



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - UFC
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AMANDA MENDES GONÇALVES DE OLIVEIRA

PANDEMIA DE COVID-19 E O SETOR ELÉTRICO:
IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO

FORTALEZA

2022

AMANDA MENDES GONÇALVES DE OLIVEIRA

PANDEMIA DE COVID-19 E O SETOR ELÉTRICO:
IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^ª. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- O45p Oliveira, Amanda Mendes Gonçalves de.
Pandemia de COVID-19 e o setor elétrico : impactos e medidas de mitigação / Amanda Mendes Gonçalves de Oliveira. – 2022.
87 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.
1. Pandemia. 2. COVID-19. 3. Impactos. 4. Reajustes tarifários. I. Título.

CDD 621.3

AMANDA MENDES GONÇALVES DE OLIVEIRA

PANDEMIA DE COVID-19 E O SETOR ELÉTRICO:
IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Aprovado em: 11/02/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. Wyara Maria Carlos Souza Pontes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. Rita Maria Bezerra Marques
Enel Distribuição Ceará (ENEL CE)

RESUMO

A pandemia de COVID-19 impactou a sociedade brasileira nos âmbitos social e econômico. Os setores econômicos foram afetados pelas medidas sanitárias e, conseqüentemente, a renda familiar diminuiu. Dentre os setores afetados está o setor elétrico. Os caixas das distribuidoras perderam liquidez no ano de 2020 e, para os reajustes tarifários de 2021, estimou-se 20% de aumento, o que seria insustentável para a população brasileira tendo em vista a situação econômica do país. Este trabalho tem como objetivo analisar quais os principais impactos da pandemia no setor e nas tarifas de energia elétrica e quais medidas foram adotadas pelo poder concedente a fim de minimizar estes impactos, em especial sobre as tarifas. Como metodologia foram realizadas pesquisas bibliográficas e documentais. Destaca-se como principais efeitos da pandemia a falta de liquidez no caixa das distribuidoras, o aumento da sobrecontratação de energia, que acontece quando a energia contratada pela distribuidora está acima do que é demandado pela carga, e aumento dos custos a serem repassados ao consumidor pela tarifa de energia elétrica. Os problemas apontados foram causados pela retração do mercado e do faturamento de energia elétrica, manutenção das obrigações contratuais e dos custos operacionais, aumento dos índices inflacionários e valorização do dólar. Percebeu-se que os agentes setoriais implementaram medidas que buscaram ajudar as concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a resolver estes três problemas. Conclui-se, portanto que, as medidas adotadas foram benéficas aos consumidores, uma vez que cumpriu seu objetivo de reduzir os reajustes tarifários, e às distribuidoras, provendo maior liquidez ao caixa destas empresas e mantendo o equilíbrio econômico-financeiros das concessões. Entre as ações realizadas estão os empréstimos da Conta-COVID, que proveu liquidez de caixa às distribuidoras durante o ano de 2020, e as devoluções dos valores desta, que desonerou a tarifa nos processos de 2021. Ainda como medidas para desonerar a tarifa durante os processos tarifários foram implementadas a devolução dos valores de PIS/COFINS em decorrência da retirada do ICMS da base de cálculo destes tributos, o reperfilamento da transmissão que diz respeito ao pagamento de indenizações devidas às transmissoras de energia pela renovação contratual ocorrida em 2013, a antecipação das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, a utilização do saldo da conta de comercialização de Itaipu, a reversão de receitas para modicidade tarifária e os diferimentos solicitados pelas distribuidoras. No reajuste tarifário da ENEL Distribuição Ceará, foi observado uma desoneração de cerca de R\$ 1 bilhão, que representou uma queda de 20,23% no percentual final de reajuste das tarifas. Já no caso de sobrecontratação de energia, a utilização

do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) e do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN A-1) foi apenas parcialmente efetiva, tendo em vista que a sobrecontratação de energia em 2020 foi de 109,1%, acima do limite regulatório de 105%.

Palavras-chave: pandemia; COVID-19; impactos; reajuste tarifário.

ABSTRACT

The COVID-19 pandemic has impacted Brazilian society in the social and economic spheres. The economic sectors were affected by the sanitary measures and, consequently, the family income decreased. Among the affected sectors is the electricity sector. The distributors' cashiers lost liquidity in 2020 and, for the 2021 tariff adjustments, an increase of 20% was estimated, which would be unsustainable for the Brazilian population in view of the country's economic situation. This work aims to analyze the main impacts of the pandemic on the sector and on electricity tariffs and what measures were adopted by the granting authority in order to minimize these impacts, especially on tariffs. As a methodology, bibliographic and documental research were carried out. The main effects of the pandemic are the lack of liquidity in the distributors' cash, the increase in energy overcontracting, which happens when the energy contracted by the distributor is above what is demanded by the load, and the increase in costs to be passed on to the consumer. by the electricity tariff. The problems mentioned were caused by the downturn in the market and in electricity billing, maintenance of contractual obligations and operating costs, increase in inflation rates and appreciation of the dollar. It was noticed that the sectorial agents implemented measures that sought to help the concessionaires and permissionaires of the public electric energy distribution service to solve these three problems. It is concluded, therefore, that the measures adopted were beneficial to consumers, since it fulfilled its objective of reducing tariff readjustments, and to distributors, providing greater liquidity to the cash of these companies and maintaining the economic-financial balance of the concessions. Among the actions carried out are the COVID-Account loans, which provided cash liquidity to distributors during 2020, and the refunds of the latter, which exempted the tariff in the 2021 processes. Also as measures to relieve the tariff during the tariff processes were implemented, the return of PIS/COFINS values due to the withdrawal of ICMS from the calculation base of these taxes, the reprofiling of the transmission regarding the payment of indemnities due to energy transmitters for the contractual renewal that took place in 2013, the anticipation of the revenues from exceeding demand and surplus of reactives, the use of the balance of the Itaipu commercialization account, the reversal of revenues for low tariffs and the deferrals requested by the distributors. In the tariff readjustment of ENEL Distribuição Ceará, there was a reduction of around R\$ 1 billion, which represented a 20.23% drop in the final percentage of tariff readjustment. In the case of energy overcontracting, the use of the Surplus Sale Mechanism (SSM) and the New Energy Surplus and Deficit Compensation Mechanism

(NESDCM A-1) was only partially effective, given that the energy overcontracting in 2020 it was 109.1%, above the regulatory limit of 105%.

Keywords: pandemic; COVID-19; impacts; tariff readjustment.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1 – Estrutura da Setor Elétrico Brasileiro
- Figura 2 – Comparativo da tarifa residencial (R\$/MWh) com IPCA e IGP-M (2010 - 2021)
- Figura 3 – Composição da tarifa de energia elétrica
- Figura 4 – Participação do ICMS sobre a receita por Estado para o ano de 2021
- Figura 5 – Benefícios Tarifários – Percentuais de Desconto
- Figura 6 – Perfil de carga SIN: verão e inverno
- Figura 7 – Perfil de carga SIN: dia útil e fim de semana
- Figura 8 – Evolução do consumo de energia elétrica e do número de casos de COVID-19
- Figura 9 – Carga média diária e perfil de carga SIN: dia útil durante pandemia
- Figura 10 – Redução de carga por estado brasileiro
- Figura 11 – Previsão de carga do SIN para os anos entre 2020 e 2024
- Figura 12 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Residencial
- Figura 13 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Comercial
- Figura 14 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Industrial
- Figura 15 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Poder Público
- Figura 16 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará (2017 – 2020)
- Figura 17 – Balanço Energético Contabilizado em 2020
- Figura 18 – Inadimplência das Distribuidoras (2020)
- Figura 19 – Medidas de mitigação: cenário base
- Figura 20 – Detalhes da CONTA-COVID
- Figura 21 – Recursos P&D e PEE: passivo e corrente
- Figura 22 – Resumo das ações abertas pelas distribuidoras para devolução do PIS/COFINS
- Figura 23 – Quota de rateio dos recursos da Conta de Comercialização de Itaipu
- Figura 24 – Componentes financeiros: Reajuste Tarifário Anual 2021 da ENEL CE

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos consumidores cativos para fins de aplicação das tarifas de energia elétrica

Tabela 2 – Medidas de desoneração tarifária e resultados

Tabela 3 – Medidas de desoneração tarifária utilizadas no reajuste tarifário da ENEL CE

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FGV	Fundação Getúlio Vargas
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCSDEN	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits Energia Nova
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MRE	Mecanismo de realocação de energia

MVE	Mecanismo de Venda de Excedentes
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Programa Pesquisa e Desenvolvimento
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RAP	Receita Anual Permitida
RBNI	Rede Básica Novas Instalações
RBSE	Rede Básica Sistema Existente
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UDER	Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	13
1.2	Objetivos	14
1.3	Estrutura do Trabalho	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	16
2.2	Histórico das tarifas de energia elétrica	18
2.3	Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição	21
2.3.1	Parcela A	23
2.3.1.1	<i>Custos de Aquisição de Energia Elétrica</i>	23
2.3.1.2	<i>Custos com Transporte de Energia Elétrica</i>	24
2.3.1.3	<i>Encargos Setoriais</i>	25
2.3.2	Parcela B	26
2.3.2.1	<i>Custos Operacionais</i>	26
2.3.2.2	<i>Receitas Irrecuperáveis</i>	27
2.3.2.3	<i>Depreciação e Remuneração de Capital</i>	27
2.3.2.4	<i>Outras Receitas</i>	27
2.3.3	Tributos	28
2.3.4	Tarifas homologadas e classificação dos clientes cativos	30
3	A PANDEMIA DE COVID-19 E O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	32
3.1	Impactos do isolamento social no setor elétrico: Visão do ONS	35
3.2	Impactos do isolamento social no setor elétrico: Visão das distribuidoras	40
4	MEDIDAS DE ATENUAÇÃO DO IMPACTO DA PANDEMIA NO SETOR ELÉTRICO	47
4.1	Medidas de mitigação do impacto tarifário sobre as distribuidoras	49
4.1.1	Conta-COVID	50
4.1.2	Recursos de P&D e PEE	51
4.1.3	Devolução de PIS/COFINS	53
4.1.4	Reperfilamento da transmissão - RBSE	55

4.1.5	<i>Receitas para modicidade tarifária</i>	56
4.1.6	<i>Antecipação de UDER</i>	57
4.1.7	<i>Itaipu</i>	57
4.1.8	<i>Diferimento de Parcela B</i>	58
4.2	Resultados das ações de mitigação tarifária	59
4.3	Estudo de caso: Reajuste Tarifário 2021 da concessionária do estado do Ceará 60	
5	CONCLUSÃO	64
	REFERÊNCIAS	67

1 INTRODUÇÃO

Ao final de 2019, a China se deparou com uma nova cepa do vírus coronavírus, o SARS-COV-2, causador da COVID-19. O vírus se espalhou mundialmente, sendo classificada como pandemia pela OMS em março de 2020. Com a rápida disseminação do vírus e o número alarmante de casos e de ocupação de leitos hospitalares, foram adotadas medidas que evitassem a propagação da doença. Entre as medidas sanitárias adotadas estavam a higienização das mãos, o uso de máscara e o distanciamento social.

Com o crescimento de contaminados, muitos países adotaram o distanciamento social rígido, ou *lockdown*, para conter o avanço da doença. No Brasil não foi diferente. Com o endurecimento das medidas de distanciamento, o comércio, a indústria e os serviços não-essenciais tiveram suas atividades suspensas. Esta medida levou ao encerramento das atividades de muitos comércios e indústrias, à demissão de funcionários e à redução da renda familiar brasileira, com conseqüente redução do consumo.

Dentro deste cenário, o setor elétrico também foi afetado. As medidas de isolamento levaram a atrasos nos investimentos, redução de demanda e consumo, aumento das perdas não-técnicas e da inadimplência e diminuição das atividades de manutenção. A perda de mercado aliada a valores de IPCA e IGPM elevados fizeram com que os reajustes tarifários no ano de 2021 tivessem estimativa de aumento médio de 20% no valor da tarifa, aumento considerável se comparado aos reajustes da concessionária do estado do Ceará de 4,96%, 8,22% e 3,94% para os anos de 2018, 2019 e 2020, respectivamente. Reajustes em 2021 no patamar estimado seriam insustentáveis não somente para a população em geral, mas também para os diversos setores da economia.

1.1 Justificativa

Sendo assim, este trabalho justifica-se pela relevância que a energia elétrica tem na sociedade brasileira e o impacto que a pandemia teve sobre o setor elétrico. A energia elétrica possui caráter de bem público e é um serviço essencial que deve estar disponível a todos. Uma elevação tarifária faz com que muitos cidadãos deixem de ter acesso a ela, tendo em vista a impossibilidade de pagar pela mesma. Sendo assim é fundamental que o governo seja capaz de garantir a universalização do serviço a um preço sustentável ao consumidor. Por outro lado, o mesmo deve preservar as concessões garantindo o cumprimento dos contratos e o equilíbrio econômico-financeiro destas.

Diante do exposto, as distribuidoras e consumidores foram os mais afetados dentre os integrantes do setor elétrico. As distribuidoras sofreram, principalmente, com a perda de liquidez de caixa e os consumidores, com o aumento das tarifas de energia elétrica e perda da renda familiar. Este trabalho visa responder a seguinte pergunta: Quais medidas foram adotadas pelo poder concedente a fim de amparar empresas e consumidores? Estas medidas foram suficientes para solucionar os problemas e mitigar os aumentos tarifários?

1.2 Objetivos

Com base nas questões apontadas, e no estudo do tema, este trabalho tem como objetivo investigar os efeitos das medidas adotadas pelo poder concedente no combate ao impacto da Covid-19 sobre concessionários do setor elétrico e consumidores e concluir se foram suficientes para resolver a falta de liquidez de caixa das distribuidoras em 2020 e desonerar a tarifa de energia elétrica em 2021 a patamares suportáveis pelos consumidores, sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e permissões do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Para tanto, foram definidos objetivos específicos:

- a) Compreender a estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro e a estrutura tarifária vigente;
- b) Conhecer os principais problemas enfrentados pelas empresas do setor elétrico em decorrência da pandemia;
- c) Evidenciar as políticas públicas e ações tomadas pelo poder concedente visando reduzir o impacto sobre concessionários e consumidores;
- d) Evidenciar os impactos destas medidas na tarifa final, utilizando para tanto um estudo de caso da concessionária de distribuição do estado do Ceará.

Para alcançar os objetivos foram realizadas pesquisas de caráter bibliográfico e documental. Desta forma, foram utilizadas legislações vigentes durante o período de interesse, resoluções e procedimentos regulamentados pela ANEEL, notícias veiculadas na internet e trabalhos acadêmicos sobre o tema. Adicionalmente, foram utilizados como fonte de informações e dados: *lives* e *webinars* de especialistas no assunto e reuniões públicas da diretoria colegiada da ANEEL.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho possui cinco capítulos. O Capítulo 1 tratou da contextualização e apresentação do tema proposto, assim como, foram expostos os objetivos que se espera alcançar no final deste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica a respeito da estrutura organizacional do setor elétrico e a estrutura tarifária da energia elétrica vigente no Brasil.

O Capítulo 3 discorre sobre os principais impactos da pandemia de COVID-19 no setor elétrico brasileiro.

No Capítulo 4 são dadas as principais medidas de combate aos impactos da pandemia, e expostas com mais aprofundamento as medidas de desoneração tarifária aplicadas pela ANEEL aos reajustes e revisões tarifárias.

O Capítulo 5 traz as conclusões pertinentes aos objetivos citados na introdução deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo estão os conceitos necessários para o entendimento deste trabalho. Nele será abordado a estrutura do setor elétrico brasileiro buscando compreender como cada segmento do Sistema Interligado Nacional (SIN) contribui para a composição da tarifa de energia elétrica no Brasil. Também será estudada a estrutura tarifária das concessionárias de distribuição. As metodologias de cálculo das tarifas estão disponíveis nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

2.1 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Desde a década de 1990, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro passou por duas grandes mudanças: a privatização das companhias operadoras e a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico. A privatização das companhias operadoras iniciou com a publicação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na qual foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e estabeleceu que a exploração dos potenciais hidráulicos do Brasil seria concedida através de leilões em que o vencedor seria aquele que oferecesse maior valor pelo Uso do Bem Público. A segunda grande mudança ocorreu em 2004 com a introdução do Novo Modelo do Setor Brasileiro e teve como objetivos: garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária; e promover a inserção social. (ANEEL, 2008, pag. 18).

A reforma tornou necessária a separação das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. Estas duas últimas continuaram totalmente regulamentadas, porém, as geradoras passaram a negociar sua produção no mercado livre, onde compradores e vendedora acordam entre si as condições por meio de contratos bilaterais, assim como no mercado regulado, através de leilões de energia. (ANEEL, 2008, pg.18).

