindo um crescimento na ordem de 800%, o que acarretou uma busca para geração de energia elétrica mais barata, que até então era proveniente em sua maioria das centrais termoelétrica. A solução foram as hidroelétricas.

Houve então a primeira utilização em larga escala dessa fonte energética pelo empresário Bernardo Mascarenhas, que viu um grande potencial para as expansões da sua empresa, a Companhia Têxtil Bernardo Mascarenhas. Ele foi o responsável pela criação da Companhia Mineira de Eletricidade, em Juiz de Fora - MG, uma concessionária de serviço público de geração e distribuição elétrica, fornecendo iluminação pública e particular, e força motriz as fábricas da região. Também foi responsável pela criação da primeira usina hidrelétrica de grande porte: a Marmelos-Zero, com 250 kW de potência instalada (Figura 1 - Usina Marmelos-Zero (1889)).

Figura 1 - Usina Marmelos-Zero (1889).



Fonte: CEMIG (<https://www.cemig.com.br/usina/pch-marmelos/>).

Com o crescente aumento da busca pela eletricidade no Brasil, logo se viu a necessidade de se ter uma regulamentação. A primeira tentativa do Estado para alcançar

tal coisa se deu em 1903, em que uma Lei (Lei 1.145 de 31 de dezembro de 1903) buscava promover e estimular o aproveitamento hidráulico dos rios brasileiros, por meio de concessões e vias administrativas, com o objetivo de aplicar esses aproveitamentos em serviços públicos e caso fosse produzido um excedente, fica livre o autoconsumo para atividades agroindustriais. Apesar de não ter sido eficaz devido as limitações impostas, o Brasil começava cada vez mais a aumentar sua capacidade.

Esse período ficou marcado pelo grande crescimento populacional urbano, 17 milhões em 1900 passaram a ser 31 milhões em 1920. Com a chegada da American Foreign Power Company (AMFORP) e sua cruzada para a aquisição de pequenas concessionárias no interior de São Paulo e conseqüentemente a expansão para outros estados, em 1930 se observava que grande parte do setor elétrico estava concentrado nas mãos da Light e AMFORP, empresas estrangeiras que viram potencial na grande quantidade de recurso hídrico brasileiro.

Dito isto, no início da década de 30, um dos principais atos regulatórios se deve a extinção da clausula-ouro, mecanismo contratual que, grosso modo, previa pagamento de acordos com a cotação do metal de mesmo nome. Boa parte dos contratos concessionários da época se baseavam nessa clausula, sendo assim, o valor das tarifas passou a ser reajustado por outros fatores. Além disto, ocorreu a interrupção de processos para aproveitamento de recursos hídricos e a proibição de aquisição das empresas.

Em 10 de julho de 1934 era aprovado o Decreto 24.643, conhecido também como Código das Águas. O Código em si tem nuances que não serão abordadas nesse trabalho, no entanto, quando se trata do setor elétrico, abriu espaço para a União ter uma melhor gestão dos hidroenergia brasileira. Um dos livros do BNDES diz que:

O Código submete ao instituto das concessões e autorizações a exploração da energia hidráulica, assim como os serviços complementares de transmissão, transformação e distribuição. A partir daí, a União passa a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, antes regidos apenas por contratos assinados com os estados, os municípios e o Distrito Federal. A nova política setorial revê os critérios para estabelecimento de preços dos serviços e determina que a tarifa seja fixada na forma de “serviço pelo custo”, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão e a justa remuneração do capital investido; a remuneração deste recairia sobre o custo histórico das instalações. (GOMES, Antonio Claret

Silva et al. O setor elétrico. In: SÃO PAULO, Elizabeth Maria De; KALACHE FILHO, Jorge (Org.). Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais. Rio de Janeiro: Dbá, 2002. Sem volume, p. [321] -347.).

No decreto lê-se: “Art. 195. As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil”, restando com voracidade a presença de empresas internacionais no setor. Isso trouxe problemas para o setor elétrico, visto que em meio às incertezas e instabilidades, passou a não suprir os serviços da mesma forma que antes eram ofertados.

Com isso, em 1945 surge a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), uma forma do governo investir diretamente na produção. Apesar de ser uma solução a médio prazo, o governo ainda se preocupava com o futuro do setor elétrico e como ele estava intrinsicamente ligado ao desenvolvimento do País. No ano seguinte a criação da CHESF, o governo criou o Plano Nacional de Eletrificação, que não se baseava em obras, mas na coordenação pelo Estado no investimento em usinas de pequeno e médio porte.

No início da década de 50, em decorrências da Segunda Guerra, o país passava várias restrições externas, mas isso não impediu o governo Vargas de procurar ajuda internacional, dessa vez em Washigton (EUA). Foi criada a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos Para o Desenvolvimento (CMBEU) que era composta por empresários, políticos e técnicos dos dois países. Mais uma vez, foi notada que a falta de expansão do setor elétrico brasileiro atrasava o desenvolvimento industrial do país. Com isso, o Brasil fez acordos cooperativos com o Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) e o Banco de Exportação e Importação (Exibank), que financiavam o projeto de desenvolvimento. Foi criado então o Programa de Reaparelhamento Econômico que captava recursos de empréstimos compulsórios do Imposto de Renda e empréstimos contraídos no exterior. Assim, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE e posteriormente BNDES) foi criado para administrar esses recursos.

No governo Kubitschek (1956-1961), tendo as bases do governo Vargas, criou-se grande parte das companhias estaduais de energia elétrica, além da Central Elétrica de Furnas, que era controlada pelo governo Federal e pelo Estado de Minas. Esse período foi marcado pelo rápido desenvolvimento do setor elétrico, visto que o Plano de

Metas, instrumento econômico do governo Kubitschek, visava um rápido desenvolvimento, modernização e ampliação industrial brasileira ³.

1.2 OBJETIVOS

O Objetivo Geral deste trabalho envolve as seguintes premissas:

- Observar e mostrar através de análise de dados como as leis federais, resoluções, normas e afins impactam no preço final das tarifas na Paraíba, de acordo com a Energisa-PB.

Para tanto, foram traçados os seguintes Objetivos específicos:

- Utilizar ferramentas de pesquisa para obter o embasamento necessário sobre o impacto das leis no período determinado para o estudo.
- Utilizar a Base de Dados da ANEEL para a análise de dados históricos.
- Montar gráficos interativos no software Power BI com os dados obtidos, facilitando a pesquisa.
- Mostrar o impacto nas componentes tarifárias de acordo com o período em que grandes mudanças no mercado regulado ocorreram.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2 é mostrado o embasamento teórico para elucidar as questões apresentadas, buscando explicar o funcionamento tarifário do setor elétrico brasileiro. Em seguida, o capítulo 3 aborda a metodologia utilizada, mostrando as ferramentas utilizadas, a aquisição dos dados, leis, regulações e afins. Em seguida, no capítulo 4, são apresentados os períodos abordados nas análises e quais os acontecimentos que ocasionaram certa instabilidade no setor. A etapa seguinte, capítulo 5, demonstra em forma de gráficos os impactos dos acontecimentos nas tarifas e componentes, além de demonstrar breves teorias a respeito de nuances descobertas nas análises. Por fim, o capítulo 6 encerra o trabalho, mostrando o que foi alcançado e o que poderia ser incluído em análises futuras.

³ Com base no BNDES:

https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20elétrico_P_BD.pdf

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

Este capítulo apresenta a base teórica que foi utilizada para o desenvolvimento desse trabalho.

2.1 CLASSIFICAÇÃO TARIFÁRIA

Os critérios para classificação das unidades consumidoras não se limitam somente ao nível de consumo, mas enquadrando outras características: localização, nível de tensão de conexão, tipo de atividade, finalidade e afins. A atual Resolução Normativa 1000/2021, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelece várias abordagens para os mais diferentes tipos de consumidores. As concessionárias podem ou não seguir essas classificações, contanto que esteja de acordo com o padrão estabelecido pela ANEEL, evitando casos exclusivos.

2.1.1 GRUPOS E SUBGRUPOS

Desde os anos 2000, com a Resolução Normativa 456, a ANEEL estabelece que unidades consumidoras são dvidas em grupos: Grupo A e Grupo B. Enquanto o Grupo A aglomera unidades consumidoras que possuem tensão de atendimento acima de 2,3 kV, caracterizando-as como grandes consumidores, o Grupo B abrange a parte residencial, rural e comercial que são atendidas com tensão abaixo de 2,3 kV.

Com apenas algumas mudanças ao decorrer dos anos, temos na atual Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021, os subgrupos existentes, cada um com sua tarifa específica para as nuances que envolvem a geração de energia e sua transmissão e distribuição, como apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação da ANEEL

<i>Grupo</i>	<i>Subgrupo</i>	<i>Classes e Níveis de Tensão</i>
A	A1	Nível de tensão de 230kV ou mais
	A2	Nível de tensão de 88kV até 138kV
	A3	Nível de tensão de 69kV
	A3a	Nível de tensão de 30kV a 44kV
	A4	Nível de tensão de 2,3kV a 25kV
	AS	Sistema Subterrâneo
B	B1	Residencial e Residencial Baixa Renda
	B2	Rural
	B3	Demais Classes
	B4	Iluminação Pública

Fonte: Resolução Normativa Nº 1000 ANEEL

2.1.2 CLASSES E SUBCLASSES

Na Resolução Normativa Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, a ANEEL sugere no Art. 174 que a distribuidora classifique seus consumidores, visto que: “para fins de aplicação tarifária de acordo com a atividade comprovadamente exercida, a finalidade de utilização da energia elétrica e o atendimento aos critérios dispostos neste Capítulo e na legislação” (ANEEL, 2021).

As classes e subclasses definidas, segundo a ANEEL, são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Classes e Subclasses segundo a ANEEL

<i>Classes</i>	<i>Subclasses</i>
Residencial	Residencial
	Residencial Baixa Renda
	Residencial Baixa Renda Indígena
	Residencial Baixa Renda Quilombola
	Residencial Baixa Renda Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social
	Residencial Baixa Renda Multifamiliar
Industrial	Industrial
	Transporte de Matéria
Comércio, Serviço e outras atividades	Comercial
	Serviços de Transporte
	Serviços de Comunicações e Telecomunicações
	Associações e Entidades Filantrópicas
	Templos Religiosos
	Administração Condominial
	Iluminação em Vias
	Semáforos, Radares e Câmeras de Monitoramento de Trânsito
Outros Serviços e Atividades	
Rural	Agropecuária Rural
	Agropecuária Urbana
	Residencial Rural
	Cooperativa de Eletrificação Rural
	Agroindustrial
	Irrigação Rural
	Escola Agrotécnica
Aquicultura	
Poder Público	Poder Público Federal
	Poder Público Estadual
	Poder Público Municipal
Iluminação Pública	Vias Públicas
	Bens Públicos
Serviço Público	Água, Esgoto e Saneamento
	Tração Elétrica
Consumo Próprio	Estação de Recarga de Veículos
	Outras Atividades

Fonte: Resolução Normativa Nº 1000 ANEEL

2.2 POSTOS TARIFÁRIOS

Além da divisão de grupos de acordo com os detalhes de cada Unidade Consumidora, existe a necessidade de definição de postos tarifários, devido ao Grupo A e a tarifa Branca do grupo B apresentar tarifas influenciadas pelo horário.

De acordo com a REN 1000/2021, os postos tarifários são definidos de acordo com a distribuidora, em seu processo de revisão tarifária.

Existem 3 tipos de postos tarifários, padronizados pela ANEEL:

- Horário (posto) de ponta: período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- Horário (posto) intermediário: período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta; e,
- Horário (posto) fora de ponta: período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

Os postos tarifários somente são aplicados em dias úteis, portando, em finais de semana e feriados nacionais, qualquer horário é considerado como fora ponta (Figura 2).

Figura 2 - Postos Tarifários - Energisa PB.



Fonte: Autoria Própria (Com base nas informações da Energisa-PB).

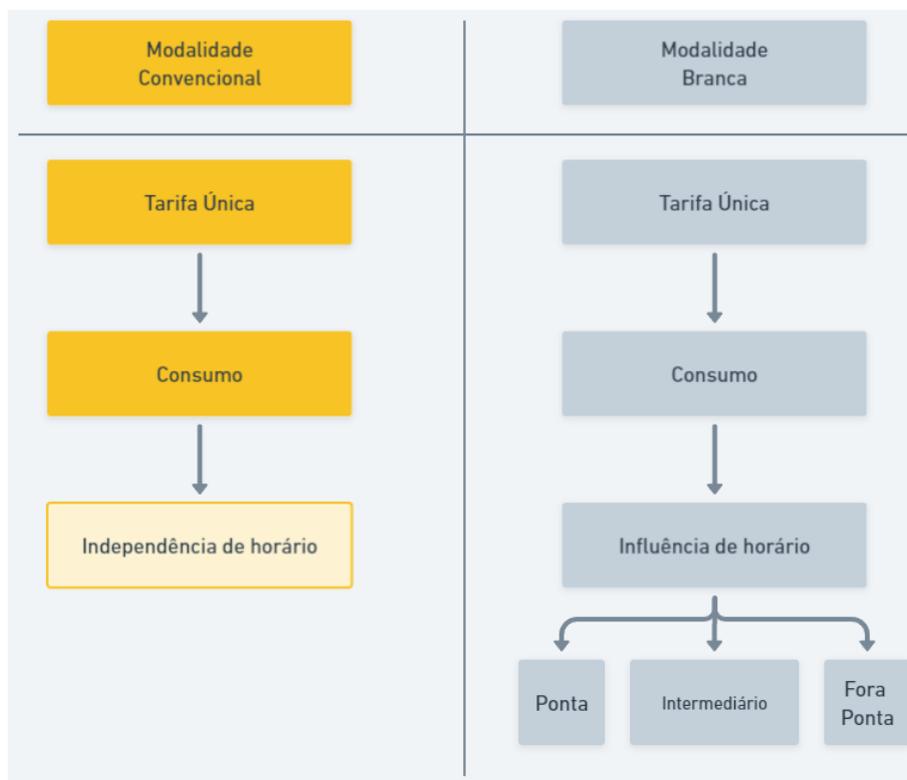
2.3 MODALIDADES TARIFÁRIAS

Atualmente existem quatro tipos de modalidade tarifárias, duas especialmente para o grupo B (Figura 3) e outras duas para o grupo A. Importante ressaltar que com a Resolução Normativa 479 de 2012, foi extinta a opção de novas conexões na modalidade convencional no Grupo A, visto que as distribuidoras não suportariam o estresse que as grandes cargas desse grupo colocavam os sistemas elétricos destas em horário de pico. Sendo assim, uma das soluções encontradas foi a migração forçada para as opções tarifárias horo sazonais Verde e Azul.