Ao longo da década de 1990 e início dos anos 2000, novas entidades foram constituídas para atuar neste novo ambiente institucional. Abaixo são apresentados suas características e objetivos dentro da estrutura institucional do setor elétrico:

- a) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): instituído pela Lei nº 9.478, de agosto de 1997, tem como objetivo propor à Presidência da República políticas e medidas destinadas a promoção do uso racional dos recursos energéticos, ao abastecimento de insumos energéticos para regiões isoladas ou

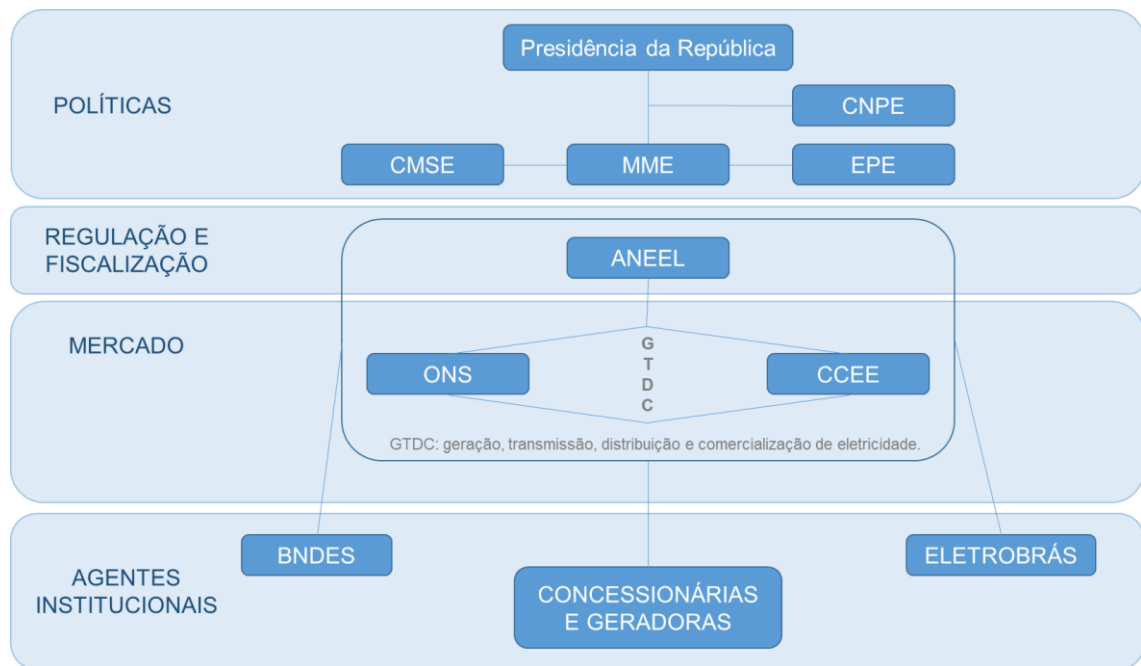
de difícil acesso, a revisão periódica das matrizes energéticas, ao atendimento da demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazo, garantindo a modicidade tarifária e a confiabilidade do SIN, entre outros. (BRASIL, 1997);

- b) Ministério de Minas e Energia (MME): é órgão da administração pública federal com a competência de desenvolver políticas de aproveitamento dos recursos energéticos, sejam hidráulicos, eólicos, fotovoltaicos e demais fontes, diretrizes de políticas tarifárias, políticas de fornecimento energético para regiões rurais e remotas, promover a integração do sistema elétrico e zelar pelo equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no país. (BRASIL, 2019);
- c) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): criado pela Lei nº 10.848, março de 2004, é coordenado pelo MME e responsável pelo acompanhamento do desenvolvimento do setor elétrico e por propor soluções e ações preventivas de modo a garantir a segurança e continuidade do abastecimento energético. (BRASIL, 2004);
- d) Empresa de Pesquisa Energética (EPE): instituída pela Lei nº 10.847, de março de 2004, vinculada ao MME, é responsável por realizar estudos e pesquisas relacionados ao setor elétrico com a finalidade de auxiliar o planejamento do setor. (BRASIL, 2004);
- e) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): instituída pela Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, tem como objetivo regulamentar e fiscalizar a operação dos agentes do sistema garantindo o equilíbrio econômico-financeiros às companhias e a modicidade tarifária aos consumidores. (BRASIL, 1996);
- f) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): criado pela Lei nº 9.648, de agosto de 1998, tem como objetivo coordenar a operação das instalações de geração e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e planejar a operação dos sistemas isolados do Brasil. (BRASIL, 1998);
- g) Mercado Atacadista de Energia (MAE): regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de julho de 1998, tinha como objetivo monitorar as operações de compra e venda de energia elétrica, realizando o registro dos contratos, aferição dos montantes gerados e consumidos e contabilizar e liquidar as diferenças entre montantes contratados e consumidos. Posteriormente a denominação social sofreu alteração para Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (MAGALHÃES, PARENTE, 2009, pag. 64);

- h) CCEE: criada em 2004, é uma associação civil sem fins lucrativos que sucede a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - Asmae (1999) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE (2000). Responsável por colocar as regras de comercialização, fazer a gestão dos contratos, realizar leilões de energia elétrica, fiscalizar e aplicar penalidades, além de todas as atividades executadas pelo MAE e citadas anteriormente. (CCEE, 202-).

O modelo da estrutura do setor elétrico pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 – Estrutura da Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Adaptado da CCEE e ANEEL.

2.2 Histórico das tarifas de energia elétrica

Ao longo do século passado e do princípio do atual, a mobilização de recursos tecnológicos se tornou essencial para a expansão das cidades e comunidades a fim de suprir necessidades básicas. Esse atendimento às necessidades fundamentais da população se deu por meio da prestação de serviços públicos essenciais. Entre estes serviços encontra-se a iluminação pública, meios de comunicação como o telefone, serviços de água, de esgoto e outros. A administração pública não tinha condições de suprir tais serviços à população, desta forma, entra em cena a iniciativa privada que coloca, a serviço do interesse público, a tecnologia e o capital necessários para a prestação do serviço. (TÁCITO, 1984).

Com isso surgem as primeiras concessões. Segundo a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, concessão de serviço público é

A delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade concorrência ou diálogo competitivo, a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. (BRASIL, 1995)

Com a prestação de serviços elétricos públicos fez-se necessária a criação da tarifa de energia elétrica. Segundo a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995,

A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato. [...]. Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro. (BRASIL, 1995).

No Brasil a produção de energia elétrica iniciou no final do século XIX com a participação de empresas privadas e de governos municipais. As primeiras concessionárias estrangeiras só chegaram ao país no início do século XX o que possibilitou o consumo urbano e industrial nas proximidades das fontes geradoras devido ao aumento da produção de energia elétrica. (LORENZO, 2002). Para os cálculos tarifários no Brasil Império adotava-se cláusulas especiais de estabilidade monetária, chamadas de cláusulas padrão-ouro. A vigências destas cláusulas se deu até a década de 30. (TÁCITO, 1984).

Estas cláusulas permitiam “que as tarifas fossem influenciadas pelo papel moeda e pelo valor do ouro, atualizado pelo câmbio médio mensal, o que salvaguardava a rentabilidade das empresas de capital estrangeiro”. (PINTO JR, 2007 apud ROCHA, 2017).

Em 1934, foi promulgado o chamado Código de Águas através do Decreto-Lei nº 26.234. O Código de Águas dispunha sobre a propriedade das águas e colocava que cabia ao poder público controlar e incentivar a utilização industrial das águas. Os dispositivos incluídos na Constituição estabeleceram a fiscalização e a revisão das tarifas com a finalidade de que os lucros das empresas concessionárias permitissem a manutenção, melhoramento e expansão dos serviços sem, no entanto, exceder a justa remuneração de capital. O Código de Águas é um instrumento legal básico da regulamentação do setor de águas e energia elétrica presente até os dias de hoje. (FGV, 201-).

As alterações propostas pelo Código de Águas, no que diz respeito a fixação de tarifas, foi de encontro ao que era praticado anteriormente. Até o ano de 1933 existia liberdade tarifária. A partir de 1934, o Código de Águas definiu que as tarifas seriam fixadas a partir do serviço pelo custo. Em 1941, o Decreto-Lei nº 3.128 fixou um lucro máximo de 10% sobre seus investimentos para as empresas. (LIMA, 1984, apud LORENZO, 2002).

A regulamentação colocada pelo Códigos de Águas ficou em segundo plano com a nacionalização de dois grupos privados de energia elétrica, o *American Foreign Power* e o *Brazilian Traction Light and Power*. O primeiro possuía concessões em Minas Gerais e São Paulo que foram adquiridas e incorporadas à Eletrobrás pelo governo federal em 1964. Já a segunda passaria pelo mesmo processo em dezembro de 1978. (FGV, 201-).

As concessionárias estatais seguiram até o início dos anos 90 quando o governo brasileiro decidiu pela redução do papel do Estado. Neste momento o setor elétrico encontrava-se em situação desfavorável, sem possibilidade de dar continuidade à expansão devido ao endividamento das empresas e falta de investimento por parte do Estado. A privatização das concessionárias foi iniciada antes mesmo da regulamentação do setor. A partir de então o setor elétrico passou a ser constituído de empresas públicas e privadas sob a coordenação operacional do Operador Nacional do Sistema (ONS). (LORENZO, 2002).

O marco legal da reforma dos anos 90 concentrou-se na publicação da Lei nº 8987/95, conhecida como a Lei das Concessões, a Lei 9074/95 que dispôs sobre o regime concorrencial de licitação das concessões, a Lei nº 9427/96 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Lei nº 9648/98 que definiu regras voltadas para as tarifas, regras de entrada e criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE). [...] Outro marco significativo de reorganização do setor elétrico foi à promulgação da Lei nº 8631/93 que promoveu a “desequalização” tarifária (cada estado passaria a ter uma tarifa que refletisse as especificidades e custos de sua área de concessão) e o necessário “encontro de contas” entre as concessionárias e a União. (ROCHA, 2017, p. 58)

Segundo Pinheiro (1999, apud ROCHA, 2017) entre os anos de 1990 e 1999 foram privatizadas 119 empresas estatais dos setores de energia elétrica, telecomunicações, instituições financeiras, ferrovias, siderúrgicas e outros. Esse processo de privatização tornou-se um dos maiores do mundo com um montante de US\$ 70,3 bilhões em receita e uma dívida de US\$16,6 bilhões que foram transferidas para o setor privado.

Após a crise energética de 2001, que se estendeu até 2002, foi necessário a criação do “Novo Modelo Institucional” do setor elétrico. Este modelo teve como principais pilares os seguintes princípios: segurança do suprimento, modicidade tarifária e universalização do acesso. (ROCHA, 2017).

As principais inovações institucionais consistiram na sistematização das condições gerais de contratação livre e regulada, criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE (extrapolando as atribuições do Mercado Atacadista de Energia), criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico Brasileiro (CMSE), criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e retirada das geradoras do Sistema Eletrobrás do Plano Nacional de Desestatização (PND). (ROCHA, 2017, p. 73)

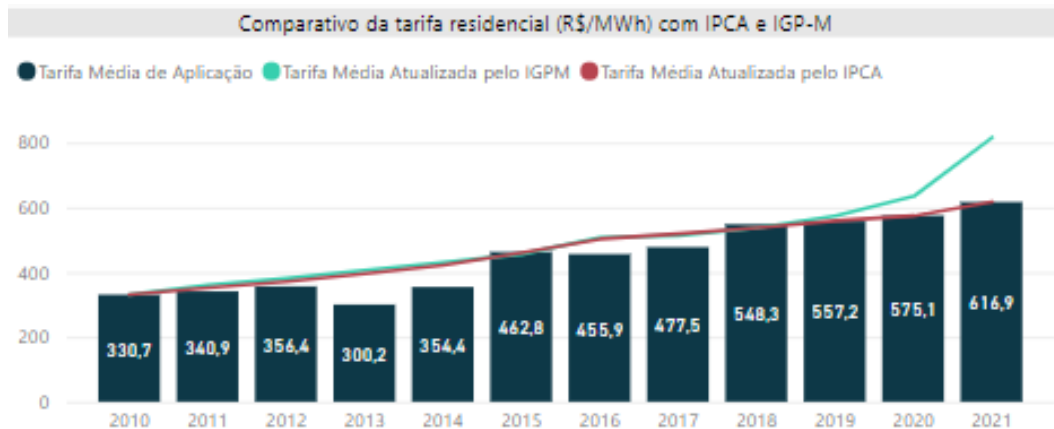
Atualmente, as tarifas remuneram o serviço de forma a assegurar a cobertura dos custos operacionais eficientes, a cobertura dos investimentos necessários para a expansão da

capacidade do sistema e a qualidade do serviço e da energia. O órgão responsável pelo cálculo das tarifas de energia elétrica no Brasil para os clientes cativos é a ANEEL, que desenvolve metodologias de cálculo abrangendo os pontos colocados anteriormente, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado, preservando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. (ANEEL, 2017a).

Anualmente é realizado um reajuste tarifário para cada concessionária de acordo com fórmula prevista em contrato. Este reajuste atualiza o valor a ser pago pelo consumidor pela utilização da energia elétrica e visa reestabelecer o poder de compra da concessão. (ANEEL, 2017a).

O reajuste anual não necessariamente aumenta as tarifas dos consumidores cativos. Na figura 2 é apresentada a evolução da tarifa residencial média em comparação à variação do IPCA e do IGP-M para os anos de 2010 a 2021. Observa-se que houve redução da tarifa média residencial nos anos de 2013 e 2016 em relação ao ano anterior e que as tarifas são reajustadas, predominantemente, abaixo da variação do IPCA e do IGP-M, tendo ficado acima destes indicadores nos anos de 2015, 2018 e 2020 (acima do IPCA e abaixo do IGP-M neste último).

Figura 2 – Comparativo da tarifa residencial (R\$/MWh) com IPCA e IGP-M (2010 - 2021)



Fonte: ANEEL, 2021o.

2.3 Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição

A tarifa de energia aplicada aos clientes do mercado de Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conhecidos como clientes cativos, é composta por 3 parcelas conforme Figura 3.

Figura 3 – Composição da tarifa de energia elétrica



Fonte: Adaptado de ANEEL.

A tarifa homologada pela ANEEL é composta apenas pela Parcela A e Parcela B, porém na conta final do consumidor de energia elétrica ainda são adicionados os tributos, que são repassados ao Governo Federal, Estadual e Municipal. Estes tributos são o PIS/COFINS (Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e a contribuição para a iluminação pública. (ANEEL, 2017a).

Além dos elementos citados, pode ser somado na conta de energia a bandeira tarifária. O Sistema de Bandeiras Tarifárias foi instituído em 2015 com o intuito de repassar ao consumidor final os gastos excepcionais devido às condições de geração de eletricidade. Este sistema apresenta as mesmas cores do semáforo para indicar o valor a ser repassado ao consumidor. Todos os consumidores cativos das distribuidoras estão sujeitos à cobrança pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, exceto aqueles conectados em sistemas isolados. (ANEEL, 2021e).

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
 Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
 Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
 Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh consumido. (ANEEL, 2021e).

Os cálculos realizados durante os processos tarifários seguem a regulamentação vigente nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). O PRORET é dividido em 12 módulos e tem caráter normativo, sendo aprovado através da Resolução Normativa nº 435/2011. Existem dois tipos de procedimentos para a atualização dos valores das tarifas de eletricidade: a Revisão Tarifária Periódica e o Reajuste Tarifário Anual. (ANEEL, 2020i).

O Reajuste Tarifário Anual (RTA) ocorre anualmente e visa atualizar o valor das tarifas de energia elétrica seguindo estritamente as leis, normas referentes ao assunto e cláusulas

dos contratos de concessão. Esse processo ocorre anualmente exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica. (ANEEL, 2020d).

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorre em períodos estabelecidos no contrato de concessão, em média a cada 4 anos, e, assim como nos reajustes, atualiza o valor das tarifas de energia. Neste processo também ocorre a definição de dois parâmetros que são utilizados nos reajustes subsequentes até o próximo RTP. São eles:

(1) o percentual regulatório de Perdas Não Técnicas, cujo cálculo é disciplinado no Submódulo 2.6, e (2) o Fator X, disciplinado no Submódulo 2.5. A organização geral, bem como, o rito e os prazos envolvidos na execução dos processos de revisão tarifária periódica são estabelecidos no Submódulo 10.1 do PRORET. (ANEEL, 2020i).

A seguir, será explanado sobre as parcelas que compõem as tarifas.

2.3.1 Parcela A

A Parcela A engloba os custos provenientes das atividades de geração, transmissão de energia elétrica e encargos setoriais. Estes custos são, em certa medida, não-gerenciáveis pela distribuidora.

2.3.1.1 Custos de Aquisição de Energia Elétrica

O submódulo 3.2 do PRORET estabelece os critérios e procedimentos para os cálculos dos custos de aquisição de energia a serem utilizados nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Este submódulo estabelece as modalidades de compra de energia disponíveis. (ANEEL, 2018b).

As principais modalidades para aquisição de energia elétrica regulamentadas no PRORET são:

- a) Cota de Itaipu Binacional;
- b) Cota de Angra 1 e 2;
- c) Cota de Concessões Renovadas;
- d) Cota do PROINFA;
- e) Contratos Bilaterais;
- f) Geração Distribuída por meio de chamada pública;
- g) Leilões de Energia Existente;
- h) Leilões de Energia Nova;

- i) Leilões de Fonte Alternativa;
- j) Leilão de Ajuste;
- k) Geração Própria.

As perdas de energia são consideradas custos de aquisição de energia e são acrescidas ao volume de energia elétrica e potência adquiridos pelas concessionárias a fim de atender seus consumidores. Desta forma, as perdas são repassadas aos consumidores através das tarifas. As perdas podem ser:

Perdas técnicas: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;

Perdas não-técnicas: Perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros; e

Perdas na Rede Básica: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. (ANEEL, 2018).

2.3.1.2 Custos com Transporte de Energia Elétrica

O submódulo 3.3 do PRORET estabelece os critérios e procedimentos para os cálculos dos custos transmissão de energia elétrica a serem utilizados nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estes custos estão relacionados ao transporte de energia elétrica das geradoras até os sistemas de distribuição. (ANEEL, 2014a).

Este sistema é composto pelos seguintes itens:

- a) Uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado;
- b) Uso das instalações de distribuição;
- c) Conexão às DIT de uso exclusivo;
- d) Conexão às redes de distribuição;
- e) Transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica;
- f) Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu; e
- g) Uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

2.3.1.3 Encargos Setoriais

O submódulo 3.4 do PRORET estabelece os critérios e procedimentos para os cálculos dos encargos setoriais a serem utilizados nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica. (ANEEL, 2014b).

São entendidos como Encargos Setoriais os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual. (ANEEL, 2016c).

Os encargos setoriais presentes na Parcela A e suas finalidades são:

- a) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE: tem por finalidade a promoção da universalização de energia elétrica em território brasileiro. Os valores das quotas da CDE são estabelecidos anualmente pela CCEE e aprovados pela ANEEL. Os recursos da CDE são responsáveis pelo custeio dos seguintes itens: Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), cobertura do Carvão Mineral, promoção da competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis, custeio dos benefícios tarifários (descontos) nas tarifas uso dos sistemas de distribuição e de energia elétrica, custeio de benefícios tarifários na transmissão, subvenção para cooperativas de eletrificação rural, entre outros; (ANEEL, 2018c).
- b) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA: tem por finalidade assistir os Produtores Independentes Autônomos que se baseiem em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa (Brasil, 2002). Segundo o submódulo 5.3 do PRORET (ANEEL, 2012), as quotas do PROINFA são definidas de acordo com o Plano Anual do PROINFA - PAP de acordo com o art. 12 do Decreto nº 5.025/2004. O responsável pela elaboração do plano é a Eletrobrás;
- c) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH: tem por finalidade compensar financeiramente os órgãos da administração direta da União e os Estados, os Municípios e o Distrito Federal, desde que em seus territórios existam áreas destinadas à produção de energia elétrica ou áreas invadidas por águas de reservatórios. (ANEEL, 2020b);

- d) Encargos de Serviços do Sistema - ESS e de Energia de Reserva - EER: o ESS tem a finalidade de oferecer cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os ancilares. Já o EER tem como finalidade cobrir os custos os custos advindos da contratação de energia de reserva. (ANEEL, 2018d);
- e) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE: tem como finalidade o custeio das atividades da ANEEL. (ANEEL, 2016e);
- f) Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE: P&D tem como objetivo o investimento em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrica brasileiro. Já PEE tem a finalidade de investir em programas para garantir o uso eficiente da energia elétrica. (BRASIL, 2000);
- g) Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS: tem a finalidade de custear o funcionamento do Operador Nacional do Sistema. (ANEEL, 2014b).

2.3.2 Parcela B

A Parcela B engloba os custos provenientes das atividades da distribuidora. Estes custos são próprios das atividades de distribuição e são gerenciados pela concessionária. A parcela B é composta por: Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de depreciação. Deste montante é subtraída a parcela compartilhada de Outras Receitas. (ANEEL, 2016f).

Os custos de parcela B são revisados durante a Revisão Tarifária Periódica, porém é atualizado anualmente pelo Índice de correção monetária durante o Reajuste Tarifário Anual. O índice de correção monetária pode ser o IPCA ou o IGPM dependendo do que consta no contrato de concessão ou permissão. (ANEEL, 2016f).

2.3.2.1 Custos Operacionais

Os custos operacionais estão diretamente ligados às atividades essenciais para o funcionamento da concessão. As atividades englobadas são operação, manutenção, tarefas administrativas e comerciais. Segundo o submódulo 2.2 do PRORET (ANEEL, 2018a), “os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica”.

Os custos são definidos a partir do método de *benchmarking*, ou seja, para identificação do nível eficiente de custos é realizada a comparação entre as concessionárias, sempre levando em consideração as características de cada área de concessão. (ANEEL, 2018a).

2.3.2.2 *Receitas Irrecuperáveis*

Da receita total faturada pela distribuidora existe uma parcela que tem baixa expectativa de arrecadação devido a inadimplência por uma fração dos consumidores. Esta parcela é chamada de Receita Irrecuperável e compõe a tarifa de energia. Para conseguir o percentual regulatório das receitas irrecuperáveis são

utilizados os dados dos faturamentos não recebidos até um mês base definido, sendo considerado como receitas irrecuperáveis o percentual mediano dos faturamentos não recebidos no período de 49 a 60 meses em relação ao mês base, ou seja, os que se encontram mais distantes na curva de envelhecimento da fatura. (ANEEL, 2021i).

2.3.2.3 *Depreciação e Remuneração de Capital*

A Cota de Depreciação tem como objetivo recompor o capital investido pela empresa. Já a remuneração de capital é a parcela de rentabilidade da atividade de distribuição, em resumo é o lucro que a empresa tem ao exercer o negócio, e é compatível com o risco associado à atividade. Ambas as parcelas dependem da Base de Remuneração Regulatória. (ANEEL, 2016b).

A Base de Remuneração é o capital investido pela distribuidora para realizar a prestação dos serviços e que deve ser coberto pelas tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores. “Ao ser multiplicada pelo Custo Médio Ponderado de Capital obtém-se o valor de Remuneração de Capital. Da mesma forma, ao ser multiplicada pela taxa de depreciação obtém-se a Cota de Depreciação”. (ANEEL, 2016a).

2.3.2.4 *Outras Receitas*

A principal fonte de receita de uma concessionária de distribuição é a aplicação das tarifas, porém pode haver outras atividades que gerem receita para a distribuidora. Estas atividades podem ser inerentes ao serviço de distribuição ou de atividades acessórias. As atividades acessórias podem ser próprias e complementares. (ANEEL, 2017b).

As atividades acessórias próprias são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita a fiscalização, tais como: arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras.

As atividades acessórias complementares são aquelas que se caracterizam como atividades não reguladas, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros, como, por exemplo, a elaboração de projeto, construção, expansão, manutenção, operação ou reforma de rede interna de unidades consumidoras. (ANEEL, 2017b).

2.3.3 Tributos

Os tributos cobrados na conta de energia elétrica são devidos ao Governo Federal, Estadual e Municipal. O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais voltados para atender os programas sociais do Governo Federal. O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual. É responsabilidade de cada estado fixar o valor da alíquota. A concessionária recolhe o valor do ICMS e repassa o valor do Governo Estadual. A Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) é um tributo municipal. A concessionária é responsável por arrecadar e repassar o valor ao Governo Municipal. Este é responsável pelo serviço de iluminação pública desde o projeto até a operação e manutenção. (MME, 201-).

Os tributos são impostos pelos Governos Federal, Estadual e Municipal e cabe à distribuidora a aplicação e recolhimento do montante, porém consumidores que possuam mini ou microgeração podem ter isenção do ICMS conforme Convênio ICMS 16/2015, de autoria do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz). A isenção do ICMS ocorre sobre o montante de energia injetada na rede da distribuidora. (BLUESOL, 202-).

As regras para a isenção se basearam na Resolução Normativa nº 482/2012. Esta Resolução criou o sistema de compensação de energia elétrica e os créditos energéticos. Neste sistema, a energia gerada e não consumida é injetada na rede da distribuidora que disponibiliza os créditos energéticos ao consumidor. Quando a energia gerada deste consumidor for menor que a energia consumida, a energia faltante virá do sistema da distribuidora e este consumidor poderá fazer uso dos créditos energéticos e reduzir o total a pagar. É neste montante de energia injetada, que posteriormente volta para ele como créditos, que a isenção do ICMS ocorre. (BLUESOL, 202-).

Atualmente, 24 estados e o Distrito federal são conveniados e oferecem a isenção do ICMS para mini e microgeração. Os estados do Paraná e Santa Catarina concedem o

benefício pelo prazo de 48 meses no máximo. Esta isenção não se aplica sobre o Custo de Disponibilidade e sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). (BLUESOL, 202-).

Na figura 4, está a participação do ICMS sobre a receita dos consumidores cativos em média para cada Estado brasileiro em 2021.

Figura 4 – Participação do ICMS sobre a receita por Estado para o ano de 2021.

Estado	ICMS (R\$/MWh)	ICMS sobre a receita (%)	Arrecadação ICMS (R\$)
Goiás	211,35	26,9%	1.516,0 Mi
Rio de Janeiro	260,67	26,8%	4.287,1 Mi
Parana	198,96	26,7%	2.518,9 Mi
Rio Grande do Sul	217,26	26,3%	2.967,0 Mi
Piauí	184,03	25,0%	421,5 Mi
Paraíba	170,53	24,3%	495,2 Mi
Ceara	177,19	23,9%	1.163,0 Mi
Minas Gerais	202,02	23,6%	3.483,0 Mi
Espirito Santo	170,76	23,2%	722,7 Mi
Mato Grosso	199,06	23,0%	963,9 Mi
Tocantins	185,94	22,5%	259,2 Mi
Para	194,69	22,3%	947,9 Mi
Acre	166,42	22,0%	109,8 Mi
Sergipe	144,56	21,4%	264,8 Mi
Santa Catarina	148,18	21,3%	1.655,8 Mi
Alagoas	159,28	21,2%	335,9 Mi
Pernambuco	151,62	20,8%	1.078,9 Mi
Bahia	145,38	20,6%	1.585,5 Mi
Rio Grande do Norte	130,42	20,1%	401,6 Mi
Maranhao	150,94	20,1%	597,7 Mi
Distrito Federal	129,13	19,4%	455,9 Mi
Mato Grosso do Sul	155,83	18,7%	447,2 Mi
Sao Paulo	133,02	18,6%	7.067,3 Mi
Rondonia	119,05	18,4%	235,7 Mi
Amazonas	147,65	18,0%	417,9 Mi
Amapa	99,96	16,2%	73,6 Mi
Roraima	98,60	15,6%	66,5 Mi

Fonte: ANEEL, 2021g.

O estado com maior percentual de ICMS sobre a receita é o estado de Goiás com 26,9% de ICMS sobre a receita. O estado do Ceará encontra-se na 7ª posição com 23,9% de ICMS sobre a receita.

Outro mecanismo legal que também se aplica ao setor de geração distribuída é o posto pela Lei nº 13.169/2015 que isenta o consumidor da cobrança de PIS e COFINS sobre a

energia injetada na rede da distribuidora, assim como ocorre com o ICMS. A incidência do PIS e COFINS ocorrerá apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede, ou seja, se a unidade consumidora consumir mais do que injetar. (SFIEC, 2018?).

2.3.4 Tarifas homologadas e classificação dos clientes cativos

As tarifas homologadas pela ANEEL se dividem em duas parcelas: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e Tarifa de Energia – TE. A TUSD é o valor cobrado pelo uso do sistema e inclui as despesas do transporte de energia desde a geração até o consumidor. (ANEEL, 2018f). Já a TE é o valor cobrado pelo consumo de energia de fato. (ANEEL, 2018e). A ANEEL separa as duas parcelas para dar mais transparência aos valores cobrados aos consumidores.

As tarifas de energia elétrica são calculadas durante os processos de revisão ou reajuste tarifários e aprovadas em processo a ser votado em Reunião da Diretoria da ANEEL. Os valores tarifários de TUSD e TE e os descontos para os clientes com subsídios tarifários são homologados através de Resolução Homologatória específica para cada empresa. A aplicação da tarifa se dá de forma diferente dependendo da classificação do consumidor.

A Resolução Normativa nº 1000/2021 estabelece que os consumidores podem ser classificados conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação dos consumidores cativos para fins de aplicação das tarifas de energia elétrica.

Classe Tarifária	Subgrupo Tarifário	Modalidade Tarifária
I – Residencial;	Grupo A	Grupo A
II – Industrial;	A1 – maior ou igual que 230 kV;	Horária Verde; Horária Azul.
III – Comércio, serviços e outras atividades;	A2 – entre 88 kV e 138 kV;	
IV – Rural;	A3 – de 69 kV;	
V – Poder público;	A3a – entre 30 kV e 44 kV;	
VI – Iluminação pública;	A4 – entre 2,3 kV e 25 kV;	
	AS – menor que 2,3 kV por sistema subterrâneo.	

VII – Serviço público; VIII – Consumo próprio.	Grupo B	Grupo B
	B1 – Residencial; B2 – Rural; B3 – Demais classes; B4 – Iluminação Pública.	Convencional Monômnia; Horária Branca (exceto subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1).

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021m.

Esta classificação também define se o consumidor terá direito a benefícios tarifários como a concessão de descontos nas tarifas de TUSD e TE. Na figura 5 é apresentada a tabela 3 da Resolução Homologatória N° 2.859, de 22 de abril de 2021, que homologou as tarifas e descontos aplicáveis aos consumidores do estado do Ceará.

Figura 5 – Benefícios Tarifários – Percentuais de Desconto

	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	TARIFA PARA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS	NORMA LEGAL
B1 – RESIDENCIAL BAIXA RENDA				TUSD E TE DO SUBGRUPO B1 RESIDENCIAL BAIXA RENDA	Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh		65%	65%		
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh		40%	40%		
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh		10%	10%		
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh		0%	0%		
RURAL - GRUPO A	4%	4%	4%	TUSD E TE DAS MODALIDADES AZUL E VERDE	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	6%	6%	6%		
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO A	0%	70% A 90%	70% A 90%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B3	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Art. 9º Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 2015
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B		6%	6%		
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO B		60% A 73%	60% A 73%		
GERAÇÃO - FONTE INCENTIVADA	50% a 100%			TUSD GERAÇÃO	Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004;
	0% a 100%	0%	0%		
CONSUMIDOR LIVRE - FONTE INCENTIVADA	0% a 100%	0% a 100%	0%	MODALIDADE AZUL: TUSD DEMANDA (R\$/kW) MODALIDADE VERDE: TUSD DEMANDA (R\$/kW) E TUSD ENERGIA PONTA (R\$/MWh) DEDUZINDO-SE A TUSD ENERGIA FORA PONTA (R\$/MWh)	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Fonte: ANEEL, 2021l.

Os benefícios de descontos tarifários são aplicados aos clientes classificados como Residencial Baixa Renda, Rural do Grupo A, Serviço Público (Água, esgoto e saneamento) dos Grupos A e B, Rural (Irrigante ou Aquicultor) dos Grupos A e B em horário especial. Valores são aplicados a demanda e consumo faturado de acordo com a figura acima. Os clientes de geração e consumo do ambiente livre que são fonte incentivados recebem descontos cujos percentuais são determinados e divulgados pela CCEE.

3 A PANDEMIA DE COVID-19 E O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Em janeiro de 2020, uma nova cepa de coronavírus foi identificada na cidade de Wuhan, província de Hubei, na República Popular da China. A nova cepa, nunca antes identificada em seres humanos, já havia causado diversos casos de pneumonia em dezembro de 2019, que levaram os casos a serem notificados à Organização Mundial da Saúde (OMS). Existem sete coronavírus humanos entre eles existem o SARS-COV, responsável pela síndrome respiratória aguda grave; o MERS-COV, responsável pela síndrome respiratória do Oriente Médio; e o novo coronavírus que recebeu o nome de SARS-COV-2, responsável pela doença COVID-19. (OPAS, 2020).

Em março de 2020, a COVID-19 foi classificada como pandemia pela OMS. “Pandemia” é o termo utilizado para se referir à distribuição demográfica de uma doença. Ela é utilizada para identificar quando uma doença está com surtos em vários países e regiões do mundo. (OPAS, 2020).

Segundo a Organização, pandemia é a disseminação mundial de uma nova doença e o termo passa a ser usado quando uma epidemia, surto que afeta uma região, se espalha por diferentes continentes com transmissão sustentada de pessoa para pessoa. (FIOCRUZ, 2021).

No Brasil, o Ministério da Saúde, seguindo as recomendações da OMS, indicou as medidas que devem ser adotadas para reduzir a propagação da COVID-19. Entre as medidas recomendadas estão o distanciamento social, higienização das mãos, uso de máscaras, limpeza dos ambientes, isolamento de infectados e suspeitos de infecção e quarentena para pessoas que tiveram contato com contaminados e viajantes. Após o início da produção e distribuição das vacinas contra a COVID-19, a vacinação passou a ser recomendada como medida de prevenção da infecção pelo vírus. (MINISTÉRIO DA SAÚDE, 2021).

Em 24 de março de 2020, foi aprovada a Resolução Normativa nº 878 que estabeleceu a proibição da suspensão do fornecimento de energia devido a inadimplência para as unidades consumidoras que prestassem serviços e atividades essenciais, unidades consumidoras residenciais urbanas e rurais, unidades consumidoras sem acesso à fatura impressa e que não concordaram com envio de fatura eletrônica e unidades consumidoras situadas em locais sem postos de arrecadação em funcionamento e com circulação de pessoas restringidas. Além desta medida, deixou de ser exigido a entrega da fatura impressa e o atendimento presencial ao público e passou a priorizar-se os atendimentos emergenciais. Estas

e outras medidas foram aprovadas, por um período de 90 dias, para contribuir com o isolamento social e garantir o fornecimento de energia elétrica. (ANEEL, 2020f).

Em 28 de março de 2020, a Portaria nº 134 foi publicada. Nela, o Ministério de Minas e Energia (MME) postergou os leilões de energia de 2020 do Sistema Interligado Nacional e soluções de suprimento a sistemas isolados, assim como leilões para expansão do sistema de transmissão, por tempo indeterminado. (ANEEL, 2020f).

Em 8 de abril de 2020, a Portaria nº 6.335 foi publicada, por meio da qual a ANEEL aprovou a constituição do Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica (GMSE) que tem como objetivos:

- I – Identificar os efeitos da pandemia no mercado de energia elétrica;
- II – Monitorar a situação econômico-financeira do Setor Elétrico, bem como da demanda e oferta de energia elétrica, com apresentação de relatório diário à Diretoria;
- e
- III – Coordenar estudos de propostas estruturantes para preservação do equilíbrio nas relações entre todos os agentes do setor elétrico, da qualidade e da modicidade tarifária. (ANEEL, 2020g).

Também no dia 8 de abril de 2020, foi publicada a Medida Provisória nº 950 que dispôs sobre medidas emergenciais de caráter temporário para o enfrentamento da pandemia de COVID-19 e seus impactos no setor elétrico. Esta medida provisória alterou a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, e estabeleceu provisoriamente que para os consumidores classificados como baixa renda com consumo mensal de até 220 kWh, o desconto aplicado à tarifa passava a ser de 100%; e alterou a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabelecendo que os recursos da CDE pudessem ser utilizados no enfrentamento dos impactos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico. (BRASIL, 2020b).

Outra medida adotada pela ANEEL a fim de proteger os consumidores foi a suspensão dos ajustes tarifários homologados até 1º de julho de 2020. Esta medida foi primeiramente adotada no dia 07 de abril de 2020 durante reunião pública da diretoria colegiada na ANEEL onde se aprovou os reajustes das distribuidoras CPFL Paulista, Energisa Mato Grosso e Energisa Mato Grosso do Sul. Estes reajustes e os seguintes tiveram sua aplicação suspensa. (PANORAMA, 2020). Esta suspensão levou a diferença nas receitas, que foram atualizadas e consideradas nos reajustes tarifários seguintes. Durante o período da suspensão, a contribuição mensal à CDE realizada pelas distribuidoras foi reduzida, devendo ser reposta no segundo semestre de 2020. (G1 MS, 2020).

Adicionalmente, a ANEEL suspendeu o sistema de bandeiras tarifárias visando reduzir a conta de energia elétrica dos consumidores. A medida foi anunciada na reunião

pública da diretoria colegiada da ANEEL no dia 26 de maio de 2020 e teria duração até dia 31 de dezembro do mesmo ano. (ANEEL, 2020a). Porém, em 30 de novembro de 2020, durante reunião, a ANEEL voltou atrás na decisão e houve cobrança de bandeira vermelha patamar 2 para dezembro de 2020 devido ao aumento do consumo e acionamento de termoeletricas. Desta forma, durante o período de junho a novembro de 2020, não houve acionamento de bandeiras e cobrança das mesmas. (G1, 2020).

Segundo a professora e pesquisadora da FGV Energia, Gláucia Fernandes, o impacto da pandemia de COVID-19 previsto na economia brasileira é de uma retração de 0,01%. Todos os setores econômicos sofreram reduções em suas atividades, seja de produção, importação ou variações cambiais. O setor elétrico experimentou redução de demanda de energia elétrica, atrasos em investimentos, diminuição ou parada das atividades de manutenção, aumento das perdas, sobrecontratação das concessionárias, falta de liquidez no caixa e multas por motivos diversos. (FGV ENERGIA, 2020).