A tarifa Convencional é uma tarifa única, invariável durante os horários do dia, aplicada apenas ao consumo de energia total. A ANEEL restringe essa modalidade tarifaria apenas ao grupo B e seus subgrupos.

Já a tarifa Branca é, também, uma tarifa única aplicada apenas ao consumo de energia total, só que ao contrário da Convencional, tem preços afetados pelos postos tarifários, sendo afetada inclusive por um posto tarifário unicamente aplicado nessa modalidade, como mostrado anteriormente. Essa modalidade tarifária é vetada ao subgrupo B4, que é voltado para iluminação pública, e para a subclasse de Baixa Renda.

Figura 3 - Modalidades do Grupo B e seus funcionamentos



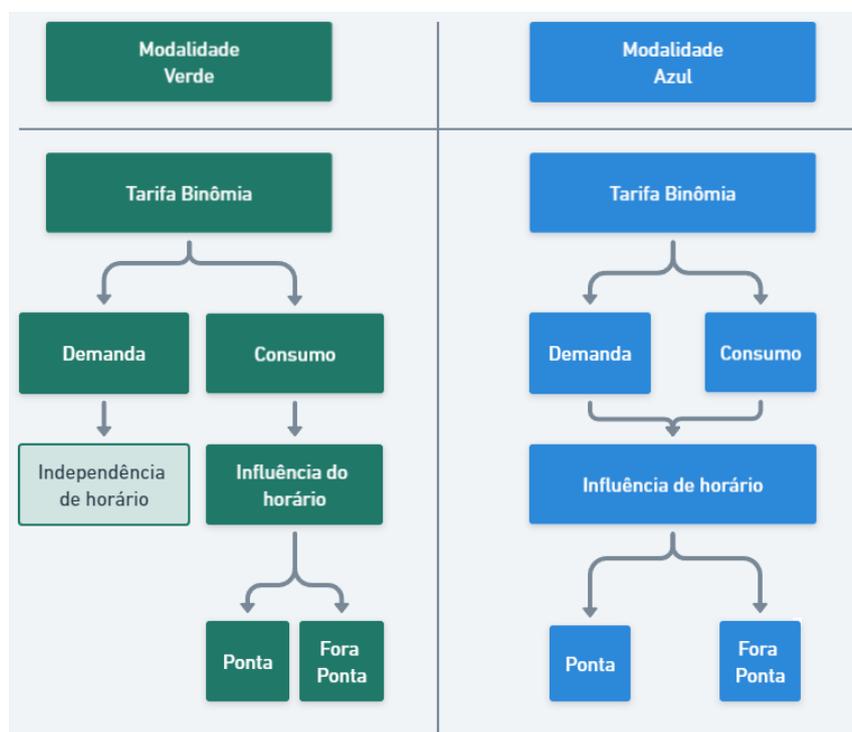
Fonte: Autoria Própria (com base nas informações da ANEEL)

Quando se observa o grupo A, podemos observar a cobrança separada para consumo e demanda, visto que para grandes clientes, se faz necessário o contrato antecipado da demanda utilizada, para assim o abastecimento destes ser garantido. Assim fica caracterizando as tarifas binômias, sempre afetadas pelos postos tarifários. Importante ressaltar que com a Resolução Normativa 479, de 2012, foi extinta a opção de novas conexões na modalidade Convencional binômica no Grupo A, visto que as distribuidoras não suportariam o estresse que as grandes cargas desse grupo colocavam os sistemas elétricos destas em horário de pico. Sendo assim, uma das soluções encontradas foi a migração forçada para as opções tarifárias horo sazonais Verde e Azul (Figura 4).

No caso da tarifa Verde, enquanto vemos que o consumo é tarifado de acordo com os postos tarifários, a demanda é cobrada separadamente. Nessa modalidade, a tarifa de consumo no horário de ponta chega a triplicar, mas a demanda não é afetada.

A tarifa Azul tem a tarifação do consumo e demanda baseada no posto tarifário, mas apesar de haver um acréscimo na tarifa no horário de ponta, observamos que em comparação a tarifa Verde, não é um grande acréscimo. Em compensação a parte da tarifa relacionada a demanda no horário de ponta dobra seu valor.

Figura 4 - Modalidades do Grupo A e suas funcionalidades.



FONTE: Autoria Própria (com base nas informações da ANEEL)

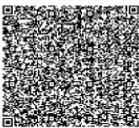
Existem outras modalidades tarifárias voltadas para Distribuição e Geração, mas são casos específicos que para este estudo não agregam valor.

2.4 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

Ao chegar no consumidor final, a fatura apresenta informações básicas sobre a unidade consumidora. Informações como tensão de ligação e fornecimento, classificação, informações de localização da unidade consumidora e alguns códigos estão presentes. No caso da Energisa, para um consumidor leigo, o foco da fatura é ser simples e prática, facilitando o entendimento de quem não possui um bom conhecimento sobre como essa tarifa funciona (Figura 5).

Porém, mesmo nesses casos, a tarifa também apresenta informações mais robustas mesmo para consumidores pequenos, como apresentado na Figura 6, onde é mostrado o histórico de doze meses do consumo em kWh, bem como a base de cálculo dos tributos e suas respectivas alíquotas.

Figura 5 – Fatura do Grupo B - EPB (Seção simples)

Classificação: MTC-CONVENCIONAL BAIXA TENSÃO / B1 RESIDENCIAL/RESIDENCIAL		Tipo de Fornecimento: MONOFASICO						
TENSÃO NOMINAL EM VOLTS	Disp.: 220	Lim. min.: 202	Lim. max.: 231					
A 5)		CÓDIGO DO CLIENTE						
COP/CONPURANI: 029 879 734-08		CÓDIGO DA INSTALAÇÃO						
REF: MÊS / ANO NOV/2022	VENCIMENTO 10/11/2022	TOTAL A PAGAR R\$ 158,94						
	NOTA FISCAL Nº 3110694 - SÉRIE :001 DATA EMISSÃO/APRESENTAÇÃO: 03/11/2022 Consulte pela Chave de Acesso em https://dfe-portal.svrs.rs.gov.br/mf3e/consulta Chave de Acesso 2522 1109 0951 8300 0140 6600 1003 1106 9420 4401 6899 EMITIDO EM CONTINGÊNCIA Pendente de Autorização							
Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (Ref 09/2022): R\$ 70,80								
Datas de Leituras	Leitura Anterior 04/10/2022	Leitura Atual 03/11/2022	Nº Dias 30					
			Próxima Leitura 05/12/2022					
ITENS DA FATURA	Unid.	Quant	Preço unit o/ tributos (R\$)	Valor Total (R\$)	Base Calc. PIS/ ICMS (R\$)	Aliq ICMS (%)	ICMS (R\$)	Tarifa unit. (R\$)
Consumo em kWh		197	0,775820	152,83	7,30	152,83	18	27,50
LANÇAMENTOS E SERVIÇOS				6,11	0,00	0,00	0	0,00
CONTRIB SERV LUM PUBLICA								
TOTAL:				158,94	7,3	152,83	27,50	

Fonte: Energisa PB

Figura 6 - Fatura do Grupo B - EPB (Seção do Histórico)



Fonte: Energisa PB

Para o grupo A, pode-se observar (Figura 7) que há a adição de outras informações, como consumo de ponta, consumo fora ponta, energia injetada e créditos recebidos. Ao comparar o histórico de uma fatura do grupo A (Figura 8) com o histórico de uma fatura do grupo B, pode-se notar uma robustez nas informações.

Figura 7 - Fatura Grupo A - EMT (Detalhada)

Itens da Fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R\$)		PIS/COFINS (R\$)	Base Calc. (R\$)	% Aliq. ICMS	ICMS (R\$)	Tarifa Unit (R\$)	Tributo	Base de Cál. (R\$)	Aliquota (%)	Valor (R\$)
			com tributos	Valor (R\$)									
Consumo em kWh - Ponta	KWH	3.848,73	2,953890	10.777,25	334,54	10.777,25	17	1.832,13	2,359880	PIS	2.320,72	0,0071	15,48
Energia Atv Injetada mUC 2/2022 mPT	KWH	3.848,73	2,953890	-10.777,25	-334,54	-10.777,25	17	-1.832,13	2,359880	COFINS	2.320,72	3,0729	71,31
Consumo em kWh - Fora Ponta	KWH	34.371,55	0,484530	16.854,51	516,98	16.854,51	17	2.831,26	0,387130	ICMS	2.732,72	17,00	464,56
Energia Atv Injetada mUC 1/2022 mPT	KWH	3.881,11	0,484530	-1.773,98	-55,08	-1.773,98	17	-301,57	0,387130				
Energia Atv Injetada mUC 2/2022 mPT	KWH	30.710,44	0,484530	-14.880,54	-461,92	-14.880,54	17	-2.529,09	0,387130				
Energia Reativa Exced em kWh - Ponta	UN	4,99	0,340480	1,70	0,05	1,70	17	0,29	0,272030				
Energia Reativa Exced em kWh - Fponta	UN	191,87	0,340480	65,32	2,03	65,32	17	11,10	0,272030				
Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	KW	73,26	38,387300	2.865,89	82,75	2.865,89	17	453,17	29,071930				
Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	KW	1,74	30,201460	52,58	1,98	0,00	0	0,00	29,071930				
LANÇAMENTOS E SERVIÇOS													
Contrib de Ilum Pub				232,68	0,00	0,00	0	0,00					
CUSTO DE EMISSÃO SEGUNDA VIA 08/2022				7,23	0,00	0,00	0	0,00					

Grandezas Contratadas

Demanda ponta - kW	
Demanda fora ponta - kW	75

Fonte: Energisa MT

Figura 8 - Fatura Grupo A - EMT (Histórico Detalhado)

INDICADORES DE QUALIDADE					CONSUMO DOS ÚLTIMOS 12 MESES											
LIMITES DA ANEEL	MENSAL	APUR.	TRIM.	ANUAL	MÊS	CONSUMO FATURADO	DEMANDA MEDIDA	CONS. FAT.	CONSUMO FATURADO	DEMANDA MEDIDA	ERE	DRE	ERE	DRE	CONS.	ERE
DIC	7,00	0,00	0,00	0,00	JUL/22	3.648,73	70,11		34.371,55	73,26			191,87			
FIC	4,00	0,00	0,00	0,00	JUN/22	3.357,43	66,12		30.968,85	71,44	15,34		278,16			
DMIC	6,00	0,00			MAI/22	3.885,99	71,14		34.176,37	77,69	9,11		209,08			
DICRI		8,00			ABR/22	3.864,44	78,23		36.209,33	76,46	2,36		162,05			
Conjunto: CPA					MAR/22	3.912,17	71,04		36.022,20	75,52	8,02		187,91			
					FEV/22	3.718,86	72,08		33.011,36	77,10	7,93	144,03				
					JAN/22	4.072,14	76,06		37.428,06	77,98	9,76	147,00				
					DEZ/21	4.387,00	72,98		37.105,00	79,13		205,00				
Referência:					NOV/21	2.583,00	69,70		35.711,00	77,90		205,00				
Tensão Contratada:					OUT/21	615,00	77,90		37.187,00	80,36		246,00				
Limite Adequado:					SET/21	1.312,00	73,39		34.932,00	79,54		246,00				
DIC: Horas que o cliente ficou sem energia FIC: Vezes que o cliente ficou sem energia DMIC: Duração da maior interrupção de energia no período DICRI: Duração da interrupção individual em dia crítico					AGO/21	3.772,00	68,47		32.759,00	75,85	41,00		246,00			
					JUL/21	3.403,00			30.053,00							
						PONTA	INTERME-DIÁRIA		FORA DE PONTA		PONTA		FORA DE PONTA		RESERVADO	
*FATURAMENTO PELA MÉDIA MÍNIMA																
COMPOSIÇÃO DO CONSUMO				ESTRUTURA DO CONSUMO												
				DADOS DA LEITURA		Leitura Anterior: 30/06/2022			Leitura Atual: 31/07/2022			Dias: 31		DADOS DO CONSUMO		
DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)	%	UN.	POSTO	ATUAL	ANTERIOR	K	PERDAS (%)	FAT. POT.	AJ. FAT. POT.	MEDIDO	FATURADO				
Serviço de distribuição	906,76	29,97	KWH	Ponta	7.982,60	7.893,61	40,00	2,50	0,00	0,00	3.648,73	3.648,73				
Compra de energia	788,36	26,06	INJ	Ponta	0,00	0,00	40,00	2,50	0,00	0,00	0,00	3.648,73				
Serviço de transmissão	99,19	3,28	KWH	FPonta	85.734,02	84.895,69	40,00	2,50	0,00	0,00	34.371,55	34.371,55				
Encargos setoriais	439,64	14,53	INJ	FPonta	0,00	0,00	40,00	2,50	0,00	0,00	0,00	34.371,55				
Impostos diretos e encargos	784,03	25,92	KW	FPonta	1,71	0,00	40,00	2,50	0,00	0,00	70,11	0,00				
Outros serviços	7,23	0,24	ERE	Ponta	1,79	0,00	40,00	2,5	0,00	0,00	73,26	75,00				
Total	3.025,21	100,00		FPonta	8,40	8,28	40,00	2,50	0,00	0,00	4,99	4,99				
Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (Ref 05/2022): R\$ 13.834,63				ERE	182,20	177,52	40,00	2,50	0,00	0,00	191,87	191,87				
				DRE	1,61	0,00	40,00	2,50	0,00	0,00	65,98	0,00				
				DRE	1,71	0,00	40,00	2,50	0,00	0,00	70,06	0,00				

Fonte: Energisa MT.

Quando separamos essas nuances, ainda sobra a composição da tarifa efetiva. Ela possui duas componentes, a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), cada uma delas possuem encargos setoriais, que são mecanismos aprovados por lei em que o governo federal utiliza da arrecadação para implantação de políticas no setor elétrico. A tarifa final que vemos nas contas é justamente a soma da TE e TUSD.

Além disso, na conta final que chega ao consumidor, observamos o acréscimo dos tributos: Impostos federais, estaduais e municipais que tem como propósito arrecadar verba para esses poderes.

Entender como as faturas funcionam ajudam a todos os tipos de consumidores, dos maiores consumidores aos mais simples. Para isto, na sequência deste capítulo, são abordadas as opções tarifárias que as distribuidoras adotam no seu mercado; o impacto dos tributos na conta final, e atuais encargos presentes devido a cobrança indevida destes.

2.4.1 TARIFA DE ENERGIA (TE)

A componente Tarifa de Energia (TE), se refere aos custos com a aquisição de energia, de acordo com o preço de compra de energia pela concessionária. Essa componente também determina o faturamento mensal do consumidor.

Além do custo da energia e da transmissão, podemos notar que a TE também cobre outros fatores como:

- Perdas;
- Encargos; e,
- Outros;

A Figura 9 exemplifica essa composição.

Figura 9 - Composição da Tarifa de Energia.



FONTE: ANEEL

Algumas distribuidoras possuem uma quota de energia referente a geração da Usina Itaipu, a maior usina do país. Essa componente é referente ao transporte dessa geração e ao uso das instalações desta, que não fazem parte da Rede Básica.

2.4.2 TARIFA DE USO DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD)

Já a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), como o próprio nome diz, é referente ao uso do sistema de distribuição. Ela cobre não somente o uso do sistema em si, mas também outros fatores, como equipamentos, componentes de rede e instalações.

Assim como a TE, a TUSD também possui:

- Perda;
- Encargos; e,
- Outros.

A Figura 10 exemplifica a composição da TUSD.

Figura 10 - Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição



Fonte: ANEEL

2.4.3 FIO A

Essa componente pode ser subdividida em outras componentes, que remuneram terceiros. As subcomponentes CUSD e Conexão D são para serviços de distribuição, enquanto as outras subcomponentes se referem aos serviços de transmissão.

2.4.4 FIO B

Nada mais é que a parcela da componente que tem como intuito remunerar a distribuidora, de forma que os custos dos ativos e custos de administração, operação e manutenção sejam devidamente recompensados.

2.4.5 PERDAS

Esta componente se refere a diferença do que foi injetado na rede e o que foi vendido, representando um déficit que precisa ser considerado quando feitos os cálculos para a tarifa como um todo, visto que estas perdas representam aspectos quase que impossíveis de serem contornados, como por exemplo, perda por efeito Joule, pequenas diferenças na aferição da energia consumida devido a equipamento e afins.

A perda na Tarifa de Energia é englobada pelas Perdas na Rede Básica, que nada mais é que a dissipação de energia durante o transporte por esta.

Além da Perda na Rede Básica, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição também engloba outros tipos de perdas, como as Técnicas, que ocorre durante o processo de transporte, transformação e medição na rede da concessionária.

As Não Técnicas, que se referem a furtos, erros de medição, erros no faturamento e afins.

E as Receitas Irrecuperáveis, que fala sobre a inadimplência dos usuários da rede e a improbabilidade de regularização por parte destes.

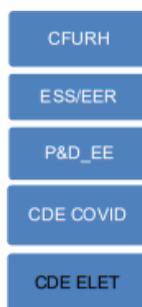
2.4.6 ENCARGOS SETORIAIS

Os encargos setoriais se referem a contribuições garantidas por leis, contribuições estas que são quantificadas e geridas pela ANEEL, com intuito de arrecadar recursos para determinadas causas do setor elétrico.

Os encargos da TE (Figura 11) são geralmente relacionados a geração de energia, mas não especificamente relacionado a isso.

Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos, ou CFURH, é o encargo responsável pela compensação financeira a territórios onde existam instalações destinadas a geração de energia, ou que tenham sido alagadas por este motivo.

Figura 11 - Divisão dos Encargos pertencentes da Tarifa de Energia (TE)



FONTE: ANEEL

Já ao ESS, ou Encargos de Serviços do Sistema, é o encargo para que a oferta de energia seja assegurada e confiável. Por exemplo, quando há um período de seca, esse encargo aumenta, devido a diminuição da produção de hidrelétricas e a ativação de termelétricas.

O Encargo de Energia de Reserva, ou EER, atua como auxiliar da ESS, garantindo que realmente haja energia física garantida, ao invés de contar apenas com a energia outorgada.

A parcela P&D EE, também conhecida como Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, serve como o próprio nome sugere. Esse encargo está presente tanto na TE como na TUSD.

Os outros CDE Covid e CDE Eletrobrás são abordados em um tópico específico, pois se referem a aplicações referentes a leis criadas que impactam diretamente as tarifas, tema desse estudo.

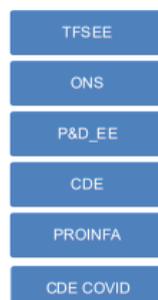
Os encargos pertencentes a TUSD, são mais focadas para expansão do setor elétrico, como ilustrado na Figura 12 e a seguir definidos.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, TFSEE, serve para prover recursos para o funcionamento da ANEEL principalmente para as atividades de fiscalização e regulação econômica.

Já o encargo ONS é referente a provisão de recursos para o funcionamento do Operador Nacional do Sistema (ONS), principal responsável pelo Sistema Interligado Nacional, assim como os sistemas isolados.

O encargo P&D EE já foi abordado nos encargos da TE e na TUSD aparece novamente, com o mesmo objetivo.

Figura 12 - Divisão dos Encargos pertencentes da TUSD



Fonte: ANEEL

O encargo CDE, ou Conta de Desenvolvimento Energético, é um encargo que serve para promoção de fontes alternativas, além de promover uma melhor distribuição de energia elétrica para todos. Também serve para subsidiar a tarifa de Baixa Renda. Antigamente, existia uma componente chamada Reserva Global de Reversão, que servia para investimentos do setor elétrico. Além da RGR, existia Conta de Consumo de Combustíveis, que custeava a usinas termelétricas em sistemas isolados. Essas duas componentes (RGR e CCC), foram extintas pela MP 579 e algumas atribuições foram transferidas para CDE.

A parcela PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, instituído a partir de 2002, serve para contribuir com fontes alternativas de energia não convencionais.

2.5 TRIBUTOS

Os tributos são uma parte importante a ser tratada na análise da composição tarifária, visto que estes são responsáveis por cerca de 20% a 30% da conta que chega aos clientes. Atualmente nas faturas são aplicados tributos de todas as esferas governamentais (Federal, Estadual e Municipal).

2.5.1 TRIBUTOS FEDERAIS

Existem dois tributos dessa esfera, o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

- **Programa de Integração Social (PIS):** Esse programa serve para fins de apoio ao trabalhador de empresas privadas, como Seguro Desemprego, Programas de Desenvolvimento Econômico do BNDES e o Abono Salarial. Com base em sua receita mensal, a porcentagem de contribuição é calculada.
- **Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS):** Assim como o PIS, o COFINS é calculado em cima da receita bruta das empresas. Enquanto o PIS é focado principalmente no âmbito trabalhista, o COFINS é um tributo voltado para esfera básica de seguridade social, como saúde pública e a previdência.

2.5.2 TRIBUTOS ESTADUAIS

Por ser vendido como um produto, a energia é classificada como item para cobrança de ICMS, abreviação de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços. Há muitas controvérsias a respeito desse tributo, visto que veio aos holofotes na Pandemia e foi alvo de dúvidas pela população.

Mas grosso modo, esse tributo é aplicado a qualquer mercadoria que se movimente dentro de um estado, e o seu valor varia de mercadoria para mercadoria.

2.5.3 TRIBUTOS MUNICIPAIS

Toda unidade consumidora está sujeita a pagar o CIP, que é o imposto de Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

Como o nome já diz, esse tributo ajuda a custear toda a operação que envolve iluminação pública de uma cidade.

2.6 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

As bandeiras tarifárias foram implementadas em 2015, buscando oferecer um maior entendimento por parte dos consumidores sobre o funcionamento da geração de energia. As bandeiras tarifárias servem para aplicar os custos extras de geração em períodos de seca, ou por outros desafios que venham a impactar a atividade.

Por exemplo, em períodos de seca, as distribuidoras precisam acionar termoelétricas para compensar o desfalque do montante de energia que as Hidrelétricas sofreram. Como o custo de geração das Termoelétricas é elevado em comparação as Hidrelétricas, esses custos são repassados aos consumidores na forma das Bandeiras Tarifárias. Além disso, elas também buscam facilitar o entendimento do consumidor em relação àquele período de aumento da conta de energia.

Antes da aplicação das bandeiras, o custo de geração só era aplicado no reajuste tarifário das distribuidoras no ano seguinte, o que tornava o aumento da tarifa por dificuldade de geração contraproducente, visto que as distribuidoras arcavam diretamente com os custos de geração de energia.

Na Tabela 3 apresenta-se um levantamento histórico das bandeiras e seus respectivos valores mensais, compreendidos entre janeiro de 2015 a dezembro de 2022.

O artifício da bandeira funciona como um acréscimo individual no consumo de energia. Por exemplo, se o kWh hora custa R\$ 1 e a bandeira tarifária esteja em outra cor, como a Amarela em 2023, há um acréscimo de R\$ 0,0134 nessa tarifa, ou seja, o kWh passará a custar R\$ 1,0134.

O valor é definido pela ANEEL, utilizando cálculos específicos, onde os valores das bandeiras são revisados de tempos em tempos caso haja necessidade. Já o NOS fica encarregado de definir qual bandeira será instaurada naquele período.

Tabela 3 - Histórico de Bandeiras e seus Valores

<i>DATA</i>	<i>BANDEIRA</i>	<i>R\$/MWh</i>	<i>DATA</i>	<i>BANDEIRA</i>	<i>R\$/MWh</i>
jan/15	VERMELHA 1	R\$ 30,00	jan/19	VERDE	R\$ -
fev/15	VERMELHA 1	R\$ 30,00	fev/19	VERDE	R\$ -
mar/15	VERMELHA 1	R\$ 55,00	mar/19	VERDE	R\$ -
abr/15	VERMELHA 1	R\$ 55,00	abr/19	VERDE	R\$ -
mai/15	VERMELHA 1	R\$ 55,00	mai/19	AMARELA	R\$ 10,00
jun/15	VERMELHA 1	R\$ 55,00	jun/19	VERDE	R\$ -
jul/15	VERMELHA 1	R\$ 55,00	jul/19	AMARELA	R\$ 15,00
ago/15	VERMELHA 1	R\$ 55,00	ago/19	VERMELHA 1	R\$ 40,00
set/15	VERMELHA 1	R\$ 45,00	set/19	VERMELHA 1	R\$ 40,00
out/15	VERMELHA 1	R\$ 45,00	out/19	AMARELA	R\$ 15,00
nov/15	VERMELHA 1	R\$ 45,00	nov/19	VERMELHA 1	R\$ 41,60
dez/15	VERMELHA 1	R\$ 45,00	dez/19	AMARELA	R\$ 18,70
jan/16	VERMELHA 1	R\$ 30,00	jan/20	AMARELA	R\$ 18,70
fev/16	AMARELA	R\$ 15,00	fev/20	VERDE	R\$ -
mar/16	VERDE	R\$ -	mar/20	VERDE	R\$ -
abr/16	VERDE	R\$ -	abr/20	VERDE	R\$ -
mai/16	VERDE	R\$ -	mai/20	VERDE	R\$ -
jun/16	VERDE	R\$ -	jun/20	VERDE	R\$ -
jul/16	VERDE	R\$ -	jul/20	VERDE	R\$ -
ago/16	VERDE	R\$ -	ago/20	VERDE	R\$ -
set/16	VERDE	R\$ -	set/20	VERDE	R\$ -
out/16	VERDE	R\$ -	out/20	VERDE	R\$ -
nov/16	AMARELA	R\$ 15,00	nov/20	VERDE	R\$ -
dez/16	VERDE	R\$ -	dez/20	VERMELHA 2	R\$ 62,40
jan/17	VERDE	R\$ -	jan/21	AMARELA	R\$ 13,40
fev/17	VERDE	R\$ -	fev/21	AMARELA	R\$ 13,40
mar/17	AMARELA	R\$ 20,00	mar/21	AMARELA	R\$ 13,40
abr/17	VERMELHA 1	R\$ 30,00	abr/21	AMARELA	R\$ 13,40
mai/17	VERMELHA 1	R\$ 30,00	mai/21	VERMELHA 1	R\$ 41,60
jun/17	VERDE	R\$ -	jun/21	VERMELHA 2	R\$ 62,40
jul/17	AMARELA	R\$ 20,00	jul/21	VERMELHA 2	R\$ 94,90
ago/17	VERMELHA 1	R\$ 35,00	ago/21	VERMELHA 2	R\$ 94,90
set/17	AMARELA	R\$ 20,00	set/21	ESCASSEZ	R\$ 142,00
out/17	VERMELHA 2	R\$ 35,00	out/21	ESCASSEZ	R\$ 142,00
nov/17	VERMELHA 2	R\$ 50,00	nov/21	ESCASSEZ	R\$ 142,00
dez/17	VERMELHA 1	R\$ 30,00	dez/21	ESCASSEZ	R\$ 142,00
jan/18	VERDE	R\$ -	jan/22	ESCASSEZ	R\$ 142,00
fev/18	VERDE	R\$ -	fev/22	ESCASSEZ	R\$ 142,00
mar/18	VERDE	R\$ -	mar/22	ESCASSEZ	R\$ 142,00
abr/18	VERDE	R\$ -	abr/22	ESCASSEZ/VERDE	R\$ 142,00
mai/18	AMARELA	R\$ 10,00	mai/22	VERDE	R\$ -
jun/18	VERMELHA 2	R\$ 50,00	jun/22	VERDE	R\$ -
jul/18	VERMELHA 2	R\$ 50,00	jul/22	VERDE	R\$ -
ago/18	VERMELHA 2	R\$ 50,00	ago/22	VERDE	R\$ -
set/18	VERMELHA 2	R\$ 50,00	set/22	VERDE	R\$ -
out/18	VERMELHA 2	R\$ 50,00	out/22	VERDE	R\$ -
nov/18	AMARELA	R\$ 10,00	nov/22	VERDE	R\$ -
dez/18	VERDE	R\$ -	dez/22	VERDE	R\$ -

Fonte: CLARKE ENERGIA

3 METODOLOGIA

Para desenvolvimento deste trabalho, que envolveu pesquisa e análise de dados, se fez necessário a análise dos impactos que certas leis provocaram no setor elétrico e na sociedade.