Dentro do setor elétrico, o segmento que mais sofre com os efeitos citados anteriormente é a distribuição. Além da redução da demanda, este setor já passava por uma perda de clientes que migram do mercado cativo (ACR) para o mercado livre (ACL) e pelo crescimento acelerado da geração distribuída. Isso faz com que as concessionárias fiquem sobrecontratadas e com escassez de caixa. Com esta redução do mercado de energia, as concessionárias deixam de participar dos leilões de energia afetando diretamente o setor de geração. (FGV ENERGIA, 2020).

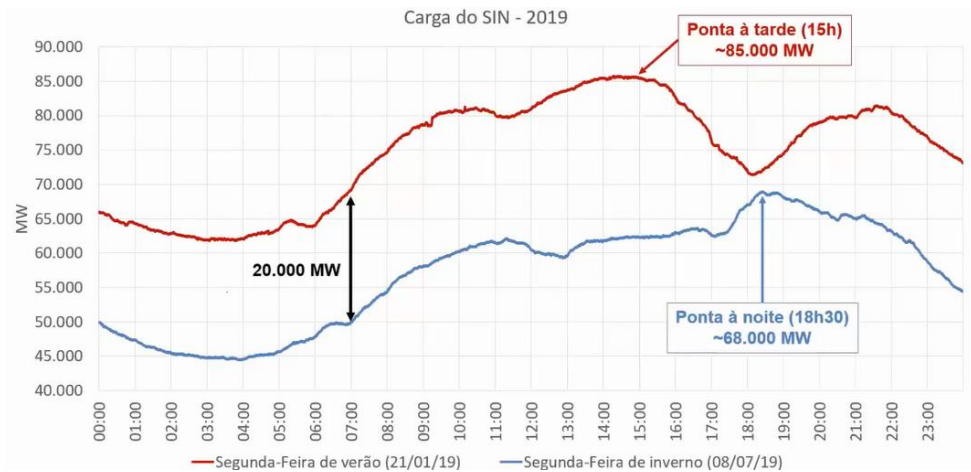
O considerável aumento de sobras no sistema em razão do menor consumo projetado para os próximos anos no setor elétrico, reduz e/ou retarda as necessidades de expansão da geração e transmissão no curto, médio e longo prazos. Tal consequência fica clara nos estudos já disponibilizados referentes ao Plano Decenal de Expansão (PDE) para 2030. (EPE, 2020 apud Gonçalves et al., 2021).

Em resumo, visando reduzir os impactos da pandemia sobre os consumidores de energia elétrica, a ANEEL realizou uma série de ações emergenciais, entre elas temos a suspensão do sistema de bandeiras tarifárias, a suspensão de corte de energia elétrica por inadimplência, isenção de famílias enquadradas na Tarifa Social. Serão abordados posteriormente outras medidas implementadas pelo poder concedente, como a Conta-COVID e a Medida Provisórias nº 998/2020. (CLARKE, 2021).

3.1 Impactos do isolamento social no setor elétrico: Visão do ONS

No Brasil, em regime normal, o perfil de carga comporta-se conforme a Figura 6. Na imagem é mostrada a carga do SIN durante duas segundas-feiras do ano de 2019, um dia durante o inverno e o outro durante o verão.

Figura 6 – Perfil de carga SIN: verão e inverno



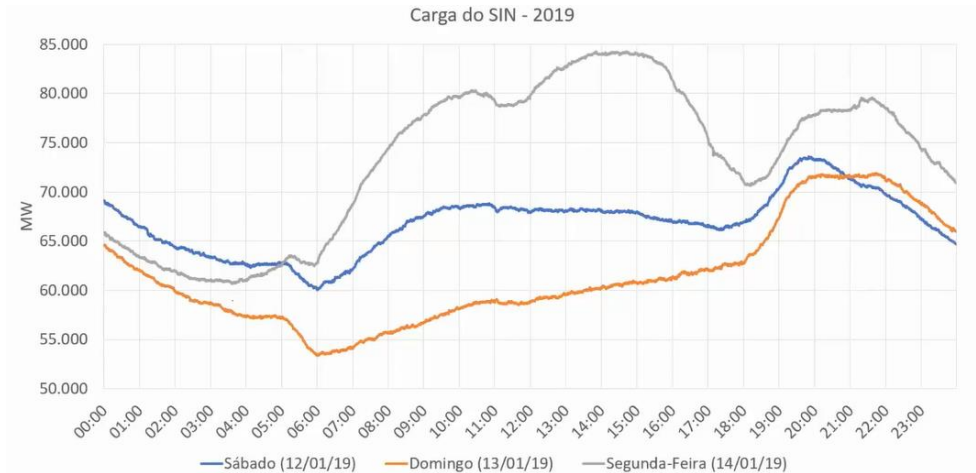
Fonte: Küsel, 2020.

No eixo horizontal estão as horas dos dias. No eixo vertical está a carga do SIN em MW. Em vermelho, é apresentada a curva do perfil de carga do SIN durante o verão e em azul, o perfil de carga durante o inverno. Durante o verão, o pico de carga ocorre à tarde, por volta das 15h. Já durante o inverno, a demanda máxima do sistema é à noite, por volta das 18h30. Ademais, a diferença de potência para atender esta carga no inverno é de cerca de 20 GW menor que no verão.

A figura 7 apresenta o perfil de carga do SIN durante três dias de 2019, ano pré-pandemia: uma segunda-feira (dia útil), um sábado e um domingo. A partir da análise da figura pode-se observar a dinâmica da carga no SIN em dias úteis e finais de semana. Observando os perfis, é possível constatar que o pico durante o dia útil ocorre por volta das 15h. Já o pico durante os dias do final de semana ocorre no final da noite, sendo semelhante ao perfil durante o inverno.

Logo, analisando os gráficos das Figuras 6 e 7 é possível verificar que a carga do SIN possui perfis diferentes e que são dependentes da estação do ano e da atividade comercial de cada dia da semana.

Figura 7 – Perfil de carga SIN: dia útil e fim de semana

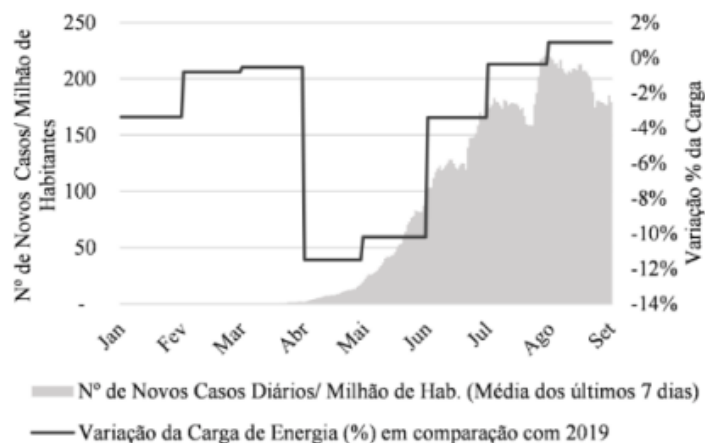


Fonte: Küsel, 2020.

Uma das primeiras medidas de contenção da propagação da COVID-19 foi o isolamento social rígido, também denominado *lockdown*, que levou ao fechamento de diversos setores econômicos. Atividades menos essenciais como comércios e indústrias foram fechados e, conseqüentemente, o padrão de consumo de energia elétrica mudou. Com estas atividades paralisadas, houve aumento do consumo residencial e redução do consumo de energia por comércios e indústrias. (CLARKE, 2021).

Durante os meses de abril a junho de 2020, período em que o isolamento social foi mais rigoroso e adotado por vários estados concomitantemente, foi possível observar uma forte queda na demanda de energia elétrica. (GONÇALVES et al., 2021). Na Figura 8 é possível observar a variação da carga de janeiro a setembro de 2020 em relação ao mesmo período de 2019.

Figura 8 – Evolução do consumo de energia elétrica e do número de casos de COVID-19 em 2020

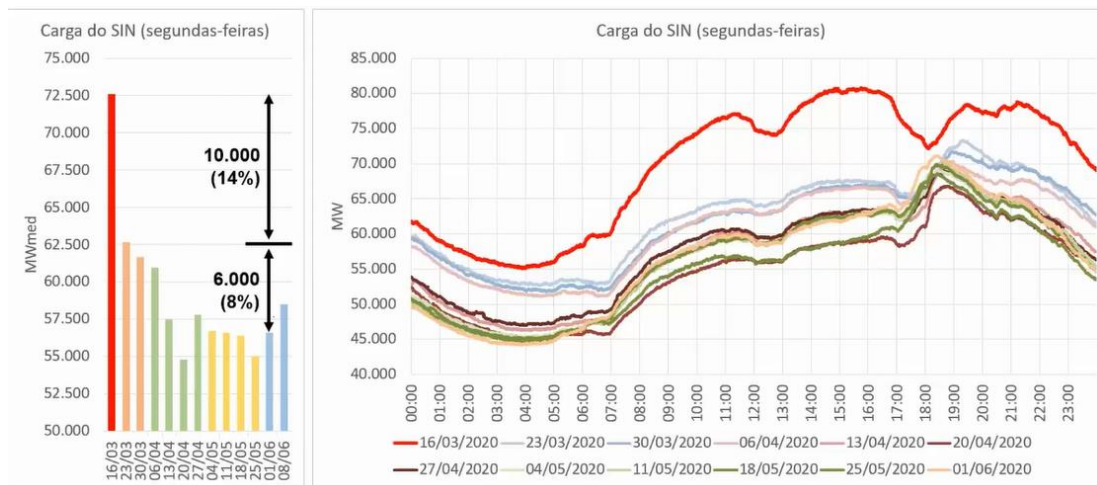


Fonte: Gonçalves et al., 2021.

Adicionalmente, é posto a evolução de casos de COVID-19 durante os meses citados. Apesar de o consumo ter se elevado gradualmente ao longo dos meses seguintes, este fato não foi acompanhado pela queda dos casos de COVID-19, que continuaram aumentando ao longo do tempo.

Na figura 9, no gráfico à esquerda, é apresentado a carga média do SIN em segundas-feiras consecutivas a partir do dia 16 de março, dia anterior ao decreto de *lockdown* em vários estados brasileiros. Na semana seguinte, após a entrada em isolamento social rígido, é possível perceber uma redução de 14% na carga do SIN, assim como, as constantes reduções ao longo das semanas seguintes. No dia 1º de junho de 2020, essa redução era cerca de 22% em relação ao primeiro dado registrado.

Figura 9 – Carga média diária e perfil de carga SIN: dia útil durante pandemia



Fonte: Küsel, 2020.

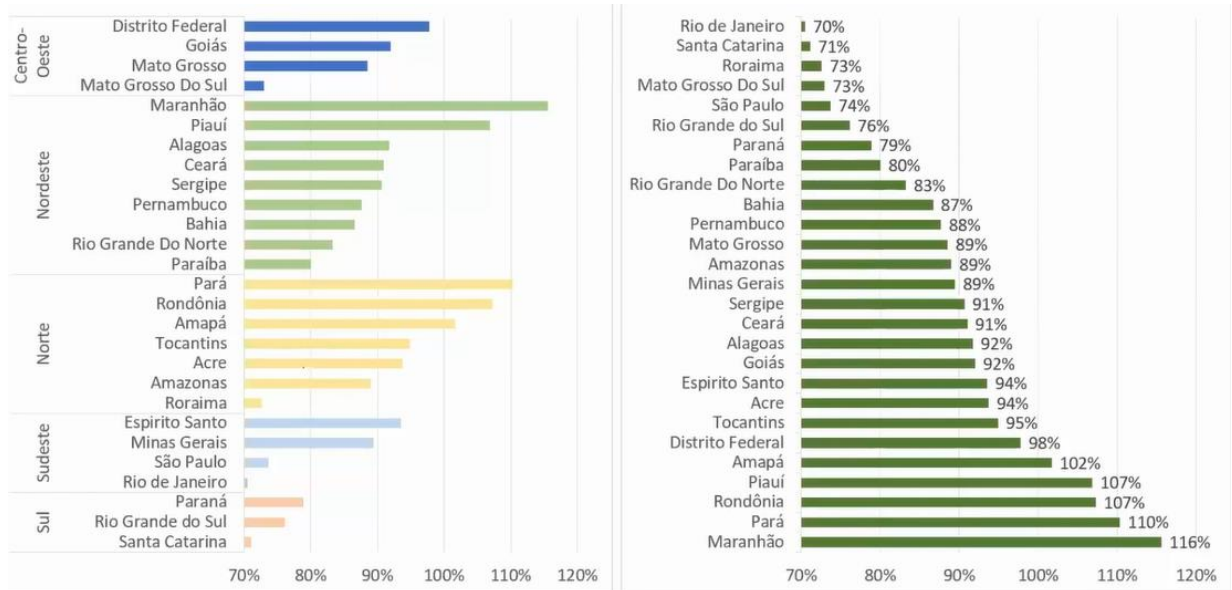
Já no gráfico à direita da figura 9, estão os perfis de cargas para os mesmos dias. Em vermelho, é apresentado o perfil do dia 16 de março de 2020, que segue o regime normal explicitado anteriormente. Em seguida, estão os perfis dos dias das semanas posteriores aos decretos de *lockdown*. É nítido a redução da carga ao longo do tempo e a mudança de perfil de consumo: a curva de um dia útil passou a ter aspecto de consumo de um dia do final de semana ou de inverno. Com pico de carga deslocado para o início da noite.

Segundo o engenheiro da ONS, Bernard Küsel (2020), no domingo do dia das mães, dia 02 de maio de 2020, a diferença entre as cargas de 2019 e 2020 foi de aproximadamente 7 GW a menos, ocorrendo a menor carga desde o inverno de 2015.

Na figura 10, observando a redução de carga por estado entre os dias 16 de março de 2020 e 08 de junho de 2020, é possível concluir que os estados do Norte foram pouco

impactados, os estados do Nordeste foram moderadamente impactados, enquanto os estados do Sul, Sudeste e Centro-Oeste foram fortemente impactados.

Figura 10 – Redução de carga por estado brasileiro



Fonte: Küsel, 2020.

Com a redução da carga, o ONS enfrentou dois problemas: controle de tensão e balanço carga-geração. O primeiro ponto ocorre, pois, com as linhas descarregadas, estas passam a se comportar como grandes capacitores aumentando a tensão na rede. Em operação normal, equipamentos de compensação já são utilizados para realizar o controle de tensão. Porém, devido a mudança do perfil de consumo durante a pandemia, em um dia crítico todos os equipamentos disponíveis em operação precisaram ser acionados e, ainda assim, foi necessário desligar 26 linhas para realizar o controle de tensão. (KÜSEL, 2020).

Já o segundo ponto, balanço carga-geração, é o que requer mais empenho do ONS e de seu centro de controle. Para garantir o balanço, é necessário considerar uma série de aspectos das diversas fontes de geração. A geração hidráulica possui como restrições a defluência mínima e máxima e as taxas de variação de defluência e do nível do reservatório, além de outros aspectos socioambientais. Já geração térmica é inflexível, ou seja, não consegue variar de acordo com a carga devido ao seu tempo de rampa mais longo. Adicionalmente, existem limitações do número de partidas e paradas em um dia, assim como, dos intervalos mínimos entre a saída de operação e o próximo acionamento, que podem ser de até dois dias. Ademais, após a partida, as térmicas devem operar por um tempo mínimo, algumas por pelo menos sete dias. Além destas fontes, as fontes solar e eólica estão presentes na matriz energética

brasileira de forma considerável, porém com menos restrições que as outras duas. (KÜSEL, 2020).

Levando estes aspectos em consideração, durante um dia crítico na pandemia, com carga muito reduzida, foi necessário atendê-la apenas com fontes térmica e hidráulica, devido principalmente à inflexibilidade da térmica, que impede o operador de controlar facilmente a energia injetada, e à defluência mínima necessária na hidráulica. Com isso, durante o período de carga mínima do dia, foi necessário restringir a geração eólica e solar, considerando a impossibilidade de realizar tal ação nas outras duas fontes pelas questões operacionais apontadas anteriormente. (KÜSEL, 2020).

Adicionalmente, devido à redução da carga foi preciso reavaliar extraordinariamente as projeções oficiais de carga. A EPE junto com o ONS e a CCEE obtiveram como resultado uma redução aproximada de 5 GW médios para o consumo projetado nos anos de 2020 a 2024 em relação ao montante anterior. “Para tal, as instituições consideraram uma contração do PIB de 5% em 2020, aumento de 2,3% em 2021, aumento de 2,8% nos anos de 2022 e 2023 e aumento de 2,9% em 2024”. (GONÇALVES et al., 2021).

Na figura 11 é apresentado as alterações da previsão de carga do SIN que ocorreram entre a 1ª Revisão Quadrimestral de 2020 e a 1ª Revisão Extraordinária de 2020.

Figura 11 – Previsão de carga do SIN para os anos entre 2020 e 2024



Fonte: Küsel, 2020.

A redução da carga do SIN em 2020 gerou um efeito em cascata para os anos seguintes. Portanto, mesmo com a previsão de aumento do PIB a partir de 2021, a carga do SIN

permanece abaixo do valor previsto anteriormente em todos os anos subsequentes a 2020. (KÜSEL, 2020).

3.2 Impactos do isolamento social no setor elétrico: Visão das distribuidoras

Como dito anteriormente, o segmento que mais foi afetado pela pandemia de COVID-19 foi a distribuição. Devido as medidas de combate a pandemia, dentre elas o isolamento social, houve retração do mercado. Com isso as distribuidoras ficaram sobrecontratadas. De forma que as distribuidoras tiveram que honrar e pagar seus contratos, porém apenas uma parte desta carga foi faturada. A diferença do montante a ser pago às geradoras e o faturamento da concessionária gera um problema de fluxo de caixa. Outro ponto que agrava a situação, é o aumento da inadimplência na arrecadação das distribuidoras. (ANEEL, 2020f).

No estado do Ceará, os primeiros casos de pessoas infectadas com COVID-19 foram identificados em 15 de março de 2020. Após isso, muitas empresas optaram por adaptar suas atividades ao modelo de trabalho remoto, onde seus funcionários passaram a trabalhar integralmente de suas residências. No dia 08 de maio de 2020, Fortaleza, a capital do estado, entrou em isolamento social rígido, que posteriormente foi expandido a outros municípios do estado. Neste período apenas serviços essenciais puderam funcionar e a circulação de pessoas sem justificativa foi proibida. O *lockdown* durou 21 dias e se encerrou em 1º de junho de 2020, com a retomada das atividades ocorrendo de forma gradual. (DIÁRIO DO NORDESTE, 2021).

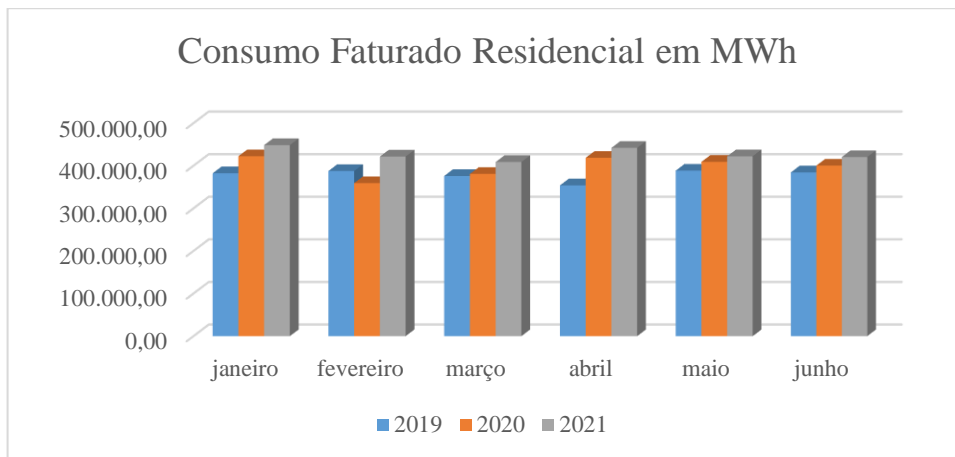
Durante a segunda onda da COVID-19, em 2021, o governo do estado decretou novamente o isolamento social rígido que teve início em 5 de março de 2021, em Fortaleza, e 13 de março de 2021, nos demais municípios cearenses, e fim em 12 de abril de 2021. Desta vez, a indústria e a construção civil foi deixada de fora das exigências de paralisação das atividades. Novamente, as atividades econômicas abrangidas pelo decreto foram retomadas de forma gradual. (DIÁRIO DO NORDESTE, 2021).

Em análise ao consumo de energia elétrica no estado do Ceará, os mercados que apresentaram maior redução foram das classes comercial, industrial e poder público. Em oposição à maioria dos mercados, as classes residencial e rural apresentaram elevação de consumo. A seguir serão apresentadas as variações das principais classes de consumo de energia elétrica no estado do Ceará.

O gráfico de barras apresentado na Figura 12 mostra o consumo faturado para a classe residencial nos anos de 2019 (pré-pandemia), 2020 e 2021 (pandemia). Se comparado ao

ano de 2019, o consumo residencial no biênio 2020-2021 teve crescimento em todos os meses, com exceção de fevereiro de 2020. Destaca-se o mês de abril 2020, que teve um aumento de 18,3% do consumo, e abril de 2021, que teve um aumento de 24,9%, se comparados ao ano de 2019. Em 2020, houve uma variação significativa devido ao início do trabalho remoto e às medidas de isolamento. O mesmo é observado para o ano de 2021.

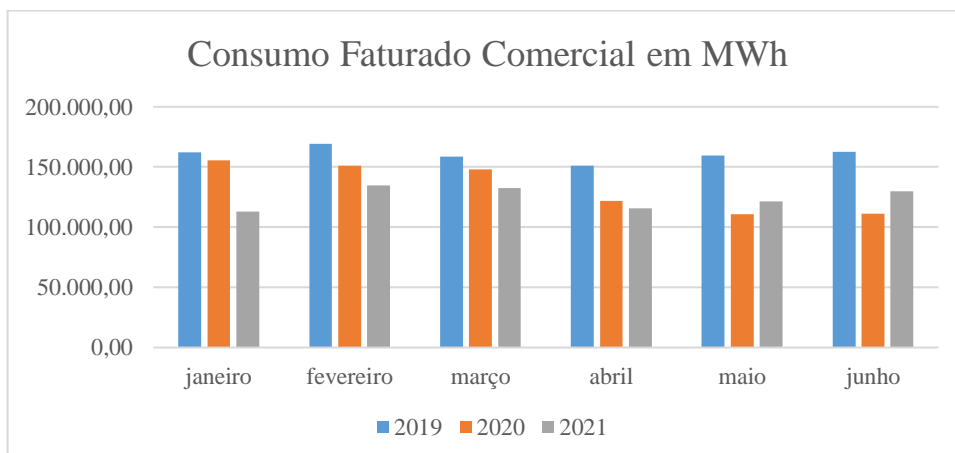
Figura 12 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Residencial



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021j.

Segundo dados do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) divulgados pela ANEEL, a classe rural não parece ter sido afetada pela pandemia. Esta classe de consumo apresentou crescimento médio de 1,3% no ano de 2020 se comparado a 2019 e de 2,2% em média, para o período de janeiro a outubro de 2021, se comparado ao mesmo período de 2019.

Figura 13 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Comercial



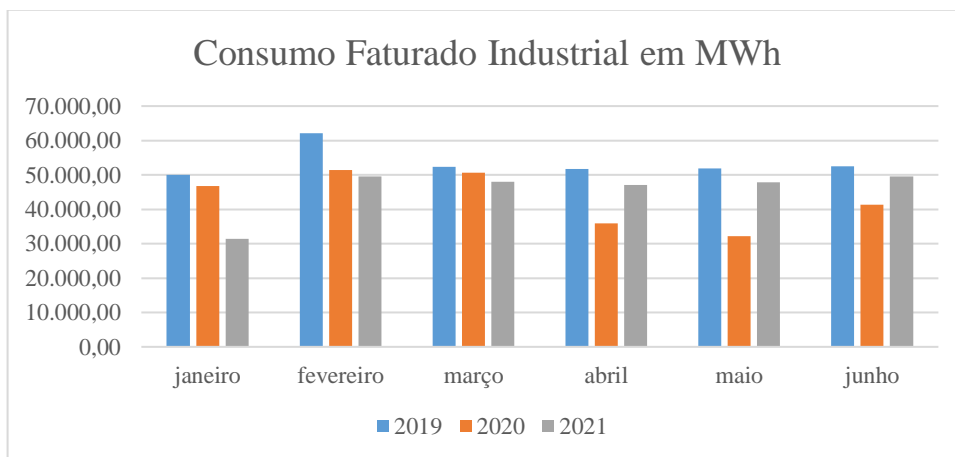
Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021j.

Pelo gráfico de consumo da classe comercial, apresentado da Figura 13, percebe-se redução do consumo de energia elétrica pelo comércio. Se comparado a 2019, os meses abril, maio e junho 2020 tiveram uma queda de 19,4%, 30,7% e 31,5% do consumo de energia elétrica, respectivamente. As quedas mais acentuadas começam em abril, quando o trabalho remoto teve início, e se intensificam em maio e junho, período de isolamento rígido e retomada gradual da economia, respectivamente. Após esse período, o consumo de energia aumentou, mas sem alcançar os patamares de 2019.

Em 2021, o comércio teve queda de consumo de 16,3% e 23,4% para os meses de março e abril, respectivamente, devido ao segundo decreto de isolamento social. Com o início do plano de retomada, percebe-se o aumento gradual do consumo a partir de maio, porém mantendo faturamento abaixo de 2019.

Assim como a classe comercial, o industrial também sofreu reduções consideráveis no seu consumo de energia elétrica, conforme apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Industrial



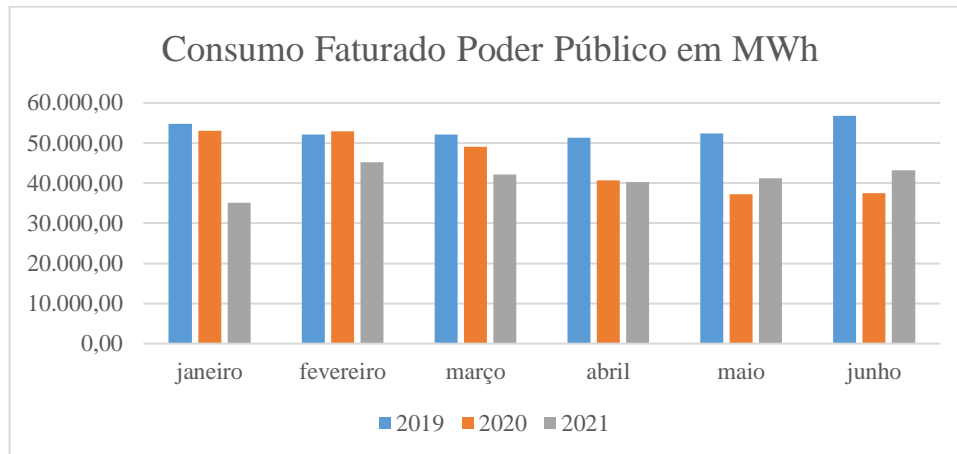
Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021j.

Se comparado a 2019, abril, maio e junho 2020 tiveram uma queda de 30,5%, 38,0% e 21,3% do consumo industrial, respectivamente. Em 2021, a área industrial não foi afetada pelo 2º *lockdown* decretado pelo governo do estado do Ceará, logo percebe-se que não houve grandes variações de consumo, porém não houve recuperação de mercado em relação ao mercado faturado em 2019.

A classe de consumo poder público também apresentou queda de consumo para todos os meses de março de 2020 até outubro de 2021. Isso se deve ao fato de que a modalidade de trabalho remoto foi adotada por muitas instituições que podiam realizar suas atividades sem

atendimento ao público, a distância. Dados de consumo dessa classe são apresentados na Figura 15.

Figura 15 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará: Classe Poder Público

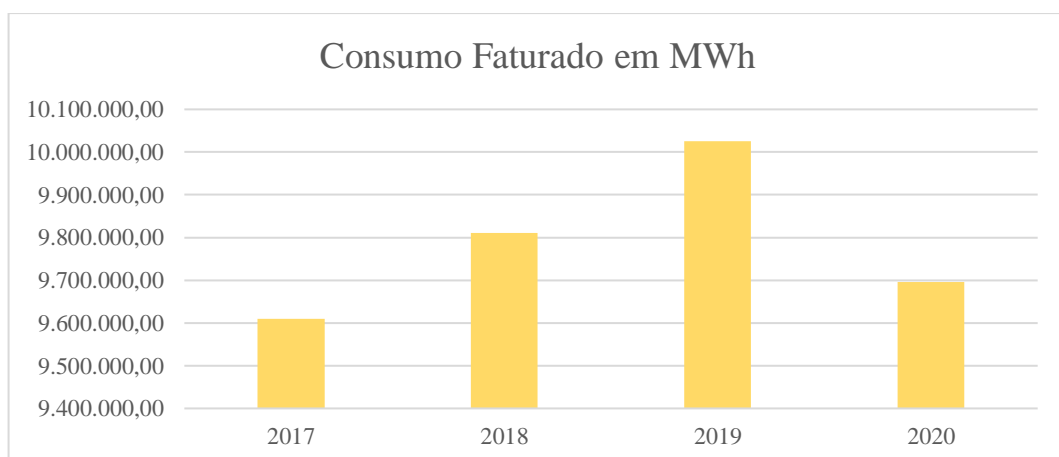


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021j.

Os meses de redução mais significativos no consumo de energia elétrica da classe poder público foram abril, maio e junho de 2020, com queda de 20,6%, 28,9% e 34,0% no consumo, respectivamente, se comparados a 2019. Em 2021, o mesmo período continuou em queda em relação a 2019, com percentuais de 21,5%, 21,3% e 23,9%, respectivamente.

Na figura 16, é observando o consumo faturado de forma macro, abrangendo todas as classes de consumo no estado do Ceará para os últimos anos, percebe-se que a pandemia causou uma queda no consumo de energia elétrica em 2020 de cerca de 3% se comparado a 2019, patamar próximo ao observado em 2017.

Figura 16 – Consumo Faturado em MWh no estado do Ceará (2017 – 2020)

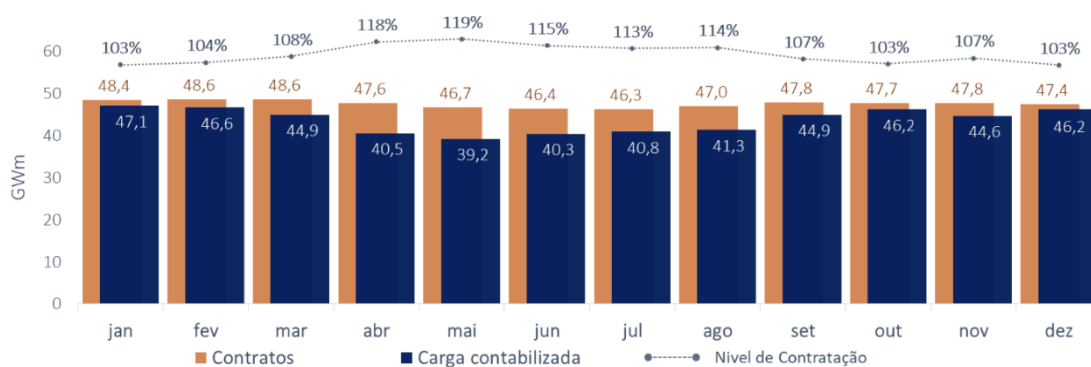


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021j.

O mesmo cenário ocorre em várias concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. No começo de 2021, a CCEE divulgou que a redução de mercado causada pela pandemia de COVID-19 fez com que as distribuidoras ficassem sobrecontratadas em 2020, com carga contratada equivalente a 109,1% da carga registrada no ano. (CCEE, 2021).

Na figura 17 é apresentado o gráfico retirado da página da CCEE com as informações mensais de carga contratada, carga contabilizada e nível de contratação para o ano de 2020. Em análise ao gráfico é possível perceber que quase todos os meses houve sobrecontratação acima no percentual regulatório permitido de 105%. Os meses com piores performances estão no período de abril a agosto de 2020.

Figura 17 – Balanço Energético Contabilizado em 2020



Fonte: CCEE, 2021.

Segundo dados da CCEE (2021), no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a carga demandada no ano de 2020 foi de 43,5 GW em média, enquanto a soma contratual das distribuidoras no país foi de 47,5 GW em média. Isso levou a um percentual de sobrecontratação acima do limite regulatório de 105%. Ou seja, só é possível repassar para a tarifa de energia elétrica um percentual de 5% de sobrecontratação em relação ao mercado registrado no ano em análise. Acima disso, os ganhos, perdas e riscos de exposição ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) são assumidos pela distribuidora.

Outro problema enfrentado pelas distribuidoras é a inadimplência por parte dos consumidores de energia elétrica. Na Figura 18, é observado a variação da inadimplência nos meses de abril, maio e junho de 2020. Além da queda de receita devido à redução do mercado, as concessionárias de energia elétrica ainda sofrem com a elevação da inadimplência que passou de 1,93% de inadimplência mensal em 2019 para cerca de 11% de inadimplência registrado em maio de 2020, conforme Boletim de Monitoramento da COVID-19 do MME e dados

divulgados pela ANEEL. (ISTOÉ DINHEIRO, 2020). A inadimplência cresceu por dois principais motivos: a redução da renda familiar e a proibição de corte pela ANEEL e por alguns governos estaduais.

Por meio da resolução nº 878, a ANEEL proibiu o corte de fornecimento de energia elétrica dos consumidores residenciais e locais com serviços ou atividades essenciais no período de 24 de março de 2020 a 23 de junho de 2020, sendo prorrogado até 31 de julho posteriormente. (BRASIL, 2020a). Para os clientes baixa renda, a proibição permaneceu até o final do ano de 2020. Em 2021, a ANEEL aprovou medida similar, porém apenas para os clientes baixa renda, no período de 26 de março de 2021 a 30 de junho de 2021, sendo prorrogado por mais três meses, ou seja, a proibição de corte continuou até final de setembro de 2021. (AGÊNCIA BRASIL, 2021).

Figura 18 – Inadimplência das Distribuidoras (2020)



Fonte: ANEEL, 2021f.

As pequenas distribuidoras foram as mais afetadas pela inadimplência e proibição de corte de fornecimento de energia elétrica. Segundo Doering (2020), representante da MUX ENERGIA, a inadimplência observada para a empresa era de 7%, no máximo, sem a proibição de corte. Porém nos primeiros dias de abril de 2020, após medidas da ANEEL, a inadimplência na sua área de concessão chegou a 15%. Segundo Lampert (2020), representante da ELETROCAR, a inadimplência nos primeiros dias de abril chegou a 30%. Em projeção de caixa para os 60 dias seguintes, a empresa chegou à conclusão que o fluxo de caixa só permitiria a operação por mais 56 dias. Segundo Knorr (2020), representante da HIDROPAN, uma das primeiras medidas adotadas pela distribuidora foi a postergação dos investimentos para manter o equilíbrio do caixa.

Outra dificuldade enfrentada pelas empresas de distribuição, foi o aumento das perdas não técnicas de eletricidade, afastando os valores reais de perdas das metas estabelecidas

pela ANEEL nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessões e permissões. Tendo em vista a estreita relação entre o furto de energia elétrica e aspectos socioeconômicos, os níveis de perdas se elevaram a partir de abril de 2020, refletindo a contração de 9,7% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro e a recessão técnica que o país entrou a partir do segundo semestre de 2020. (CÂMARA, 2020).

Desta forma, a pandemia de COVID-19 se tornou uma ameaça para o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica. O mercado cativo é responsável por cerca de 70% do faturamento destas empresas. Mesmo com a elevação do consumo residencial, não foi possível compensar a redução de mercado das demais classes de consumo. Adicionalmente, a inadimplência aumentou devido as concessionárias e permissionárias terem sido proibidas de realizar o corte de fornecimento. Porém as mesmas tiveram que continuar honrando seus contratos, operando suas instalações e pagando pela força de trabalho. Isso fez com que o fluxo de caixa das distribuidoras sofresse forte impacto negativo. (CÂMARA, 2020).

Tendo tudo isso em vista, foi criada a chamada Conta-COVID destinada para prover liquidez ao mercado e reduzir o impacto da pandemia nas tarifas de energia elétrica. Esta e outras medidas utilizadas para reduzir a elevação das tarifas de energia elétrica serão detalhadas no próximo capítulo.

4 MEDIDAS DE ATENUAÇÃO DO IMPACTO DA PANDEMIA NO SETOR ELÉTRICO

Durante a pandemia, o Governo Federal juntamente com a ANEEL e o Ministério de Minas e Energia (MME) adotaram uma série de medidas visando proteger os consumidores, algumas delas já citadas anteriormente, e garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas que compõem o setor elétrico.