Portanto, jornais e revistas foram amplamente utilizados para o levantamento dessas informações. Por possuir características de repositório, a internet foi o meio mais utilizado para tal levantamento, visto que no mundo de hoje, há certa facilidade de encontrar informações, mesmo aquelas consideradas perdidas no tempo.

Além disso, a ANEEL possui uma base de dados que mostra o histórico de cada concessionária, onde cada tarifa é dividida de acordo com o grupo e modalidade tarifária.

E para a análise desses dados, se fez necessário o uso de softwares adequados para tal trabalho. Nesse caso foi utilizado o Power BI, ferramenta de business intelligence da Microsoft, que possui vários artifícios para montagem de gráficos e painéis que facilitam a visualização dos casos.

As subseções a seguir descrevem as principais ferramentas e bases de dados utilizadas e exploradas no desenvolvimento do trabalho.

3.1 MICROSOFT EXCEL

Inicialmente conhecido como Multiplan em 1982, o Microsoft Excel é uma poderosa ferramenta em forma de software de planilhas, que ajuda a elaborá-las de forma prática, funcional e automatizada. Seu poder está principalmente na mão de quem faz a planilha e de quem a analisa.

O uso eficiente desse software foi essencial para compor a base da análise dos dados adquiridos pela plataforma PARA (a seguir descrito), visto que a filtragem dos dados de uma única distribuidora é de extrema importância para uma abordagem precisa.

3.2 MICROSOFT POWER BI

Outro software importante para este trabalho é o Power BI, que tem como objetivo fazer a “ponte” entre os dados e uma visualização mais gráfica deles. Ele

possui ferramentas que também estão presente no Excel, mas seu foco é na apresentação e organização visual dos dados. Pode-se dizer que é uma ferramenta extremamente útil para transformar dados em informações.

3.3 POWER QUERY

É uma ferramenta presente tanto no Microsoft Excel, como no Microsoft Power BI. Essa ferramenta de ETL (“*Extract, Transform and Load*”, traduzindo grosso modo, extrair, transformar e carregar), cujo funcionamento é baseado numa linguagem de consulta, simplesmente chamada de *M*. Essa ferramenta é importante pois permite um tratamento dos dados de forma visual, intuitiva e funcional, promovendo agilidade na obtenção de dados corretos.

3.4 PORTAL ANEEL DE RELATÓRIOS ABERTOS (PARA)

Desenvolvido pela própria ANEEL, o domínio Portal ANEEL de Relatórios Abertos (PARA) é baseado em ferramentas do Power BI, que conta com a apresentação de workflows, disponibilizando relatórios em forma de base de dados, que contém informações completas de todas as distribuidoras do país conectadas ao SIN.

As informações que podem ser adquiridas neste site variam desde resultados de leilões de energia, até indicadores de desempenho da distribuição. O que mais interessa para este trabalho são dois workflows específicos: um que fala sobre as tarifas e outro que fala sobre suas componentes.

3.5 DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO (DOU)

O Diário Oficial da União é uma forma do Estado, por meio da Imprensa Nacional, anunciar de forma pública tudo que ocorre na esfera federal. Nele, são apresentados emendas, leis, decretos, resoluções, atos de interesse dos servidores, contratos, editais e afins.

O DOU apresenta um arquivo digital, que pode ser acessado de forma simples, bastando saber o item que se procura e/ou data de publicação. No caso de leis e normas, ele apresenta não só o conteúdo original, mas também retificações ou vetos das mesmas.

4 ANÁLISE TARIFÁRIA NO PERÍODO EM ESTUDO

O acesso a eletricidade é um direito básico no mundo atual. Para um cidadão brasileiro, a eletricidade é essencial para lazer, transporte, saúde, educação, e com a pandemia de 2020, ela se tornou ainda mais primordial.

Dito isto, se viu no setor elétrico uma poderosa ferramenta de políticas públicas, que causaram impactos diversos em diversos setores da sociedade. Não obstante disso, as leis também podem ser interpretadas e aplicadas de acordo com o entendimento do órgão regulador, nesse caso a ANEEL. As resoluções normativas são formas de oficializar como a ANEEL entende algumas leis que impactam o setor elétrico. Um dos casos mais recentes é o da Lei nº 14.300 e da Resolução Normativa nº 1059.

Este trabalho, e mais precisamente o presente capítulo, não tem intenção de apontar e julgar as decisões políticas, mas apenas elucidar como as componentes tarifárias se comportaram, de forma técnica, com o impacto dessas decisões.

4.1 MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012

Em 1995 foram dados os primeiros passos para uma melhor regulação do setor elétrico, com as Leis nº 8.987/1995 e a Lei nº 9.074/1995, que estabeleceram regras para concessão de serviços públicos, outorgas e regras para prorrogações de concessões e permissões. Estas permitiram que concessões fossem estendidas por 20 anos, dependendo da situação em que elas estavam. No caso de usinas hidrelétricas, havia as que não estavam licitadas e que estavam com concessões expiradas, enquanto havia as que já possuíam concessões e poderiam ser estendidas a partir do término destas. Com o ano de 2015 chegando, aproximadamente 20 usinas estariam encerrando suas concessões a partir daquele ano.

A Medida Provisória (MP) Nº 579, de 11 de setembro de 2012, surgiu em um momento que o governo federal da época, da presidente Dilma Rouseff, estava em meio turbulências políticas. A ideia principal desta MP é a prorrogação das concessões vincendas, buscando evitar as etapas de relicitamento dessas concessões, além de encaixar novas regras caso as empresas aderissem a essas prorrogações. A medida buscava conter inflações e diminuir o preço da energia elétrica, buscando acalmar a população e agradas setores do comércio.

Segundo Dr, Diogo Lisbona em um artigo publicado no site Ensaio Energético:

“O anúncio em cadeia nacional, às vésperas do Sete de Setembro, indicava redução tarifária média de 16,2% para consumidores residenciais e 28% para o setor produtivo.

As concessões vincendas na época alcançavam cerca de 25 GW de capacidade instalada (21% do parque gerador), 95 mil quilômetros de linhas de transmissão (85% das linhas dos concessionários impactados) e 38 concessionárias de distribuição (33% do mercado brasileiro).”

Romeiro, Diogo L. (2022). Dez Anos da MP 579: Reflexões para o Término de Concessões na Próxima Década. Ensaio Energético, 02 de agosto, 2022.

A MP determinava que a ANEEL seria responsável por calcular o preço da energia de forma que cobrisse apenas os custos de operação e manutenção dos empreendimentos de geração. Esta por sua vez, definiu que o preço da energia seria formado por cota, composto pela Receita Anual de Geração, que é definida pela própria ANEEL, e pelo Custo de Gestão dos Ativos de Geração, o que ocasionou na transferência do risco hidrológico para os consumidores finais.

Outras determinações seriam o fim da cobrança de alguns encargos para novos empreendimentos, consumidores e àqueles que adotaram a nova regra de antecipação da concessão. Dois encargos em específico deixaram de ser cobrados, estes sendo a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Reserva Global de Reversão (RGR), este último apenas para alguns agentes do Mercado Regulado. Ao final do capítulo 2.4.6, há uma explicação do funcionamento desses encargos. Os recursos que foram provenientes desses encargos passaram a ser administradas pela CDE, que passou a atender as obrigações destes. Além disto, a CDE sofreu uma redução massiva na arrecadação das distribuidoras, passando a ser 25% do que era arrecadado antes da MP 579.

Consequentemente, a MP 579 foi transformada na Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que em sua totalidade cimentou o que já havia sido trazido pela MP 579.

O Decreto Nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 é a chave para análise caso a caso sobre a redução das componentes afetadas, visto que ele regulamenta a Lei nº 12.783, proporcionando valores palpáveis que serviram de comparação para o estudo dos efeitos desta Lei e da MP 579.

4.2 IMPLEMENTAÇÃO COMPLETA DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

As bandeiras tarifárias foram inicialmente implementadas em 2013, em forma de teste, que durou até 2014. A crise hídrica de 2014 na região sudeste fez com que as bandeiras fossem implementadas oficialmente de forma quase que emergencial pelo Decreto nº 8.401 de fevereiro de 2015.

Nesse mesmo mês a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 649, aprovando o Submódulo 6.8 do Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que em resumo, tratava sobre a aplicação das bandeiras, bem como a disseminação da informação a respeito destas.

Já em 2017, as bandeiras passaram por pequenas mudanças, como a divisão da bandeira Vermelha em Vermelha 1 e Vermelha 2, além de revisões de custos constantes. Em 2019, a ANEEL aplicou uma nova mudança nas formas de cálculo dos valores das bandeiras, proporcionado a retirada do arredondamento que era feito anteriormente.

Há outro efeito buscado na implementação das bandeiras: por ser de fácil entendimento, ajuda a população a entender que se deve consumir menos para pagar menos. Sendo assim, pode-se utilizar esse artifício para situações de previsões de seca ou baixas chuvas em reservatórios.

4.3 O BIÊNIO 2020 – 2022: O PERÍODO MAIS CUSTOSO DO SETOR ELÉTRICO

O período de 2020 até 2022 foi uma turbulência de fatos sucessivos que culminou na chamada “tempestade perfeita”, de uma forma parecida com o que ocorreu no ano de 2013, quando a MP 579 foi aprovada, ocasionando uma das maiores tarifas dos últimos anos no mercado regulado.

4.3.1 O ANO DE 2020: COVID-19

O ano de 2020 foi um ano verdadeiramente trágico para humanidade no geral. A pandemia do COVID-19 causou impactos profundos na sociedade que até hoje, três anos depois, são sentidos. Como já mencionado anteriormente, o fornecimento de energia elétrica é um serviço fundamental para o funcionamento da sociedade atual.

O setor elétrico teve dois desafios pela frente: o aumento do consumo de energia durante o isolamento e os índices crescentes de inadimplência. Enquanto o setor elétrico se sobrecarregava com o consumo e demanda, esse serviço não estava sendo pago corretamente.

O governo federal precisou intervir em favor do setor elétrico, buscando auxílio em forma de empréstimos. A saída foi empréstimos feitos em bancos, sem recurso do Tesouro Nacional, que também se encontrava sobrecarregado. Esses empréstimos foram reunidos em uma conta implementada pela Medida Provisória nº 950, que recebeu o nome de Conta COVID. O empréstimo totalizou aproximadamente R\$ 14,8 bilhões, que foram distribuídos para 61 empresas de energia, no caso da Energisa – PB foram emprestados R\$ 86.991.79⁴.

O artifício se demonstrou eficaz na contenção do aumento tarifário, inclusive reduzindo a tarifa em 7,48%, no entanto o empréstimo precisava ser pago em 54 meses, finalizando em dezembro de 2025. Como cada distribuidora recebeu uma cota específica do empréstimo, o preço varia entre as empresas. A REN 885/2020 estabeleceu que a partir de 2021 as distribuidoras começariam a cobrar cotas da CDE como encargo para pagar esses empréstimos, que foi aplicado tanto na TUSD como na TE, criando assim a TE COVID e TUSD COVID.

4.3.2 O ANO DE 2021: PRIVATIZAÇÃO DA ELETROBRÁS E SECA HISTÓRICA

Enquanto a COVID-19 assolava o mundo em 2020, os reservatórios ainda estavam cheios, no entanto, 2021 começou com a bandeira vermelha 2 e nos meses seguintes a situação dos reservatórios foi piorando cada vez mais. Segundo o Ministério de Minas e Energia, foi a pior seca que atingiu a região sul e centro-oeste em 91 anos⁵.

Para buscar conter o consumo, ainda alto devido a pandemia e buscar restituir o déficit crescente pelo acionamento das termoelétricas, foi instaurada em 31 de agosto de 2020, a bandeira tarifaria Escassez Hídrica, uma bandeira especial criada apenas para aquele momento tão difícil do país. Esta custava um adicional de R\$ 142 para cada MWh consumido, um preço que superava em 50% a bandeira Vermelha 2 na época. Além disso, outras ações foram aplicadas, como desconto para redução voluntária do

⁴ Segundo a CCEE, disponível em: <https://www.poder360.com.br/energia/entenda-como-a-conta-covid-impacta-as-tarifas-de-energia/>.

⁵ Melhores informações: <http://www2.cemaden.gov.br/monitoramento-de-secas-e-impactos-no-brasil-agosto2021/>

consumo de energia, que recompensava o consumidor em forma de desconto na conta de luz, caso seu consumo fosse reduzido.

Em paralelo a isso, acontecia a privatização da Eletrobrás, que deu início ainda em 2018, mas com a promulgação da Lei Nº 14.182, de 12 de julho de 2021 que tratava justamente da desestatização dela. Em junho de 2022, a Eletrobrás teve suas ações vendidas e foi anunciado que ela faria aportes na CDE para buscar conter aumentos na conta de energia.

4.3.3 O ANO DE 2022: ELEIÇÕES E MEDIDAS POPULISTAS

O ano de 2022 foi marcado por uma das eleições mais acirradas da história do país, o que significa que várias estratégias foram abordadas para buscar apoio popular.

O país vinha de anos nebulosos no setor elétrico, com a pandemia e seca prolongada, logo, as contas de energia estavam mais altas que nunca. Houve vários embates sobre impostos que acabou coincidindo sobre uma decisão do STF de 2017: O ICMS sendo tributado em duplicidade na conta de energia. Como apresentado no subcapítulo 4.5, há tributação em cima do consumo e demanda de energia, onde três dos principais tributos são: ICMS, PIS e COFINS. Acontece que no cálculo do PIS e COFINS, o ICMS também estava entando como tributo, provocando um aumento na porcentagem desses tributos, o que foi considerado inconstitucional pelo STF, que culminou numa restituição bilionária as distribuidoras, que deveriam ter sido repassadas para o consumidor, mas não foram.

“Segundo a Câmara dos Deputados e o Senado, a União deveria devolver R\$ 60,3 bilhões em créditos de PIS/Cofins às distribuidoras. Desse total, R\$ 12,7 bilhões já foram devolvidos pela Aneel em revisões tarifárias desde 2020, que teriam impedido as contas de luz de aumentarem, em média, 5% desde então. Ainda há R\$ 47,6 bilhões a serem ressarcidos aos consumidores.”
(MÁXIMO, Wellton. Sancionada lei que devolve PIS/Cofins cobrado na conta de luz. In: Agência Brasil.)

Desde 2020 a ANEEL buscava retornar aos consumidores esses valores em forma de redução de aumentos nas tarifas. No entanto, com a promulgação da Lei Nº 14.385, de 27 de junho de 2022, a ANEEL deverá fazer revisões extraordinárias para dar celeridade ao retorno desse montante que havia sido subtraído dos consumidores.

Com o final da Bandeira Escassez Hídrica em abril de 2022, existia um déficit a ser suprido, visto que a medida de criação da bandeira não supriu as necessidades financeiras emergenciais provenientes da seca histórica. Sendo assim, alternativas foram buscadas, o que culminou em novos empréstimos a serem feitos em bancos para frear o aumento da conta de energia em 2022.

“Segundo a área técnica da Aneel, sem nenhuma medida de mitigação, a conta de energia subiria 21% em 2022. A operação tem como objetivo evitar que os custos da crise energética de 2021 sejam totalmente repassados aos consumidores neste ano. Com o empréstimo, as distribuidoras assumirão esses custos extras, reembolsando os bancos nos próximos anos.” (MÁXIMO, Wellton. Empréstimo a distribuidoras de energia será de até R\$ 10,8 bilhões. Agência Brasil, 3 fev. 2022. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-06/sancionada-lei-que-devolve-pisconfins-cobrado-na-conta-de-luz#:~:text=Segundo%20a%20Câmara%20dos%20Deputados,média%2C%205%25%20desde%20então>. Acesso em: 15 mar. 2023.)

Esses valores que serão repassados aos bancos para quitar os empréstimos serão repassados ao consumidor na forma de encargo.

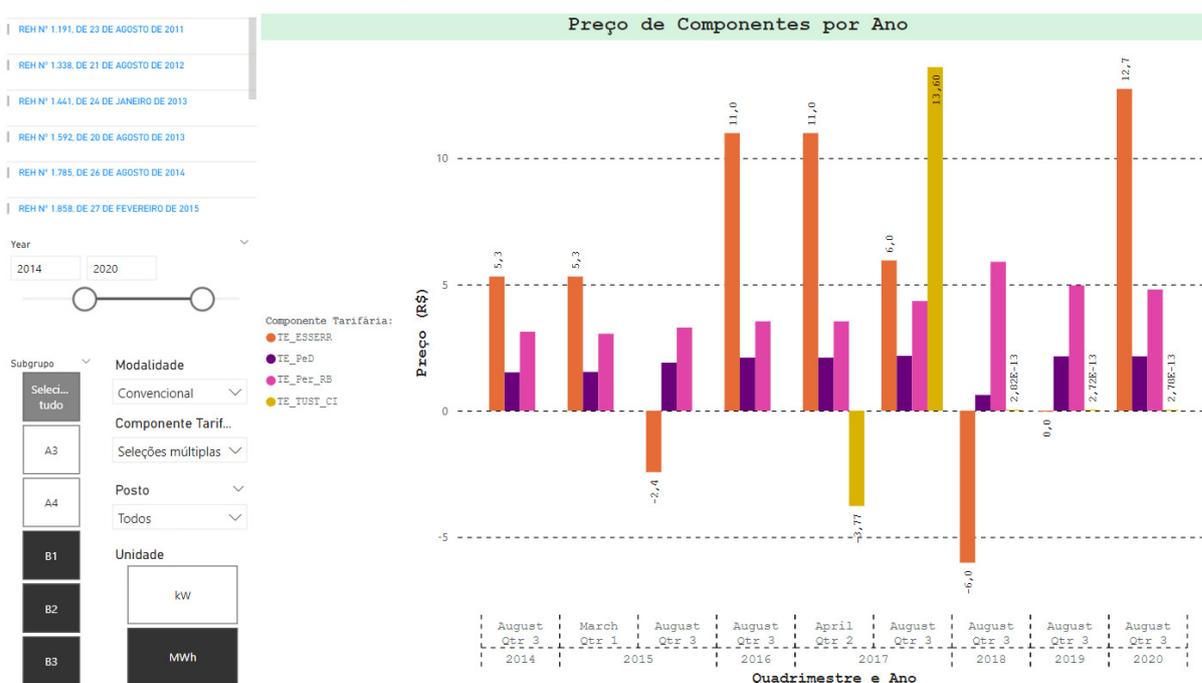
5 ANÁLISE DOS DADOS HISTÓRICOS

Este capítulo demonstrará a análise dos dados nos períodos especificados.

5.1 ELABORAÇÃO DOS GRÁFICOS INTERATIVOS

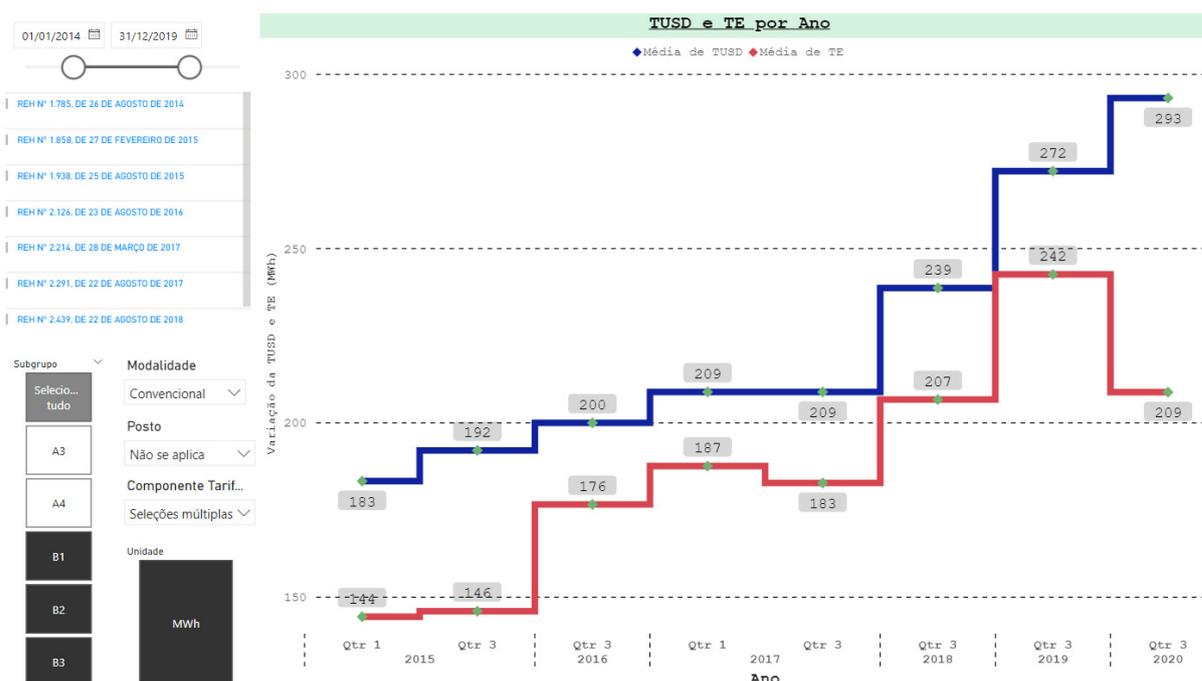
O Microsoft PowerBI foi utilizado para compilar os dados adquiridos sobre as tarifas da Energisa-PB na plataforma PARA e assim montar painéis interativos que agilisassem o trabalho de análise sem perder a precisão. Foram montados dois painéis, um responsável pela análise de componentes (Figura 13) e outro responsável pela análise da TUSD e TE (Figura 14).

Figura 13 - Painel das componentes



Fonte: Autoria própria.

Figura 14 - Painel da TUSD e TE

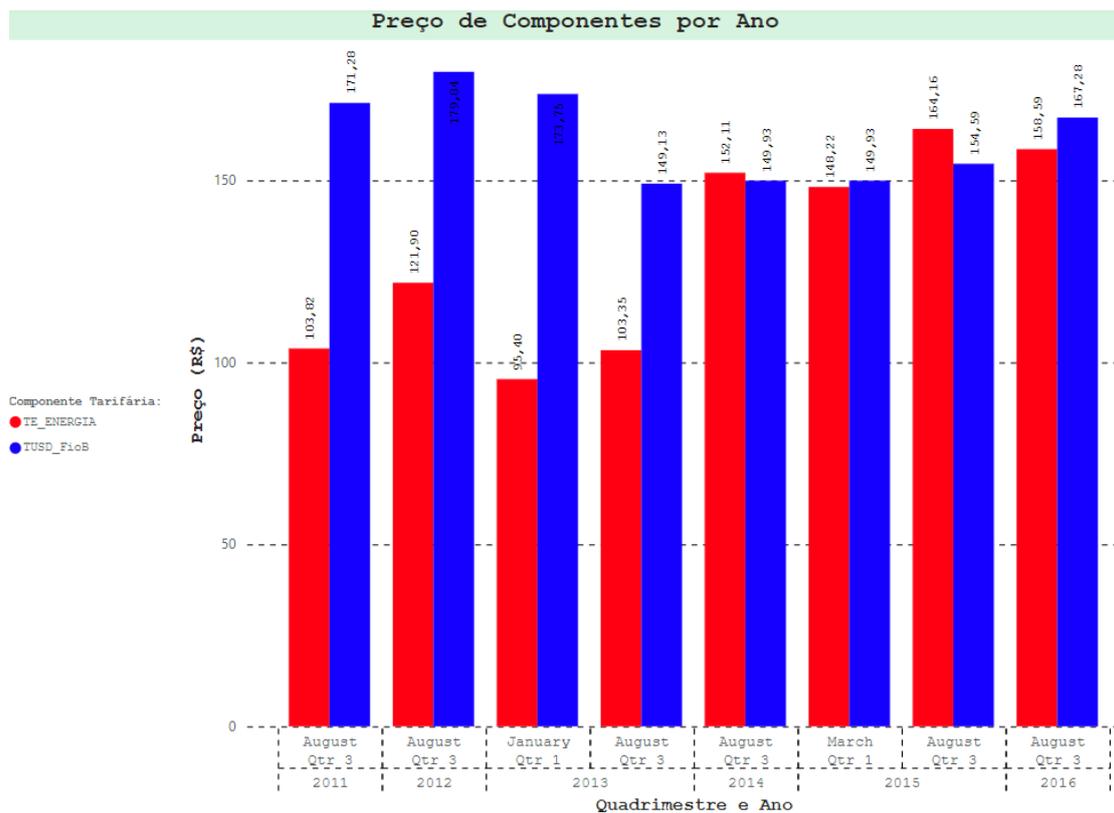


5.2 ANÁLISE DAS COMPONENTES DA EPB APÓS IMPLEMENTAÇÃO DA MP 579

Para uma melhor comparação, reduziu-se os anos observados nesta análise para um período de 5 anos. Na Figura 15 os impactos da MP 579 nas componentes tarifárias são apresentados.

Podemos observar que no ano de 2013, ao obter a média da tarifa de consumo no grupo B e todos os subgrupos (B1, B2 e B3) na tarifa convencional, por exemplo, observamos que houve uma breve queda no do preço do encargo TE Energia no primeiro quadrimestre, graças a MP 579 que foi interpretada por meio da Resolução Homologatória Extraordinária N° 1.441, de 24 de janeiro de 2013, mas já no terceiro quadrimestre, devido a Resolução Homologatória N° 1.592, 20 de agosto de 2013 onde a Revisão Tarifária Periódica foi homologada, esta componente da TE voltou a subir. A TUSD FioB por sua vez, fez o contrário.

Figura 15 - Componentes Tarifárias – EPB (TE Energia em Vermelho e TUSD FioB em Azul).



FONTE: Autoria Própria.

Como mostrado pelos dados no Portal da ANEEL, a Resolução Homologatória Nº 1.592 aponta que ocorreria uma diminuição na composição tarifária de aproximadamente 3,02% na fatura do consumidor, como mostra a Figura 16, extraída do Voto dessa mesma resolução.

Figura 16 - Tabela presente no Voto do Relator.