Além da Medida Provisória nº 950, que estabeleceu isenção da conta de energia elétrica para consumidores do grupo baixa renda com consumo até 220 kWh por três meses e que permitiu a utilização dos recursos da CDE no enfretamento dos impactos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico (BRASIL, 2020b) e da Resolução Normativa nº 878 que proibiu o corte do fornecimento de energia devido a inadimplência dentre outras providências (ANEEL, 2020h), também foram adotadas um série de medidas a fim de reduzir as consequências da redução de carga e consumo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Outra medida adota foi estabelecida pelo Despacho nº 986/2020 que tratou do repasse de recursos do fundo de reserva para alívio futuro de encargos às distribuidoras e consumidores livres. A medida visava prover mais liquidez ao mercado em meio a pandemia. O valor de cerca de R\$ 207 milhões foi compartilhado levando em consideração o consumo auferido. “As distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN receberam R\$ 150.973.910 (73%). Para os agentes detentores de consumo do mercado livre foram destinados R\$ 56.435.755 (27%)”. (ANEEL, 2020c).

Adicionalmente, através da publicação do Despacho nº 1.106/2020, a ANEEL (2020d) autorizou o ONS a reduzir os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica do segmento consumo. O decreto estabeleceu:

- a) Antecipar os efeitos financeiros da Parcela de Ajuste de abril a junho de 2020, que resulta em um valor de R\$ 144 milhões de descontos nos encargos de uso do sistema de transmissão;
- b) Postergar para outubro de 2020 a cobrança da Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação – PIS das distribuidoras para o ano de 2019, que resulta em uma economia de R\$ 11 milhões para o setor.

A Parcela de Ajuste - PA, a que se refere o decreto, resulta

[...] da soma das diferenças mensais entre os valores que as transmissoras têm direito a receber e os valores resultantes de cada apuração mensal. A Parcela de Ajuste é acrescida (quando há déficit de arrecadação) ou diminuída (quando há superávit de arrecadação) da Receita Anual Permitida das transmissoras nos processos de Reajuste

Anual de Receitas, de acordo com as regras definidas no Submódulo 9.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária. (ANEEL, 2020e).

Tendo em vista a natureza da Parcela de Ajuste – PA, ressalta-se que a antecipação da mesma não representa benefício ou prejuízo para o segmento geração tendo em vista que ela já seria considerada no Ciclo Tarifário 2020/2021. Já a Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação – PIS só é utilizada no ciclo tarifário subsequente, logo a postergação não representou um prejuízo aos outros usuários do SEB. (ANEEL, 2020e).

A contração do mercado cativo devido à pandemia não causou problema apenas à liquidez de caixa das distribuidoras, mas também elevou os percentuais de sobrecontratação destas empresas. As distribuidoras firmam seus contratos de compra de energia com as geradoras com base nas projeções de crescimento do mercado cativo. Com o início da pandemia, ao invés de crescimento de mercado como projetado pelas distribuidoras, houve contração do mercado implicando na redução de consumo e conseqüentemente, na redução do montante de energia faturada. Com isso as distribuidoras ficaram sobrecontratadas, tendo que honrar com o pagamento de seus contratos com as geradoras sem ter, de fato, faturado o volume total de energia contratada. (CÂMARA, 2020).

“Os excedentes (de energia contratada) são liquidados ao preço de curto prazo (PLD), que atingiu seu patamar mínimo (R\$ 39,68/MWh) durante a crise”, devido à redução de consumo. Nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, os preços caíram de R\$ 101,98/MW e R\$ 201,83/MW, respectivamente, para o patamar mínimo. Dito em outras palavras, a distribuidora comprou sua energia a preços mais elevados e precisa vender o excedente desta energia ao preço do piso. (CÂMARA, 2020).

Em análise a este problema, a ANEEL possibilitou a utilização de dois instrumentos de descontração já existentes fora de seus períodos ordinários em caráter excepcional. Os dois mecanismos foram: Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova A-1 (MCSDEN A-1) e Mecanismo de Vendas de Excedentes Anual (MVE Anual). O MCSDEN A-1 foi realizado em junho de 2020 e o MVE Anual, em agosto de 2020. (CÂMARA, 2020).

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova A-1 (MCSDEN A-1): permite a realocação de sobras e déficits de energia contratada no mercado regulado, assim como a redução de contratos de usinas com o cronograma de obras em atraso;

Mecanismo de Vendas de Excedentes Anual (MVE Anual): se aplica aos casos que não se enquadram no MCSDEM A-1, e garante que parte da receita auferida, respeitado o limite de 30%, seja revertido em favor do consumidor no reajuste tarifário consecutivo. (CÂMARA, 2020).

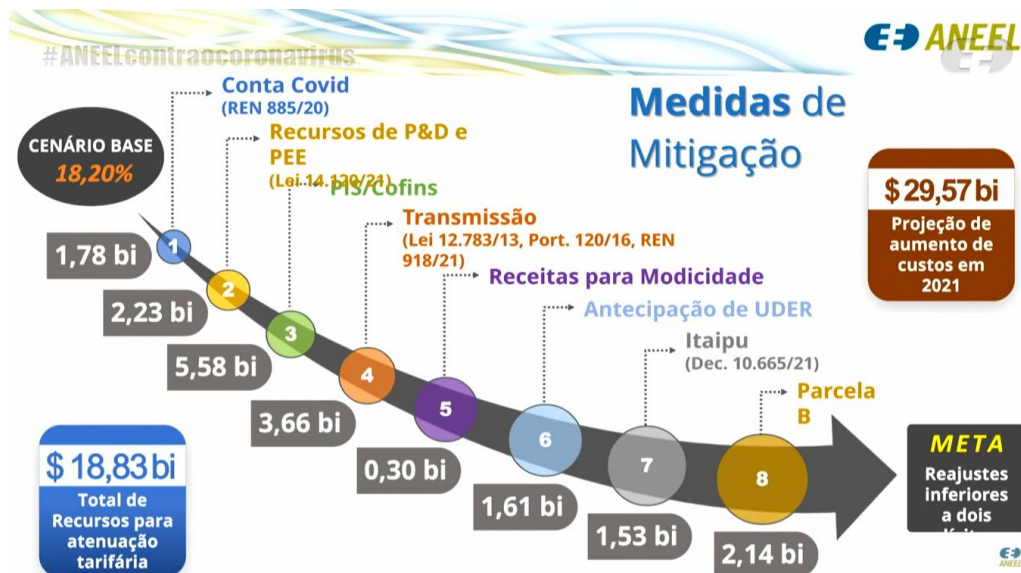
Estas medidas tiveram foco principalmente sobre as distribuidoras e seus caixas. Isso porque as mesmas possuem posição estratégica, visto que as concessionárias são responsáveis pelo recolhimento dos pagamentos que remuneram toda a cadeia do SEB. Portanto, agindo sobre o caixa das distribuidoras é possível preservar o equilíbrio econômico-financeiro destas, mas também das transmissoras e geradoras. (CÂMARA, 2020).

A seguir serão detalhadas as medidas implementadas pela ANEEL a fim de reduzir os efeitos da pandemia nas tarifas de energia elétrica mantendo o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e respeitando seus respectivos contratos de concessão ou permissão.

4.1 Medidas de mitigação do impacto tarifário sobre as distribuidoras

A pandemia de COVID-19 impactou fortemente o setor elétrico, principalmente as distribuidoras, conforme detalhado no capítulo 2 deste trabalho. Com isso, a ANEEL projetava um aumento médio de 18,20% nas tarifas de energia elétrica em 2021, resultado de um aumento de custos de aproximadamente R\$ 29,57 bilhões em 2021. Com o objetivo de atenuar os aumentos tarifários, a ANEEL aplicou 8 medidas de mitigação nos reajustes de 2021: devolução do empréstimo da Conta-COVID, utilização de recursos de P&D e PEE, devolução de PIS/COFINS, reperfilamento da transmissão, implementação de receitas para modicidade tarifária, antecipação de UDER, diferimento de Itaipu e diferimento de parcela B, conforme figura 19. (ANEEL, 2021a).

Figura 19 – Medidas de mitigação: cenário base



Fonte: ANEEL, 2021a.

Com a utilização destes mecanismos, a ANEEL buscou que os índices de reajuste tarifário das distribuidoras ficassem abaixo de dois dígitos, ou seja, até no máximo 10%. No cenário base apresentado na figura acima, o total de recursos a serem utilizados para atingir este objetivo é de R\$ 18,83 bilhões. (ANEEL, 2021a).

Apesar de existir 8 medidas de mitigação, elas foram utilizadas de acordo com a aplicabilidade destas em cada área de concessão, ou seja, cada distribuidora utilizou os recursos de acordo com sua elegibilidade a eles, não necessariamente implementando todos eles. A seguir, será detalhado cada uma destas medidas.

4.1.1 Conta-COVID

Uma das primeiras soluções projetadas, ainda em 2020, a Conta-COVID é uma medida emergencial de crédito às distribuidoras de energia elétrica que visa combater os impactos econômicos causados pela pandemia de COVID-19. A iniciativa captou empréstimos junto a 16 instituições financeiras, sob a coordenação do BNDES, e teve o objetivo de reduzir o percentual de reajuste das tarifas de energia elétrica. (BNDS, 202-). A curto prazo, a operação também ajudou as distribuidoras a suprir o déficit nos seus caixas. Adicionalmente, esta medida possibilitou a diluição no tempo de itens de custo que seriam incorporados nas tarifas de 2021. Pode-se citar: o reajuste do preço da energia proveniente de Itaipu, cotada em dólar, a alta na remuneração das políticas públicas do setor (via CDE), o repasse de custos de novas instalações de sistemas de transmissão. (CÂMARA, 2020).

A Conta-COVID foi criada pelo Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e regulamentada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2021. A adesão a conta pôde ser feita até a data de 03 de julho de 2021 e o valor do empréstimo será pago pelas distribuidoras e permissionárias nas seguintes condições: “taxa de juros da operação é de CDI + 2,8% ao ano, com 11 meses de carência e prazo de 54 meses para amortização”. (BNDES, 202-).

A CCEE é a responsável pela operação da Conta-COVID, ou seja, contratar os empréstimos junto aos bancos, repassar os valores às distribuidoras mensalmente de julho de 2020 a janeiro de 2021, receber os pagamentos das distribuidoras a partir de março de 2021 até dezembro de 2025 e quitar as parcelas do empréstimo ao *pool* de bancos a partir de julho de 2021 a dezembro de 2025. O empréstimo foi aderido por 61 concessionárias e permissionárias e o valor repassado a elas foi de 14,8 bilhões. (CCEE, 202-).

A Figura 20 descreve os principais detalhes da Conta-COVID e as 4 etapas associadas a ela: contratação, repasse, cobrança e quitação.

Figura 20 – Detalhes da CONTA-COVID



Fonte: Adaptado de CCEE, 202-.

Com o início do pagamento da Conta-COVID pelas distribuidoras a partir de março de 2021, essa se tornou uma das principais medidas adotadas pela ANEEL para a redução do impacto tarifário da pandemia, tendo em vista que este foi o principal objetivo da sua criação. Para os processos de 2021, o montante a ser revertido é de cerca de R\$ 1,78 bilhões. (ANEEL, 2021a). Porém, apenas a Conta-COVID não foi capaz de reduzir os reajustes tarifários a índices suportáveis pelos consumidores e dentro de suas possibilidades de pagamento, tendo em vista a situação econômica e social do país agravada pela pandemia. Sendo assim, a ANEEL projetou outras soluções para o aumento das tarifas de energia elétrica.

4.1.2 Recursos de P&D e PEE

Outro mecanismo de mitigação tarifária que começou a ser construída ao longo de 2020 através da Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020, foi a utilização dos

recursos não comprometidos de P&D e PEE para a modicidade tarifária, sem impacto sobre os projetos iniciados ou contratados. (ANEEL, 2021a).

Segundo SOUZA e LOUREIRO (2020), a Medida Provisória estabeleceu entre seus itens:

- a) Destinar para a modicidade tarifária os recursos de P&D e PEE destinados a CDE de 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, desde que utilizados até 70% do valor total disponível para os programas;
- b) Retirar gradualmente os descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) dos geradores fonte incentivados.

Posteriormente a MP 998/2020 foi convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, com modificações no texto original. Dentre estas modificações está o estabelecimento do percentual mínimo de 70% do total disponível para utilização nos projetos de P&D e PEE. Pela ANEEL, a utilização dos recursos foi regulamentada pela Resolução Normativa nº 929, de 30 de março de 2021. (ANEEL, 2021b).

Em relação ao item a, para repasse à CDE foram verificados os recursos disponíveis de P&D e PEE e subtraídos os valores já comprometidos, o montante restante foi destinada à CDE. Para os recursos disponíveis, existem dois tipos: o recurso passivo e o recurso corrente. O recurso passivo é o saldo contábil em agosto de 2020 e o recurso corrente são os valores estimados para 2020 a 2025. Já para os recursos comprometidos, serão considerados como tais os recursos de projetos com contratos firmados, projetos iniciados e chamadas públicas com resultados publicados até 1º de setembro de 2021. (ANEEL, 2021b).

Desta forma, primeiramente é realizada a comparação entre os recursos passivos e os recursos comprometidos. Caso o passivo seja maior que o comprometido, a diferença é repassada à CDE. Para os recursos correntes, devido a mudança no texto legal, deve ser respeitado o limite de 30% dos recursos disponíveis, retirados os valores comprometidos até 31 de agosto de 2021. Caso a empresa possua o montante comprometido superior ao passivo, ela pode repassar percentual inferior a 30%. (ANEEL, 2021b).

Os valores apurados pela ANEEL no fechamento da Consulta Pública nº 78/2020 que resultou na REN 929/2021, foi considerado como receitas para a CDE um montante de cerca de R\$ 2,23 bilhões, sendo R\$ 1,75 bilhões de recursos passivos e R\$ 480 milhões de recursos correntes 2020/2021 (ANEEL, 2021b), conforme Figura 21.

Figura 21 – Recursos P&D e PEE: passivo e corrente



Fonte: Adaptado da ANEEL, 2021b.

A CCEE será responsável pelo recolhimento dos montantes passivo e corrente para repasse à CDE. O passivo começou a ser recolhido a partir de 10 de abril de 2021 e foi realizado em 9 parcelas atualizadas mensalmente pela SELIC, podendo a empresa solicitar antecipação do pagamento a qualquer momento e a critério da mesma. Quanto ao recolhimento do corrente, foi iniciado na mesma data do passivo no montante determinado pela ANEEL relativo à receita do segundo mês anterior, cabendo a empresa informar à CCEE até o 1º dia útil de cada mês o montante a ser pago até dia 10. (ANEEL, 2021b).

Em relação ao item b, a MP estabeleceu a criação pelo Poder Executivo de diretrizes para a concessão de benefícios relacionados à baixa emissão de gases do efeito estufa para estes geradores de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Ressalta-se ainda que o principal objetivo dos itens destacados da MP 998/2020 foi promover a modicidade tarifária e reduzir o impacto da pandemia relacionados aos custos da Conta-COVID sobre as tarifas de energia elétrica. (SOUZA; LOUREIRO, 2020).

4.1.3 Devolução de PIS/COFINS

A terceira medida de mitigação dos impactos tarifários foi a utilização de créditos de PIS/COFINS proveniente de ações judiciais que solicitaram a exclusão do ICMS da base de cálculo destes tributos. A devolução dos valores cobrados indevidamente foi revertida parcialmente em favor dos consumidores nos reajustes tarifários de 2021.

Em 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) decidiu pela exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS, com fundamento no princípio da não cumulatividade. No setor elétrico várias concessionárias entraram com ações judiciais contra a

Fazenda Nacional pleiteando o reconhecimento da tese. Das 53 distribuidoras do setor, apenas 4 não ingressaram com ações judiciais. (ANEEL, 2021c).

O montante da devolução para as concessionárias, em análise realizada pela ANEEL, é de mais de R\$ 50,1 bilhões, sendo R\$ 36,9 bilhões em ações já transitadas em julgado e deste montante cerca de R\$ 26,5 bilhões já estão habilitados na Receita Federal do Brasil. Para as permissionárias, o valor estimado é de R\$ 17,8 milhões. A fim de discutir com a sociedade e regulamentar a metodologia de devolução do PIS/COFINS aos consumidores de energia elétrica, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 005/2021 com período de contribuição entre os dias 11 de fevereiro de 2021 a 29 de março de 2021. (ANEEL, 2021n).

Na Figura 22 é apresentado um resumo da situação atual dos processos abertos pelas distribuidoras.

Figura 22 – Resumo das ações abertas pelas distribuidoras para devolução do PIS/COFINS



Fonte: ANEEL, 2021n.

Visando reduzir os aumentos tarifários, este mecanismo foi utilizado, antes da divulgação do resultado da Consulta Pública nº 005/2021, para todas as empresas que já tinham ações transitadas em julgado e com valores homologados na Receita Federal, desde que obedecendo o limite de 20% do montante total em ação judicial e não ultrapassando o valor compensado com a Receita Federal, conforme Despacho ANEEL nº 361, de 09 de fevereiro de 2021. O montante utilizado deste recurso foi de cerca de R\$ 5,58 bilhões. (ANEEL, 2021d).

4.1.4 Reperfilamento da transmissão - RBSE

A quarta ação de mitigação dos impactos tarifários diz respeito ao segmento de transmissão. Trata-se do reperfilamento da transmissão que decorre da Lei nº 12.783/2013, da Portaria nº 120/2016 e da Resolução Normativa nº 918/2021.

Em 2013, foi sancionada a Lei nº 12.783 que renovou as concessões do setor de energia elétrica brasileiro e permitiu uma redução nas tarifas de energia elétrica. A lei possibilitou a renovação dos contratos de concessão dos três segmentos do SEB (geração, transmissão e distribuição de energia) que venceriam entre 2015 e 2017 por até 30 anos. Para tanto, foi necessário que as concessionárias concordassem em reduzir sua remuneração pela prestação do serviço em até 70%. (G1 ECONOMIA, 2013).

Segundo ROCHA (2013), o segmento com maior relevância foi a transmissão. Para a renovação contratual, foi retirado da receita destas empresas as parcelas referentes à depreciação e à remuneração de investimentos.

Tanto o conjunto de ativos que compunham a chamada base "blindada", isto é, aqueles que já constavam da base de ativos quando da assinatura dos contratos iniciais, quanto os ativos implantados posteriormente em decorrência de reforços na rede, executados por meio de autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, passaram a contar unicamente com a parcela destinada à operação e manutenção dos ativos. (ROCHA, 2013).