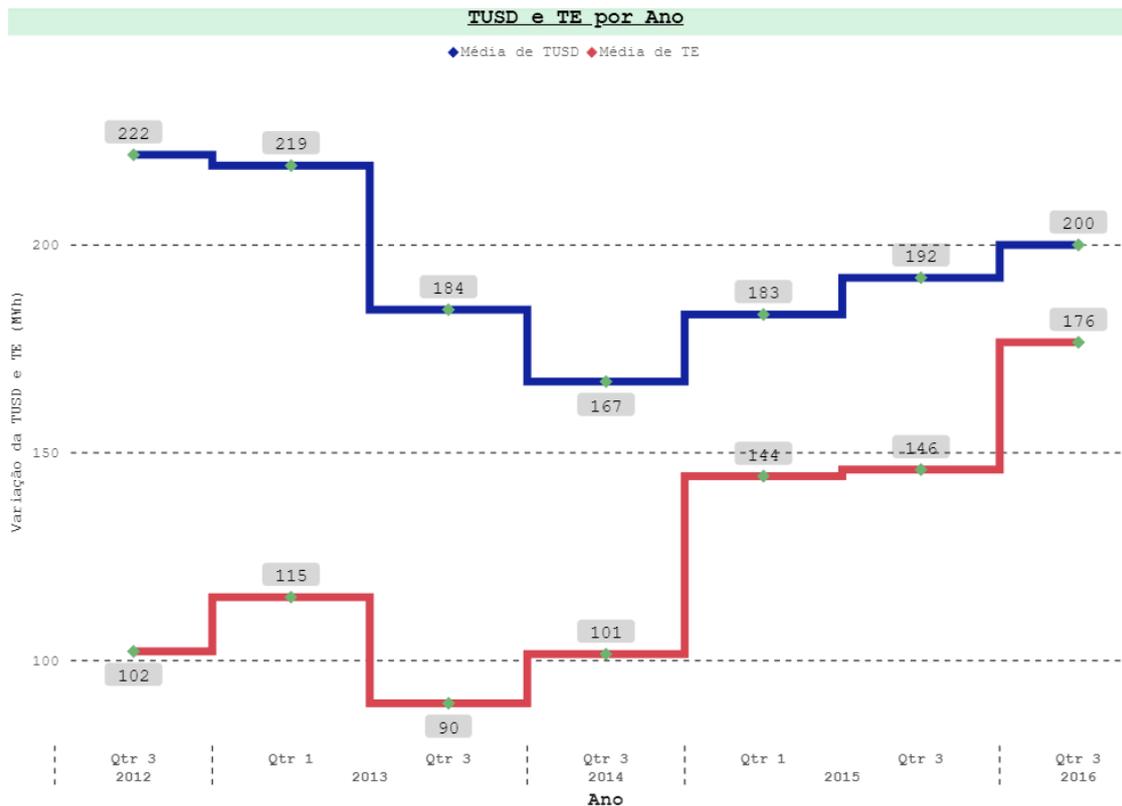
Subgrupo/Classe	Efeito Médio
Efeito Médio Grupo A (a partir de 2,3kV)	-4,03%
Efeito Médio Grupo B (inferior a 2,3kV)	-2,59%
Efeito Médio Total	-3,02%

Fonte: Voto do Relator

Vale salientar que de fato, houve uma diminuição nos encargos que servem para remuneração da distribuidora (TUSD FioB) enquanto os que servem para compra de energia aumentaram (TE Energia).

Quando fazemos a média das tarifas TUSD e TE do ano 2013, podemos notar que houve uma diminuição percentual de 6% na TUSD e enquanto a TE teve um aumento de 18% no mesmo ano, como ilustrado na Figura 17.

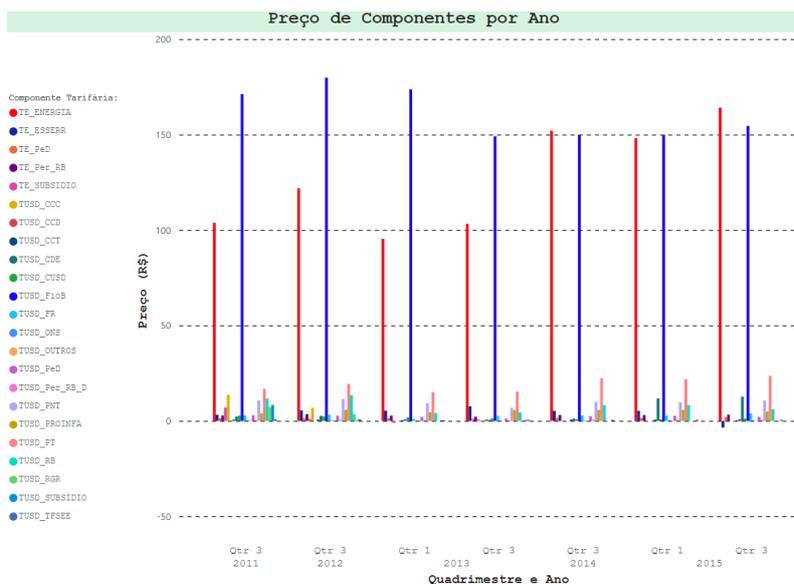
Figura 17 – Variação Média das Tarifas (TE e TUSD) por ano no período da amostra.



Fonte: Autoria Própria

Para efeitos de comparações, a TE Energia e TUSD FioB são as componentes com maior participação na tarifa, como ilustrado na Figura 18.

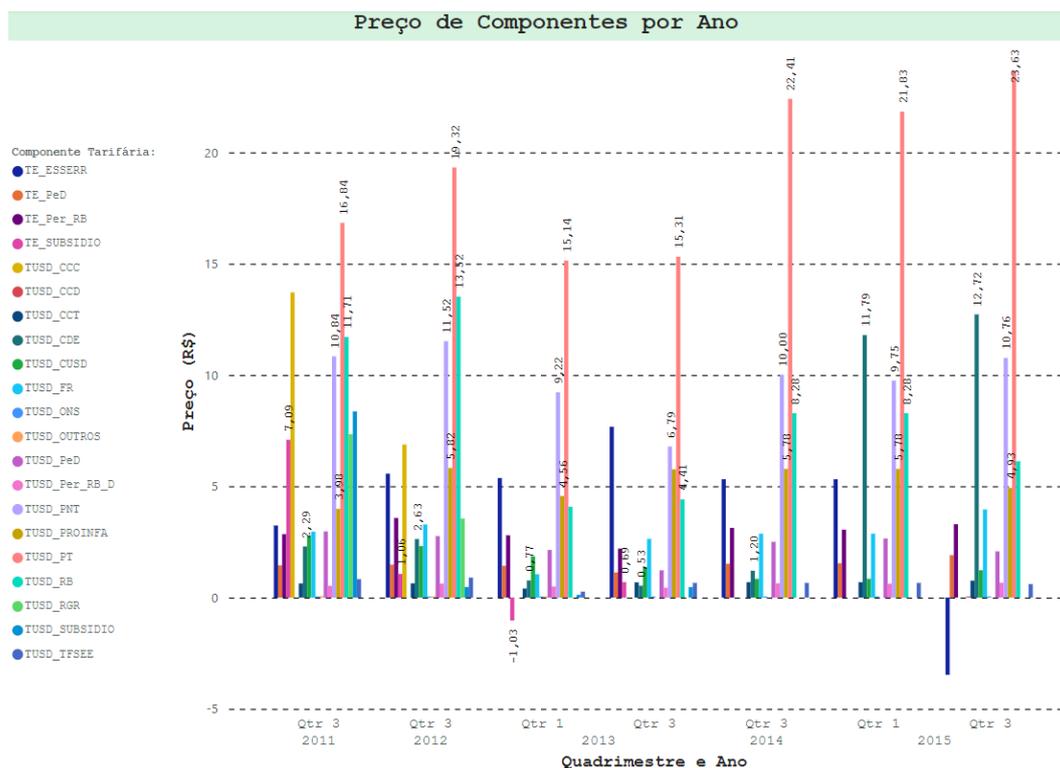
Figura 18 – Demonstração do quanto os valores da TE e TUSD são maiores.



Fonte: Autoria Própria.

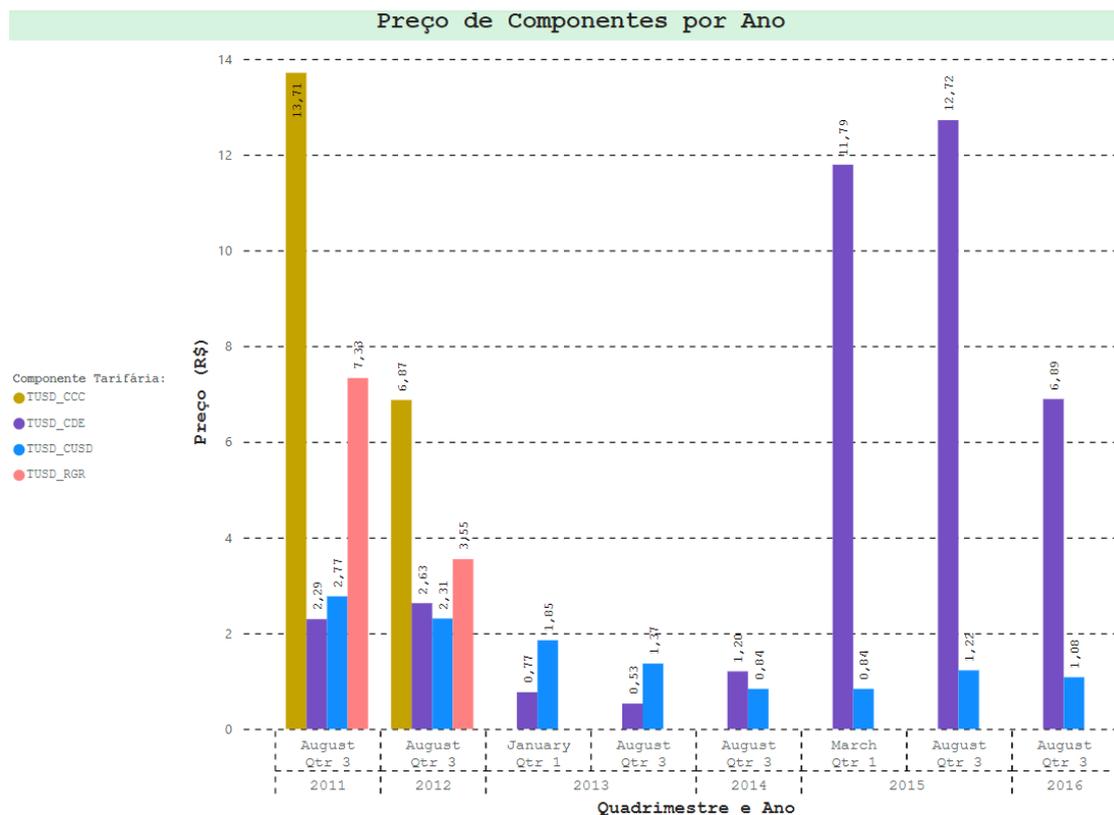
Ao excluirmos a TUSD FioB e TE Energia, como ilustrado na Figura 19, pode-se observar com mais exatidão os efeitos nas componentes de interesse além das componentes que abordam perdas (TE Perdas na Rede Básica, TUSD Perdas Técnicas, TUSD Perdas Não-Técnicas, TUSD Perdas na Rede Básica de Distribuição) ou que não foram impactadas diretamente pela MP 579, pela Lei 12.783 e suas interpretações com base nas resoluções que as abordaram (Figura 20).

Figura 19 – Aproximação ao excluir a TE Energia e TUSD Fio B.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 20 - Histórico dos encargos da TUSD afetados diretamente pela MP 579



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 20 podemos notar a ausência da TUSD CCC e da RGR a partir do primeiro quadrimestre de 2013, como já era esperado, e a diminuição da CDE. Também podemos notar a presença de um encargo de TE Subsídio negativo que, segundo um informativo da FGV Energia:

“No início de 2013, o Tesouro antecipou receitas futuras a que tem direito pelo financiamento à construção da hidrelétrica de Itaipu, e transferiu R\$ 1,9 bilhão à CDE. No entanto, após diversas críticas ao governo pelo uso desse mecanismo contábil, foi anunciado em julho de 2013 que o Tesouro emitiria títulos públicos para a CDE pagar o custo das térmicas e contabilizaria essa despesa como um gasto primário. Até dezembro de 2013, esse custo ficou em R\$ 9,9 bilhões.” (COSTELLINI, Clara; HOLLANDA, Lavinia. Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. Informativo de Energia - FGV Energia, Brasil, 31 mar. 2014. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_setor_eletrico_0.pdf. Acesso em: 21 jun. 2022.)

A partir do terceiro quadrimestre, esse encargo se torna positivo e o valor cobrado pela CDE aumenta. Outros pontos que podem ser notados, é a diminuição da

TUSD CUSD, encargo responsável pelos contratos de uso do sistema de distribuição, que foi afetado devido a não renovação de contratos vincendos que são tratados na MP 579.

No entanto, a partir de 2015 podemos notar o aumento notável dessas mesmas componentes, fruto da insustentabilidade provocada pela falta de arrecadação dos ativos das empresas.

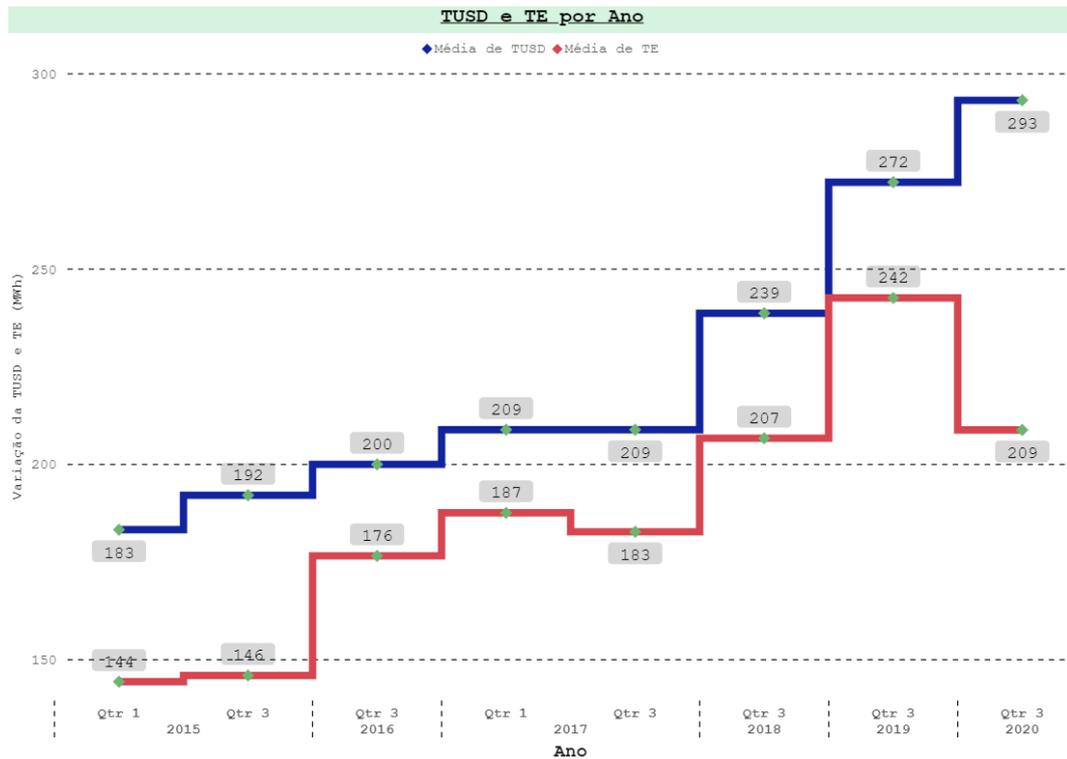
5.3 ANÁLISE SOBRE IMPLEMENTAÇÃO DAS BANDEIRAS

Como explicado na seção 2.6 (Bandeiras Tarifárias), as bandeiras possuem o intuito de promover um retorno imediato para as distribuidoras e buscar mostrar um melhor entendimento dos consumidores.