Os ativos classificados como "existentes", ou base "blindada", eram remunerados pela a receita denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE, se integrante da Rede Básica, ou RPC, se integrante das Demais Instalações de Transmissão e conexões. Em primeira análise pelo Governo Federal, estes ativos foram considerados completamente amortizados e pertencentes à União, portanto apenas os ativos classificados como Rede Básica Novas Instalações - RBNI, se integrantes da Rede Básica, ou RCDM, se integrantes das Demais Instalações de Transmissão ou conexões, eram elegíveis à indenização. (ROCHA, 2013).

Com a discordância das transmissoras, o Governo Federal voltou atrás em seu entendimento e acrescentou ao valor anterior da indenização os montantes relativos a RBSE e RPC. A Lei nº 12.783/2013 colocou que a indenização se daria em duas partes: a primeira parte relativa a RBNI e RCDM; a segunda parte relativa a RBSE e RPC. (ROCHA, 2013).

A primeira parte relativa a RBNI e RCDM foi homologada e paga pelo Tesouro em 30 parcelas totalizando o valor de R\$ 13 bilhões de indenizações de ativos não amortizados das instalações que entraram em operação a partir de junho de 2000. (LEITE, TOSTO E BARROS ADVOGADOS, 2016).

No que diz respeito a segunda parte das indenizações relativa a RBSE e RPC, o MME publicou, em 20 de abril de 2016, a Portaria nº 120 que estabeleceu que

[...] os valores homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL relativos aos ativos previstos no art. 15, § 2o, da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas. (MME, 2016).

Após a publicação da Portaria, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 762, em 21 de fevereiro de 2017, onde são detalhados os procedimentos de cálculo para incorporação deste custo à Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras. Desta forma, a partir de 2017 as indenizações de RBSE passaram a serem pagas pelos consumidores através de custos embutidas na tarifa de energia elétrica. (FINANCE NEWS, 2021).

É exatamente deste componente financeiro de que trata a quarta medida de mitigação dos impactos tarifários executada pela ANEEL. Segundo BEZUTTI (2021), o reperfilamento da RBSE adequou o cronograma de compensação à metodologia posta pelo MME em 2016 e estendeu o prazo de pagamento de 2023 para 2027, diluindo assim os custos presentes nas tarifas de energia elétrica. “O montante sai de R\$ 12,7 bilhões em 2020, para R\$ 6,6 bilhões em 2021, R\$ 7,6 bilhões em 2022, e de 2023 a 2027, o valor é estabilizado em R\$ 10 bilhões ao ano”. BEZUTTI (2021).

Através da Resolução Normativa nº 918/2021, a ANEEL estabeleceu “os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783”. (ANEEL, 2021ah). Sendo assim, esta ação permitiu a redução de custos nos processos tarifários de aproximadamente R\$ 3,66 bilhões. (ANEEL, 2021a).

4.1.5 Receitas para modicidade tarifária

O quinto mecanismo é a utilização do montante de outras receitas para a modicidade. Como visto anteriormente, outras receitas referem-se aos montantes faturados pela distribuidora em atividades que não a aplicação das tarifas de energia elétrica. Estas receitas são normalmente contabilizadas em benefício do consumidor durante as Revisões Tarifárias Periódicas. As receitas utilizadas neste mecanismo foram aquelas que ainda não possuem regulamentação prevista nas Resoluções Normativas nº 376, de 25 de agosto de 2009, e nº 414, de 09 de setembro de 2010, e foram utilizadas para reduzir os índices de reajustes nos processos

tarifários de 2021. O montante estimado para este recurso é de R\$ 300 milhões em benefício do consumidor. (ANEEL, 2021a).

4.1.6 Antecipação de UDER

O sexto recurso visando a mitigação dos impactos tarifários é a antecipação da utilização das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. Das 53 distribuidoras de energia elétrica existentes no Brasil, 14 empresas possuem contrato de concessão antigo, portanto estas receitas só são revertidas em benefício do consumidor durante as revisões tarifárias. As empresas restantes possuem contrato novo de concessão ou permissão de distribuição de energia elétrica e desta forma revertem estas receitas durante seus processos de reajustes tarifários. Sendo assim, este mecanismo só é válido para as empresas pertencentes ao contrato antigo, que utilizaram estes recursos como receita extraordinária para mitigação tarifária. O montante estimado para este recurso é de R\$ 1,61 bilhões. (ANEEL, 2021a).

4.1.7 Itaipu

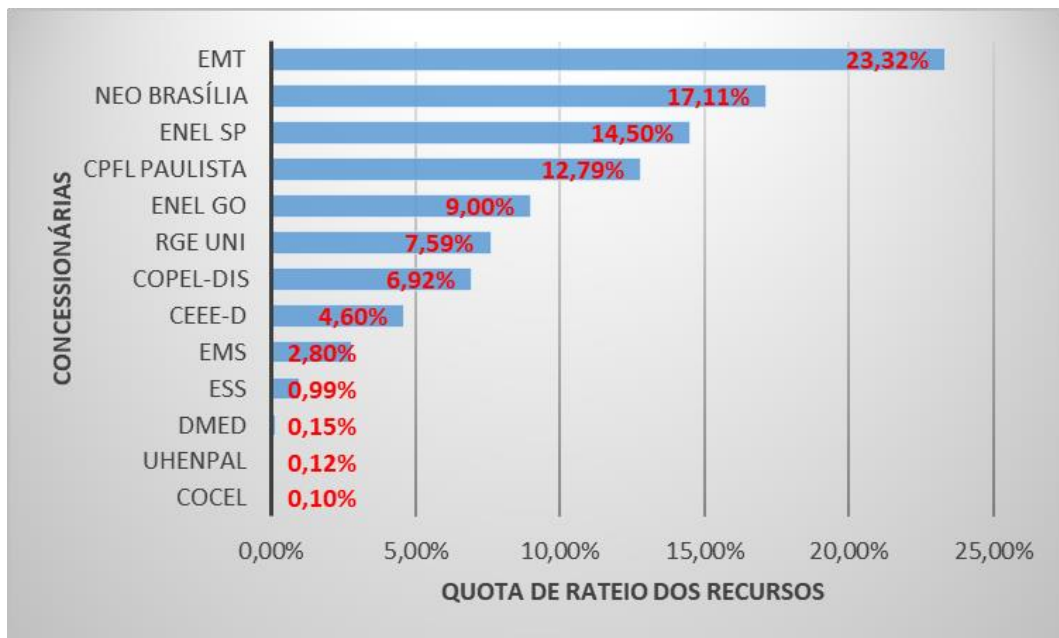
A sétima ação é a utilização de créditos do saldo da conta de comercialização de Itaipu, regulamentada pelo Decreto nº 10.665/2021. A conta de Itaipu é composta por Receitas e Despesas. As receitas são provenientes dos pagamentos das distribuidoras pelo repasse de potência contratada da usina, da comercialização de energia junto a CCEE e da disponibilização de energia às usinas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Já as despesas decorrem dos serviços de eletricidade adquiridos de Itaipu, da compra de energia das usinas do MRE, da compra de energia junto a CCEE e dos custos de operação, administração e demais atividades realizadas pela Eletrobrás para comercialização da energia de Itaipu. (ELETROBRÁS, 202-).

Com a publicação do Decreto nº 10.665/2021, o Ministério de Minas e Energia permitiu a utilização do saldo positivo da conta de Itaipu para a redução dos índices de reajustes tarifários e estabeleceu que é responsabilidade da ANEEL definir a periodicidade do repasse do saldo positivo aos consumidores. Este diferimento pôde ser aplicado às distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste tendo em vista que estas, por determinação legal, devem adquirir sua energia da hidrelétrica binacional a preços valorados em dólar pela ANEEL. (CANAL ENERGIA, 2021).

O montante autorizado pela ANEEL a ser repassado para as 13 distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste foi de R\$ 1,253 bilhão, provenientes do saldo positivo da

conta de comercialização de Itaipu, no valor de R\$ 978 milhões, e do orçamento de projetos a serem aplicados no lado brasileiro de Itaipu, no valor de US\$ 50 milhões. (CANAL ENERGIA, 2021). Conforme Figura 23, as distribuidoras que receberam mais recursos foram Energisa Mato Grosso, Neoenergia Brasília (antiga CEB D), ENEL SP e CPFL Paulista, com participação de 23,32%, 17,11%, 14,50% e 12,79%, respectivamente.

Figura 23 – Quota de rateio dos recursos da Conta de Comercialização de Itaipu



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021k.

O valor do diferimento deverá ser ressarcido à conta de Itaipu a partir de 2023, podendo ser estendido por um prazo de dois anos a partir de então para evitar pressão tarifária sobre os consumidores, mediante solicitação fundamentada das concessionárias. A devolução se dará em 12 parcelas mensais corrigidas pela taxa Selic do período. (CANAL ENERGIA, 2021).

4.1.8 Diferimento de Parcela B

O mecanismo oitavo refere-se ao diferimento de Parcela B e foi solicitado exclusivamente pelas distribuidoras que possuem contrato antigo, ou seja, que possui Parcela B reajustada anualmente pelo IGPM, e que não tiveram índices de reajuste tarifário satisfatórios com a utilização das medidas anteriores. As empresas que aceitaram a postergação do pagamento de parte de sua Parcela B terão estes valores revertidos à distribuidora no processo

tarifário subsequente corrigidos pelo IPCA. O montante estimado desejável deste recurso para que se alcance a meta é de R\$ 2,14 bilhões. (ANEEL, 2021a).

4.2 Resultados das ações de mitigação tarifária

A aplicação das medidas de mitigação reduziu significativamente os índices de reajustes das tarifas de energia elétrica do ano de 2021. Na Tabela 2 são apresentados as medidas de mitigação tarifária e o impacto destas no processo tarifário de cada uma das distribuidoras de energia. As concessionárias apresentadas são aquelas cujas tarifas entram em vigor entre o dia 22 de abril e 04 de julho de 2021.

Tabela 2 – Medidas de desoneração tarifária e resultados

Distribuidora	Conta-COVID	PIS COFINS	RBSE	Receitas para Modicidade	UDER	Itaipu	Diferimento Parcela B e outros	Total	Efeito Médio Final
CPFL SANTA CRUZ	-5,42%	-1,77%	-	-	-	-	-4,11%	-11,30%	9,95%
ESE	-3,86%	-	-1,08%	-0,07%	-1,81%	-	-3,62%	-10,44%	8,90%
ENEL CE	-9,09%	-7,65%	-1,34%	-0,03%	-1,07%	-	-1,05%	-20,23%	8,95%
EMT	-7,45%	-	-0,85%	-0,05%	-2,85%	-6,76%	-3,90%	-21,86%	8,90%
EMS	-9,23%	-	-1,70%	-0,03%	-2,25%	-1,47%	-1,42%	-16,10%	8,90%
CPFL PAULISTA	-7,62%	-	-1,39%	-0,19%	-2,37%	-1,73%	-1,94%	-15,24%	8,95%
COSERN	-4,31%	-7,22%	-1,59%	-0,22%	-2,46%	-	-	-15,80%	8,96%
COELBA	-3,57%	-8,94%	-1,57%	-0,21%	-2,88%	-	-	-17,17%	8,98%
CELPE	-8,27%	-3,35%	-1,38%	-0,24%	-	-	-	-13,24%	8,99%
EQUATORIAL AL	-18,28%	-8,13%	-1,88%	-0,02%	-	-	-11,10%	-39,41%	8,62%
SULGIPE	-7,08%	-	-2,68%	-	-	-	-	-9,76%	2,59%
CEMIG-D	-8,78%	-9,67%	-1,75%	-0,13%	-	-	-	-20,33%	1,28%
RGE SUL	-2,46%	-2,90%	-1,70%	-0,13%	-2,14%	-1,43%	-2,17%	-12,93%	9,95%
EMG	-6,46%	-	-0,79%	-0,05%	-	-	-	-7,30%	9,10%
ENF	-3,70%	-	-	-0,05%	-	-	-	-3,75%	4,95%
COPEL-DIS	-3,14%	-6,50%	-2,12%	-0,45%	-	-0,95%	-	-13,16%	9,89%
COCEL	-0,94%	-	-0,65%	-	-	-1,29%	-	-2,88%	10,64%
ETO	-2,72%	-0,95%	-	-0,11%	-	-	-	-3,78%	4,04%
ELETROPAULO	-0,59%	-6,54%	-	-0,17%	-0,98%	-	-1,66%	-9,94%	9,44%

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021h, 2021p, 2021q, 2021r, 2021s, 2021t, 2021u, 2021v, 2021w, 2021x, 2021y, 2021z, 2021aa, 2021ab, 2021ac, 2021ad, 2021ae, 2021af, 2021ag.

Sinalizados em verde, estão os percentuais de redução no efeito médio da medida de desoneração tarifária que teve maior impacto para cada distribuidora. É possível perceber que a medida mais relevante foi a reversão do empréstimo da Conta-COVID, seguida pela devolução dos valores de PIS/COFINS. Das empresas apresentadas, apenas a COCEL teve índice de reajuste acima de um dígito, com efeito médio de 10,64%. Destaca-se também o reajuste da Equatorial AL que utilizou cinco mecanismos de desoneração tarifária e reduziu 39,41% do efeito médio ao consumidor.

4.3 Estudo de caso: Reajuste Tarifário 2021 da concessionária do estado do Ceará

No estado do Ceará, a empresa detentora da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica é a Enel Distribuição Ceará. Sediada na cidade de Fortaleza, a distribuidora fatura anualmente cerca de R\$ 5 bilhões com o consumo de energia elétrica de aproximadamente 3,8 milhões de unidades consumidoras. Os mercados mais significativos em sua área de concessão são das classes de consumo residencial, industrial, comercial e rural com participação no consumo de 41,3%, 23,7%, 14,3% e 10,8%, respectivamente. (ANEEL, 2021h).

As tarifas da concessionária são reajustadas anualmente e tem vigência de um ano a contar do dia 22 de abril do ano de homologação das tarifas. Vale ressaltar que devido aos efeitos da pandemia de COVID-19 sobre a economia e renda familiar brasileiras, as tarifas homologadas no reajuste tarifário de 2019 foram postergadas até 30 de junho de 2020. As tarifas homologadas no reajuste tarifário de 2020 só tiveram vigência a partir de 1º de julho de 2020. Desta forma, no processo tarifário de 2021 foram realizados ajustes contemplando o período de postergação entre 22 de abril de 2020 a 30 de junho de 2020. (ANEEL, 2021h).

Para o ano de 2021, vários fatores contribuíram para a pressão tarifária. No caso da Enel Distribuição Ceará, além da redução de consumo e das condições climáticas desfavoráveis que levaram ao acionamento de usinas termelétricas, também representou forte impacto no reajuste a elevação dos índices inflacionários, especificamente o IGPM. A empresa possui contrato antigo e, portanto, tem sua Parcela B atualizada pelo IGPM. (ANEEL, 2021h). O desafio adicional se deu devido ao descolamento dos índices inflacionários IPCA e IGPM. Para o mês de março de 2021, o IPCA possuía acumulado nos últimos 12 meses variação de 6,10%, enquanto o IGPM acumulou variação de 31,11% para o mesmo período. (IDINHEIRO, 2022).

Desta forma, a fim de que o índice de reajuste da concessionária do Ceará ficasse abaixo de dois dígitos, ou seja, inferior a 10%, foram utilizadas seis das oito medidas de mitigação mencionadas anteriormente. Desta forma, o processo de reajuste tarifário conduziu a

um efeito médio de 8,95% ao consumidor, sendo 10,21% de variação tarifária para os clientes conectados à Alta Tensão (AT) e 8,54% de variação tarifária para os clientes conectados à Baixa Tensão (BT). A tarifa homologada é composta por Parcela A, Parcela B e Componentes Financeiros. Cada um destes itens contribui para a variação final percebida pelo consumidor. (ANEEL, 2021h).

A Parcela A contribui para o efeito médio percebido pelo consumidor com 13,63%. Esta parcela é dividida nos itens de custo denominados: encargos setoriais, custos de transporte e custos de compra de energia. Estes itens sofreram variação em relação ao processo tarifário anterior e contribuíram positivamente para o efeito médio final com 4,57%, 3,15% e 5,91%, respectivamente. Já a Parcela B contribuiu com 10,44% para o efeito médio final. Este item é atualizado a cada Reajuste Tarifário pelo IGPM e Fator X, de acordo com fórmula estabelecida no contrato de concessão da ENEL CE. Para este processo, o IGPM acumulado no período de referência foi de 31,10%. (ANEEL, 2021h).

Os componentes financeiros contribuíram com -10,53%. É neste item que são inclusos os mecanismos de mitigação a fim de reduzir o efeito médio ao consumidor. As medidas utilizadas pela ANEEL neste reajuste foram: Reversão Conta-COVID, Reperfilamento de custos de RBSE, antecipação de UDER, utilização de receitas para modicidade tarifária, devolução do PIS/COFINS e diferimento de Parcela B.

Conforme Figura 24, o primeiro mecanismo utilizado foi a reversão da Conta-COVID no valor negativo de -R\$ 458.907.084,65, que levou a uma redução tarifária de -9,09%. Em seguida, o reperfilamento da transmissão contribuiu com um financeiro negativo de -R\$ 67.509.220,93, que reduziu o impacto sobre a tarifa em -1,34%. O terceiro mecanismo foi o financeiro relacionado a reversão extraordinária durante o reajuste tarifário de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos – UDER contribuiu com uma redução de -1,07%, equivalente a um componente financeiro de -R\$ 54.088.313,44. A quarta medida diz respeito a Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária com um financeiro de -R\$ 1.581.724,05 e redução do efeito em -0,03%. A seguir, foram utilizados os créditos referentes a devolução de PIS/COFINS no valor de -R\$ 386.200.000,00, reduzindo o efeito médio em -7,65%. Por último, visando amenizar mais o índice do reajuste, a ENEL CE solicitou diferimento de Parcela B no valor de -R\$ 53.000.000,00, impactando o efeito médio em -1,05%. (ANEEL, 2021h).

Figura 24 – Componentes financeiros: Reajuste Tarifário Anual 2021 da ENEL CE

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	268.891.893	5,33%
CVA em processamento - Transporte	108.447.976	2,15%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	2.411.883	0,05%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	4.080.158	0,08%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	8.128.515	0,16%
Sobrecontratação/exposição de energia	60.807.831	1,20%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.498.177	0,03%
Previsão de Risco Hidrológico	135.547.986	2,68%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	(72.830)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(146.280.523)	-2,90%
ICMS não compensando na compra de energia	15.384.188	0,30%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Energia	(78.666.911)	-1,56%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Transporte	(47.592.164)	-0,94%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Encargos Setoriais	(7.423.317)	-0,15%
Reversão Conta-Covid - Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(181.129.790)	-3,59%
Reversão Conta-Covid - Neutralidade de Parcela A	(15.243.495)	-0,30%
Reversão Conta-Covid - Sobrecontratação	(92.089.798)	-1,82%
Reversão Conta Covid - Postergação	(36.761.609)	-0,73%
Prorrogação das tarifas (abril/2020 a jun/2020)	30.715.144	0,61%
Devolução valores de Rede Básica Fronteira (Pendência Impeditiva)	(231.261)	0,00%
Financeiro de Reperfilamento de custos de RBSE - ciclo 2021/20022-RB	(45.707.435)	-0,91%
Financeiro de Reperfilamento de custos de RBSE - ciclo 2021/20022-RB FR	(14.628.349)	-0,29%
Financeiro de Reperfilamento de custos de RBSE - ciclo 2021/20022- Conexão	(7.173.436)	-0,14%
Diferimento Parcela B	(53.000.000)	-1,05%
Financeiro extraordinário de reversão de receitas de UDER	(54.088.313)	-1,07%
Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária - REN 376/2009 e 414/2010	(1.581.724)	-0,03%
Crédito PIS/COFINS	(386.200.000)	-7,65%
Total	(531.957.204)	-10,53%

Fonte: ANEEL, 2021h.

Segue abaixo Tabela 3 com resumo das medidas de mitigação utilizadas no processo de reajuste das tarifas da concessionária do Ceará.

Tabela 3 – Medidas de desoneração tarifária utilizadas no reajuste tarifário da ENEL CE

Medida de Mitigação	Financeiro associado a medida de mitigação	Redução no efeito médio percebido pelo consumidor
Reversão da Conta-COVID	-R\$ 458.907.084,65	-9,09%
Reperfilamento da transmissão	-R\$ 67.509.220,93	-1,34%
Reversão extraordinária UDER	-R\$ 54.088.313,44	-1,07%
Receitas para Modicidade Tarifária	-R\$ 1.581.724,05	-0,03%
Créditos PIS/COFINS	-R\$ 386.200.000,00	-7,65%
Diferimento de Parcela B	-R\$ 53.000.000,00	-1,05%
Total	-R\$ 1.021.286.343,07	-20,23%

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021h.

Percebe-se que o componente financeiro que mais contribuiu para a redução do impacto tarifário foi a reversão do empréstimo da Conta-COVID, seguido pela utilização dos créditos de devolução do PIS/COFINS. Com a utilização das medidas de mitigação foi possível reduzir o reajuste tarifário na concessão do Ceará em 20,23%, totalizando mais de R\$ 1 bilhão que deixou de ser aplicado nas tarifas de energia elétrica.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou uma análise de como a pandemia de COVID-19 afetou o setor elétrico brasileiro, mais especificamente apresentando os impactos sobre as distribuidoras e as tarifas de energia elétrica, assim como as medidas adotadas pelo Ministério de Minas e Energia e ANEEL na busca da desoneração tarifária mantendo o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do sistema elétrico brasileiro.

Para se atingir uma compreensão de como as empresas do setor elétrico foram afetadas pela pandemia e como os órgãos reguladores agiram para amenizar os impactos, definiu-se três objetivos específicos. O primeiro buscou conhecer a estrutura organizacional do setor elétrico, assim como a estrutura tarifária. Verificou-se que o setor elétrico possui estrutura organizacional bem definida, com separação das atividades necessárias para garantir a confiabilidade do setor, tendo instituições responsáveis pela criação de políticas públicas, pela regulamentação e fiscalização das atividades desenvolvidas, pelo gerenciamento do mercado e pela prestação dos serviços. Além disso, constatou-se que a tarifa homologada possui estrutura definida composta por uma parcela que remunera os custos de aquisição de energia, de transporte e encargos setoriais e outra parcela que remunera os custos operacionais e recompõe o capital investido pela empresa. Ademais do valor homologado pela ANEEL, à fatura final do consumidor também é adicionada uma parcela de tributos devidos ao Governo Federal, Estadual e Municipal.

Em seguida, buscou-se compreender as implicações para o setor elétrico da COVID-19 e de suas medidas de contenção. Verificou-se que, com a disseminação do vírus SARS-COV-2, os governos estaduais em todo o Brasil tomaram medidas para evitar o crescimento acelerado de casos. Dentre estas medidas, a que mais impactou todos os setores da economia, inclusive o setor elétrico, foi o distanciamento social rígido, ou *lockdown*. Com isso, o comércio, a indústria e os serviços não-essenciais foram fechados. Essa medida causou mudança no perfil de consumo do SIN e redução no consumo de energia elétrica. Apesar do aumento de consumo de energia elétrica na classe residencial, a redução de consumo nas demais classes fez com que as distribuidoras ficassem sobrecontratadas e tivessem queda do faturamento. Além disso, o *lockdown* levou à redução da renda familiar brasileira que, consequentemente, resultou em aumento da inadimplência e das perdas não-técnicas. Com isso, as distribuidoras tiveram que continuar honrando com os contratos de energia e custos da operação, porém com arrecadação reduzida, fazendo que sofressem com falta de liquidez nos caixas.

Por último, buscou-se conhecer as ações adotadas pelos reguladores do mercado de energia elétricas a fim de socorrer o setor elétrico mantendo o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. A análise permitiu concluir que o Ministério de Minas e Energia conjuntamente com a ANEEL elaboraram e regulamentaram medidas que ajudaram as distribuidoras a lidar com a sobrecontratação, a exemplo da realização do MVE e MCSDEN em período extraordinário, e com o problema de fluxo de caixa, a exemplo da Conta-COVID. Quanto a sobrecontratação foi observado que, apesar da utilização dos mecanismos citados anteriormente, as distribuidoras terminaram o ano de 2020 sobrecontratadas em 109,1%, acima dos 105% de limite regulatório. Quanto ao fluxo de caixa das empresas, a Conta-COVID foi uma solução acertada, que promoveu liquidez de caixa, mas também desonerou a tarifa. Adicionalmente, foram regulamentadas outras medidas a fim de reduzir a tarifa de energia elétrica sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Com a análise dos dados dos reajustes e revisões de 19 distribuidoras, confirmou-se a hipótese do trabalho de que as ações de mitigação aplicadas aos reajustes e revisões tarifárias de 2021 foram eficazes e suficientes para a redução dos índices tarifários, pois foi possível observar que os índices de variação das tarifas ficaram abaixo do cenário inicial estimado para 2021 de 20% de crescimento das tarifas, permanecendo em torno de 7,5% em média para a amostra considerada, cumprindo assim o proposto pela ANEEL. Foi possível constatar que as medidas que mais impactaram na redução tarifária foram a devolução do empréstimo da Conta-COVID e a devolução dos valores de PIS e COFINS.

Sendo assim, o fluxo de caixa das empresas do setor elétrico foi preservado, possibilitando que estas arcassem com seus compromissos contratuais com as geradoras e seus custos operacionais. Adicionalmente, o impacto sobre o consumidor devido a reajustes expressivos na tarifa foi evitado, mantendo-se o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e permissões e cumprindo os contratos de distribuição.

Como dito anteriormente, para a obtenção de dados que norteassem este trabalho foram utilizadas legislações publicadas que contivessem direcionamentos quanto as ações a serem tomadas no combate aos impactos da pandemia, assim como trabalhos e divulgações realizados pelas autoridades competentes, jornais e acadêmicos. Também foram acompanhadas as reuniões públicas de diretoria da ANEEL, onde as resoluções e despachos em foco foram aprovados. Os instrumentos de coleta dos danos permitiram conhecer o problema e acompanhar a evolução do mesmo até sua solução.

Em pesquisas futuras, pode-se avaliar como estas medidas afetarão as tarifas de energia a médio prazo, tendo em vista que, em algumas medidas, foram aplicados diferimentos

que precisarão ser repostos futuramente, à exemplo dos diferimentos de Parcela B e de Itaipu, ou aplicou-se adiantamento de recursos, que não poderão ser utilizados futuramente, à exemplo da utilização das receitas de UDER. Desta forma, pode-se buscar conhecer as implicações destas medidas nos processos tarifários posteriores. Adicionalmente, podem ser estudados o acréscimo de R\$ 142/MWh às contas de energia elétrica decorrente da criação da bandeira escassez hídrica em 2021 com repercussões em 2022, os diferimentos realizados nos processos tarifários utilizando os recursos da conta bandeira decorrente da aplicação da bandeira escassez hídrica e as repercussões do empréstimo da CDE-Escassez Hídrica que está previsto para 2022.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA BRASIL. **Aneel prorroga proibição de corte de luz por inadimplência**. [S. l.], 2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-06/aneel-prorroga-proibicao-de-corte-de-luz-por-inadimplencia>>. Acesso em: 03 jan. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **4ª Reunião Pública Extraordinária ANEEL – 22/04/2021**. 1 Live. (4h 27min). [S. l.], 2021a. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=Bcjs2jR84cU&t=4959s>. Acesso em: 10 jan. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **8ª Reunião Pública Ordinária ANEEL – 16/03/2021**. 1 Live. (7h 53min). [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=Z81JMkR-LgM>. Acesso em: 17 jan. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **ANEEL abre consulta pública sobre devolução de créditos tributários aos consumidores**. [S. l.], 09 fev. 2021c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-abre-consulta-publica-sobre-devolucao-de-creditos-tributarios-aos-consumidores/656877. Acesso em: 17 jan. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **ANEEL anuncia bandeira tarifaria verde até dezembro de 2020**. [S. l.], 2020a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-anuncia-bandeira-tarifaria-verde-ate-dezembro-de-2020/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 14 jan. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. 236 p. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2008_AtlasEnergiaEletricaBrasil3ed/297ceb2e-16b7-514d-5f19-16cef60679fb. Acesso em: 2 out. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Base de Remuneração**. [S. l.], 2016a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/base-de-remuneracao-

regulatoria/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Ffliferayhom%2Fweb%2Fguest%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4. Acesso em: 16 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **COVID-19 - ANEEL e CCEE liberam R\$ 207 milhões para distribuidoras e consumidores livres.** [S. 1.], 2020c.

Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/covid-19-aneel-e-ccee-liberam-r-207-milhoes-para-distribuidoras-e-consumidores-livres/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 14 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **COVID-19: ANEEL aprova novas medidas para reduzir custos e liberar liquidez no setor.** [S. 1.], 2020d. Disponível

em: https://www.aneel.gov.br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/20152314. Acesso em: 14 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Depreciação e Remuneração**

dos Investimentos. [S. 1.], 2016b. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/cota-de-depreciacao-e-remuneracao-dos-](https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/cota-de-depreciacao-e-remuneracao-dos)

[investimentos/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fmetodologia-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4](https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/cota-de-depreciacao-e-remuneracao-dos-investimentos/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fmetodologia-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4). Acesso em: 16 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Despacho nº 361, de 9 de fevereiro de 2021.** [S. 1.], 09 fev. 2021d. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2021361.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Diretor Júlio César Rezende Ferraz. Voto, 13ª Reunião Pública Ordinária, 20/04/2020. **Medidas de preservação do Setor Elétrico Brasileiro – SEB em face da Covid-19 – Segmento de Transmissão de Energia**

Elétrica, [S. 1.], 20 abr. 2020e. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20201106_1.pdf. Acesso em: 14 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Entendendo a Tarifa:**

composição da tarifa. [S. 1.], 2017a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2.

Acesso em: 20 out. 2021.

Acesso em: 20 out. 2021.

Acesso em: 20 out. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Entendendo a Tarifa:**

bandeiras tarifárias. [S. 1.], 2021e. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 20 out. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Inadimplência das**

Distribuidoras. [S. 1.], 2021f. Disponível em:

<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibmNjAxNzUtZWJkZS00MDBmLWI1MmUtNzJjYjBhOGVjNDJjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 28 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Incidência de ICMS**. [S. 1.],

2021g. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibmNjAxNzUtZWJkZS00MDBmLWI1MmUtNzJjYjBhOGVjNDJjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 30 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Encargos Setoriais**. [S. 1.],

2016c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/encargos-setoriais/654800?inheritRedirect=false.

Acesso em: 10 nov. 2021.

Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 71/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à ENEL CE - Companhia Energética do Ceará e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 20 abr. 2021h. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20212859.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 01/2020 - GMSE**: Avaliação inicial dos efeitos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico brasileiro, com apresentação de propostas a serem avaliadas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento. [S. 1.], 2020f. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/NT.pdf/901e12ed-ea7d-91a7-c805-e27b2508a2ce>>. Acesso em: 10 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Outras Receitas**. [S. 1.], 2017b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/outras-receitas/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fmetodologia-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4. Acesso em: 16 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Portaria nº 6335, de 8 de abril de 2020**. Aprova a constituição do Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica (GMSE) decorrente da calamidade pública atinente à pandemia de coronavírus (COVID-19). [S. 1.], 2020g. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20206335.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Receitas Irrecuperáveis**. [S. 1.], 2021i. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia>. Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. [S. l.], 2021j. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 13 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução homologatória nº 2.969, de 9 de novembro de 2021**. Aprova o diferimento dos pagamentos das distribuidoras à Eletrobras referente ao repasse da potência contratada de Itaipu, para fins de modicidade tarifária, nos termos do Decreto 10.665/2021, aprova os valores a serem transferidos da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu para as concessionárias, fixa as condições de recomposição dos valores à Conta de Comercialização de Energia de Itaipu e dá outras providências. [S. l.], 09 nov. 2021k. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212969ti.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Homologatória Nº 2.859, de 22 de abril de 2021**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética do Ceará - Enel CE, e dá outras providências. [S. l.], 2021l. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212859ti.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 878, de 24 de março de 2020**. Medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da calamidade pública atinente à pandemia de coronavírus (COVID-19). [S. l.], 2020h. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020878.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. [S. l.], 2021m. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 02 fev. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais**. [S. l.], 2020i. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020874_Proret_Submod_2.1_V_2.3.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 2.2:** Custos operacionais e receitas irre recuperáveis. [S. 1.], 2018a. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2_v3.pdf. Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 3.1:**

Procedimentos Gerais. [S. 1.], 2016d. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 3.2:** Custos de aquisição de energia. [S. 1.], 2018b. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018803_Proret_Submod_3_2_V1.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 3.3:** Custos de transmissão. [S. 1.], 2014a. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_3_V0.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 3.4:** Encargos Setoriais. [S. 1.], 2014b. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_4_V0.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 5.2:** Conta de desenvolvimento energético - CDE. [S. 1.], 2018c. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018821_Proret_Submod_5_2_V1.pdf. Acesso em: 7 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 5.3:** Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica - PROINFA. [S. 1.], 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2012515_Proret_Submod_5_3_V0.pdf. Acesso em: 7 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 5.4:** Encargo de serviço de sistema – ESS e encargo de energia de reserva – EER. [S. 1.], 2018d. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2012515_Proret_Submod_5_3_V0.pdf. Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 5.5:** Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica - TFSEE. [S. 1.], 2016e. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016723_Proret_Submod_5_5_V1.pdf. Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Submódulo 5.9:** Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH. [S. 1.], 2020b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020908_Proret_Submod_5_9_V1.pdf. Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Tarifa de Energia.** [S. 1.], 2018e. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Farea.cfm%3FidArea%3D739&_101_assetEntryId=15056843&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=tarifa-de-energia-te&inheritRedirect=true. Acesso em: 30 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.** [S. 1.], 2018f. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DxFuhCDBo%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101

_assetEntryId=15056891&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=tarifa-de-uso-do-sistema-de-distribuicao-tusd&inheritRedirect=true. Acesso em: 30 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Voto Relator Efrain Pereira da Cruz**. Abertura de Consulta Pública, com vistas a definir a metodologia de devolução aos consumidores de créditos originários de decisão judicial favorável à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e da COFINS, nos quais figuraram como autores concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. [S. l.], 09 fev. 2021n. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2021361_1.pdf. Acesso em: 17 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Tarifa Residencial**. [S. l.], 2021o. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9&>. Acesso em: 30 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Entendendo a Tarifa: O que é a Parcela B?** [S. l.], 2016f. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-b/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. Acesso em: 10 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica no 036/2021–SGT/ANEEL**. Quinta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Jaguari de Energia – CPFL Santa Cruz. [S. l.], 2021p. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20SGT%2036_%20RTP%202021%20CPFL%20Santa%20Cruz%20\(1\).pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20SGT%2036_%20RTP%202021%20CPFL%20Santa%20Cruz%20(1).pdf). Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 74/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas

de Distribuição – TUSD referentes à ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021q.

Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2074_SGT_2021_RTA_ESE.pdf.

Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 72/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EMT - Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S/A e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021r.

Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2072_2021_SGT_RTA_EMT.pdf.

Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 75/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EMS - Energisa Mato Grosso do Sul S/A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021s. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2075_2021_SGT_RTA_EMS.pdf.

Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 64/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021t.

Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20RTA%20-%20CPFL%20Paulista%202020%2004%2021%20-%20sem%20vinculos.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 70/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do

Norte e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021u. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%B0%2070_2021-SGT_ANEEL.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 69/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021v. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20%2069%20-%20RTA%202021%20Coelba.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 77/2021-SGT/ANEEL**. Quinta Revisão Tarifária Periódica da CELPE - Companhia Energética de Pernambuco. [S. 1.], 2021w. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20RTP%20Celpe%202021%20ap%C3%B3s%20CP%20final%20sv%20.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 79/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CEAL - Companhia Energética de Alagoas e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021x. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2079_2021_SGT_RTA%20Equatorial%20Alagoas.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 89/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à SULGIPE – Companhia Sul Sergipana de Eletricidade e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021y.

Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%C3%A9cnica%20SULGIPE%20CONTRATO%20NOVO_vers%C3%A3o%20final.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 96/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Cemig Distribuição – CEMIG-D e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021z. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2096_2021_SGT1.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 122/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à RGE SUL e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. 1.], 2021aa. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%20122_2021_RTA%202021%20RGE.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 134/2021-SGT/ANEEL**. Revisão Tarifária Periódica da EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. [S. 1.], 2021ab. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%C3%A9cnica%20134_2021_RTP%20EMG.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL**. Quinta Revisão Tarifária Periódica da ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A. [S. 1.], 2021ac. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%20132_2021_SGT%20RTP%20ENF%20an%C3%A1lise%20contribui%C3%A7%C3%B5es.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 135/2021-SGT/ANEEL**. Revisão Tarifária Periódica da COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A. [S. 1.], 2021ad. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%20135_SGT_2021_RTP%20Consulta%20p%C3%BAblica.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 133/2021-SGT/ANEEL**. Revisão Tarifária Periódica da COCEL - Companhia