É importante notar que a implementação total das bandeiras é no mesmo período turbulento ocasionado pela MP 579. Nos anos que sucederam a implementação, vemos que na Energisa-PB a média de tarifas no grupo B (B1, B2 e B3) na modalidade convencional, o custo das tarifas de energia permaneceu constante, quase que acompanhando a TUSD.

Por coincidência, após as revisões de cálculo e metodologia das Bandeiras, proporcionadas pela ANEEL em 2019, o custo da TE teve uma variação considerável quando se compara com a TUSD, como ilustrado na Figura 21.

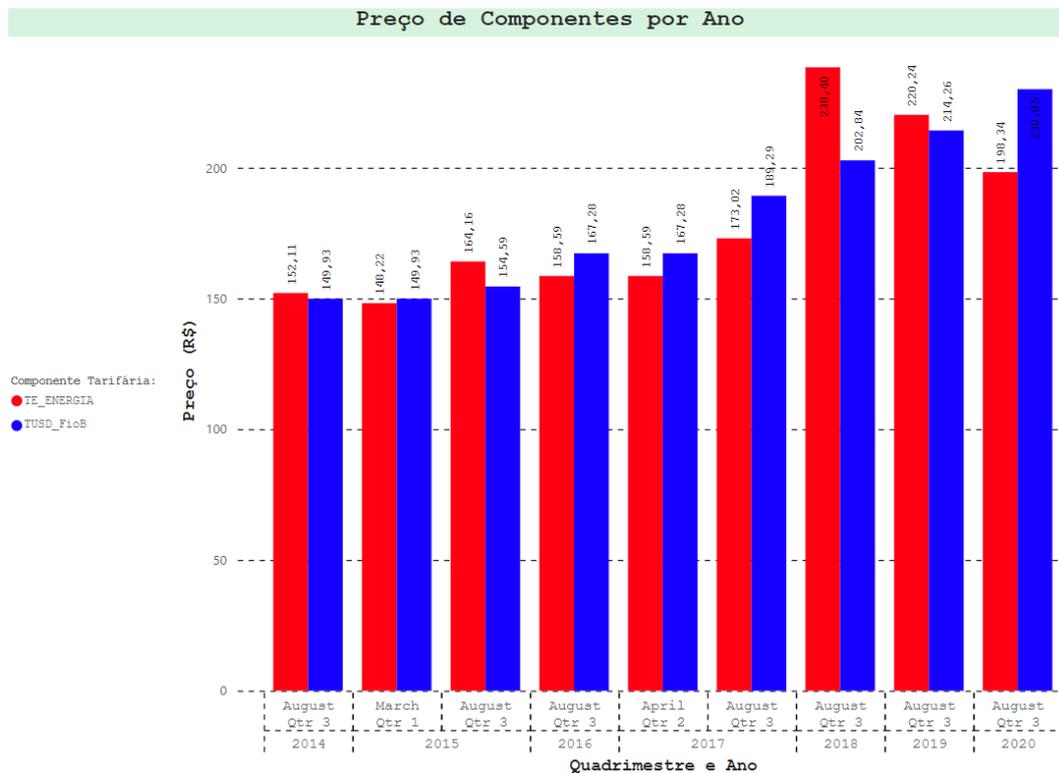
Figura 21 - Variação da TE e TUSD na Energisa PB, no período de 2015 a 2020.



Fonte: Autoria própria

Quando falamos dos encargos, observamos (Figura 22) que para TE Energia e TUSD FioB, a média desses encargos não segue o padrão visto anteriormente, o que indica que as outras componentes estejam afetando o preço da TE e não somente os custos de geração.

Figura 22 - Componentes TE Energia e TUSD FioB.



Fonte: Autoria própria

Para uma melhor análise, separou-se as componentes da TE, excluindo a TE Energia, que já foi apresentada, compondo a Figura 23. Nota-se que o encargo TE ESSERR que serve para garantia de fornecimento de energia se torna negativo no segundo reajuste tarifário de 2015, no entanto aumenta drasticamente nos reajustes seguintes.

Pode-se dizer que há uma certa duplicidade envolvida do acionamento de termoelétricas, que são usadas em períodos de seca, visto que as bandeiras tarifárias e o encargo ESSERR, em essência, tem a mesma utilidade. No entanto, mesmo após a implementação das bandeiras, o ESSERR ainda é cobrado e proporciona aumentos significativos na conta de energia.

A própria ANEEL reafirma isso, como mostrado no item 10 da Nota Técnica nº 68/2017-SGT/ANEEL, de 24 de março de 2017:

“10. O item de Parcela A utilizado para fazer frente aos custos com os pagamentos da Energia de Reserva é denominado Encargo de Energia de Reserva (EER) e integra a tarifa da concessionária, juntamente com o Encargo de Serviços do Sistema (ESS), compondo o item denominado ESS/ERR. Esse item possui uma natureza de imprevisibilidade, já que o

custo de Energia de Reserva depende da geração efetiva total das usinas que firmaram contratos de energia de reserva em um determinado ano. Essa geração efetiva está sujeita a variações em função de atrasos na entrada em operação de novos empreendimentos, flutuações no regime de ventos no caso das usinas eólicas, entre outros fatores. Portanto, o valor encaminhado pela CCEE, representa tão somente uma estimativa dos custos de Energia de Reserva. O mesmo vale para o ESS, cujo comportamento depende fundamentalmente do despacho térmico e das restrições operativas e elétricas.”

Há a adição de um encargo negativo referente a retirada da cobertura da Energia de Reserva, que era destinada a usina de Angra III, que posteriormente tornou-se positivo, aumentando a tarifa. Podemos notar também, que em alguns anos o encargo do ESSERR também fica negativo.

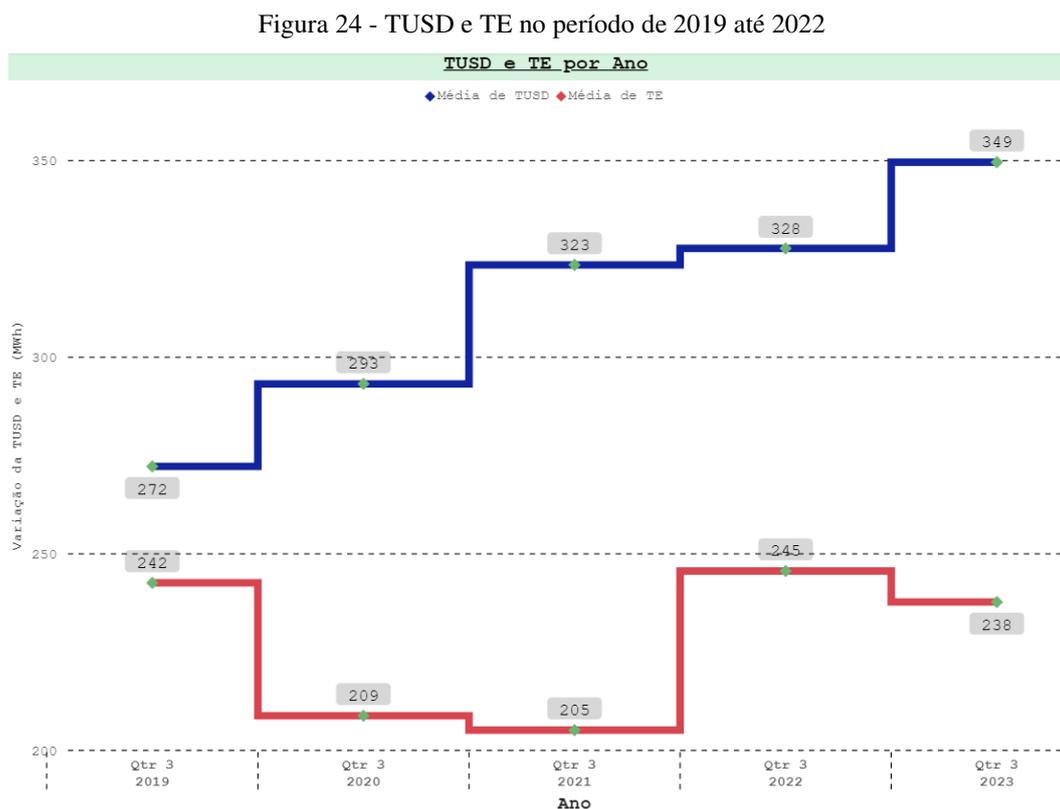
Figura 23 - Encargos da TE relativas as Bandeiras.



Fonte: Autoria própria

5.4 ANÁLISE DO PERÍODO DE 2019 ATÉ 2022

Como explicado anteriormente, o período de 2020 até 2022 foi um período conturbado para o setor elétrico. Ao usarmos o ano de 2019 como referência de normalidade, percebemos que a Energisa-PB aumentou de forma gradativa a tarifa da TUSD, enquanto a TE permaneceu em altos e baixos (Figura 24).

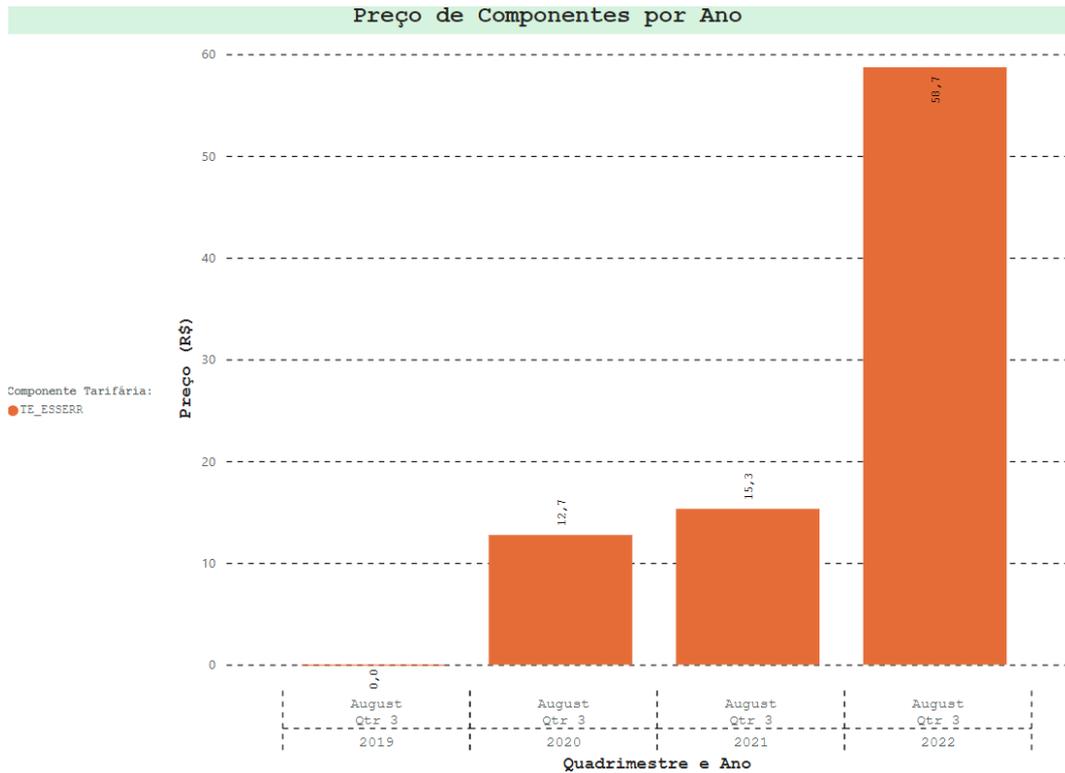


Fonte: Autoria própria.

Em 2018, ano relativamente abundante e sem bandeiras tarifárias, não vimos um aumento no encargo ESSERR tanto é que em 2019 estava zerado, com ilustrado na Figura 25. Já o ano de 2019 teve certas dificuldades de geração, que foram repassadas para esse encargo.

Notamos um aumento de quase 400% nesse encargo em 2022, devido à seca histórica no ano de 2021, comprovando mais uma vez que as bandeiras tarifárias não só são um mecanismo de retorno imediatista para as distribuidoras, mas uma forma de conscientização do consumidor em relação ao uso da energia elétrica.

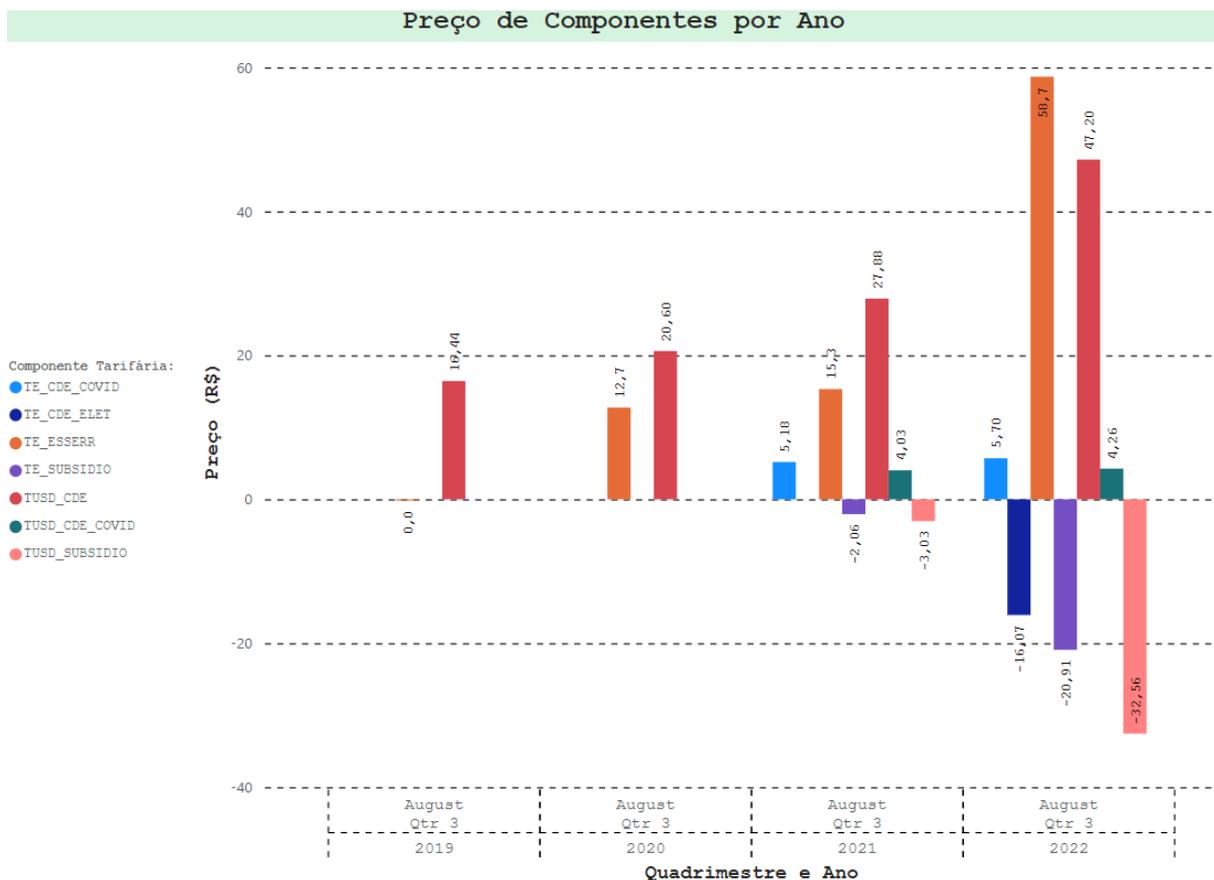
Figura 25 - Encargo ESSERR no período indicado.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 26, podemos notar que a partir de 2020 há um aumento crescente da TUSD CDE além da inclusão de novas componentes que são fruto dos artifícios implantados na época. Podemos perceber que os encargos negativos realmente apresentam uma parcela considerável, conseguindo segurar os aumentos que foram proporcionados após revezes dos anos analisados.

Figura 26 - Encargos incluídos nos anos analisados.

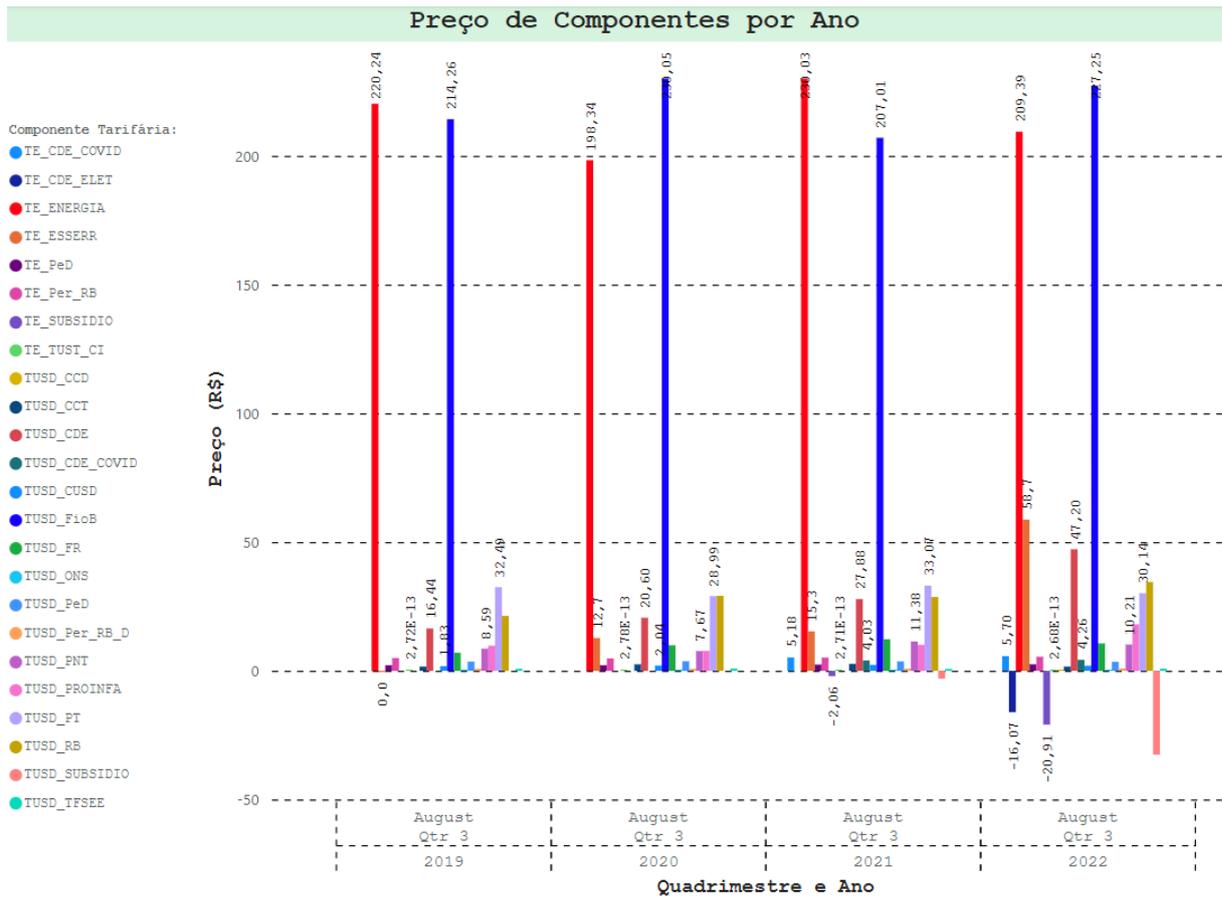


FONTE: AUTORIA PRÓPRIA

Analisando a Figura 27, podemos notar que atualmente as tarifas principais (TUSD e TE) estão extremamente fragmentadas em outros encargos, o que para consumidores leigos, torna quase impossível a compreensão do que está vindo em sua conta.

Importante salientar que os encargos negativos que têm função de refrear o aumento tarifário são fruto de empréstimos que futuramente irão ser cobrados nas tarifas de forma positiva.

Figura 27 - Encargos atuais.



Fonte: Autoria própria.

6 CONCLUSÕES

É notável depois da análise dos períodos mais conturbados do setor elétrico que o fulcro de todo aumento ou redução de energia não é ocasionado simplesmente por tributos, geração ou consumo, mas também pelo uso do setor elétrico como instrumento político.

O setor elétrico é um ambiente sensível a mudanças e ações bruscas, portanto essa sensibilidade também deveria ser aplicada e levada em consideração ao aplicar instrumentos políticos sobre este.

As previsões para os anos futuros são alarmantes quanto ao preço da tarifa do mercado regulado, visto que há vários encargos frutos de empréstimos usados para diminuir a conta do consumidor, mas que precisarão ser quitados e a única saída é a cobrança em forma de encargos positivos.

No mais, este trabalho foi capaz de cumprir com o que foi teorizado, inclusive apresentando um mundo que passa despercebido pela Engenharia Elétrica por envolver mais teoria que a prática.

Em trabalhos futuros, com o banco de dados extenso do PARA, pode-se aumentar o escopo do estudo para todo Brasil, ou analisar outros estados de forma pontual. É possível também integrar os gráficos interativos dentro do próprio PARA, possibilitando pesquisas mais visuais e específicas de um certo período.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Ofício nº 54, de 22 de julho de 2022. 54/2022-DIR/ANEEL. **GT13 – Energia Elétrica – Esclarecimento de dúvidas acerca da finalidade dos componentes tarifários da TE, da TUSD e dos encargos setoriais. Processo nº 12004.100605/2022-62**, [S. l.], 22 jul. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/Ofcio202254ME_ICMSRFBC48576.000375.2022.00.pdf. Acesso em: 10 out. 2022.

BRASIL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 649, de 27 de fevereiro de 2015. REN 649. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 649, DE 27 DE FEVEREIRO DE 2015**, [S. l.], 27 fev. 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015649.pdf>. Acesso em: 14 set. 2022.

BRASIL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020. REN 885. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 885, DE 23 DE JUNHO DE 2020**, [S. l.], 23 jun. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-n-885-de-23-de-junho-de-2020-263039015>. Acesso em: 7 abr. 2023.

BRASIL, ATOS DO PODER EXECUTIVO. Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020. MP 950. **MEDIDA PROVISÓRIA Nº 950, DE 8 DE ABRIL DE 2020**, [S. l.], 8 abr. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-950-de-8-de-abril-de-2020-251768271>. Acesso em: 2 maio 2023.

BRASIL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**, [S. l.], 7 nov. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 1 jul. 2022.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - CASA CIVIL. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Decreto nº 7.891. **DECRETO Nº 7.891, DE 23 DE JANEIRO DE 2013**, [S. l.], 23 jan. 2013. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Decreto/D7891.htm. Acesso em: 15 out. 2022.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - CASA CIVIL. MEDIDA PROVISÓRIA nº 579, de 11 de setembro de 2012. MP 579. **MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012**, [S. l.], 7 nov. 2012. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm. Acesso em: 3 jul. 2022.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - CASA CIVIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Lei nº 12.783. **LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.**, [S. l.], 11 jan. 2013. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm. Acesso em: 15 out. 2022.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - SECRETARIA-GERAL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Lei 14.182. **LEI Nº 14.182, DE 12 DE JULHO DE 2021**, [S. l.], 12 jul. 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm. Acesso em: 7 abr. 2023.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - SECRETARIA-GERAL. Lei nº 14.385, de 27 de junho de 2022. Lei 14.385. **LEI Nº 14.385, DE 27 DE JUNHO DE 2022**, [S. l.], 27 jun. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14385.htm. Acesso em: 18 abr. 2023

COSTELLINI, Clara; HOLLANDA, Lavinia. **Informativo de Energia**: Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. [S. l.], 31 mar. 2014. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_setor_eletrico_0.pdf. Acesso em: 9 ago. 2022.

CABRAL, Bruno Baima Costa. **A tarifa de energia elétrica e os encargos setoriais incidentes para financiar o desenvolvimento do setor bem como as políticas**

energéticas do governo federal. 2012. Monografia (Pós-graduação em Direito de Regulação) - Instituto Brasiliense de Direito Público, [S. l.], 2012. Disponível em: https://repositorio.idp.edu.br/bitstream/123456789/411/1/Monografia_Bruno%20Baima%20Costa%20Cabral.pdf. Acesso em: 16 fev. 2023.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. **TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.** In: CARÇÃO, João Francisco de Castro. **Tarifas de energia elétrica no brasil.** 2011. TCC (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31102011-121410/publico/Dissertacao_Joao_Francisco_de_C_Carcao.pdf. Acesso em: 11 jul. 2022.

COMPOSIÇÃO da tarifa de energia elétrica. [S. l.]: Agência de Notícias da Indústria, 17 nov. 2021. Disponível em: https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/inovacao-e-tecnologia/composicao-da-tarifa-de-energia-eletrica/#:~:text=play_circle_outline,A%20tarifa%20de%20energia%20elétrica%20é%20composta%20pelos%20valores%20de,a%20Contribuição%20para%20Iluminação%20Pública.)). Acesso em: 14 jan. 2023.

DELGADO, Marco. **Tarifas de energia elétrica.** Estado de Minas, 22 jan. 2019. Disponível em: <https://abradee.org.br/tarifas-de-energia-eletrica-estado-de-minas-marco-delgado/>. Acesso em: 7 jul. 2022.

DENIZ, Elisa; CERATTI, Mariana; CARVALHO, Patrícia. **O Brasil pode se tornar mais rico e mais verde:** Grupo Banco Mundial descreve oportunidades de ação climática e crescimento. Brasília, 4 maio 2023. Disponível em: <https://www.worldbank.org/pt/news/press-release/2023/05/04/brazil-can-be-both-richer-and-greener-world-bank-group-outlines-opportunities-for-climate-action-and-growth>. Acesso em: 25 jul. 2023.

IRIBARREM, Fabricio. **O fim da tarifa convencional.** [S. l.]: Safras & Cifras, 15 abr. 2013. Disponível em: <https://www.agrolink.com.br/colunistas/coluna/o-fim-da-tarifa->

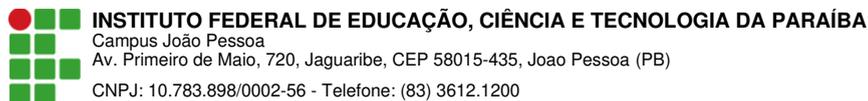
convencional_386722.html#:~:text=Contudo%2C%20o%20dinamismo%20do%20setor ,consumo%20(kWh)%2C%20pagam%20em. Acesso em: 8 jul. 2022.

NETO, Urias Martiniano. **Os impactos da Lei nº 13.360/2016 no Setor Elétrico brasileiro**. [S. l.], 23 nov. 2016. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2016/11/os-impactos-da-lei-n-133602016-no-setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 16 ago. 2022.

RESENHA Mensal: o consumo nacional de energia elétrica, em agosto de 2022, expandiu 3,0% em comparação com mesmo mês de 2021. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resenha-mensal-o-consumo-nacional-de-energia-eletrica-em-agosto-de-2022-expandiu-3-0-em-comparacao-com-mesmo-mes-de-2021>. Acesso em: 10 out. 2022.

ROMANO, Rogério Tadeu. **A cláusula ouro**. Teresina: Jus, 6 jun. 2018. Disponível em: <https://jus.com.br/artigos/66321/a-clausula-ouro>. Acesso em: 14 ago. 2022.

MERCADO Livre de Energia. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 9 jul. 2022.



Documento Digitalizado Restrito

TCC

Assunto: TCC
Assinado por: Patrick Yohan
Tipo do Documento: Anexo
Situação: Finalizado
Nível de Acesso: Restrito
Hipótese Legal: Informação Pessoal (Art. 31 da Lei no 12.527/2011)
Tipo do Conferência: Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- Patrick Yohan Alves de Abreu Farias, ALUNO (20172610036) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA, em 17/08/2023 15:41:47.

Este documento foi armazenado no SUAP em 17/08/2023. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 913076
Código de Autenticação: a88166cbc2

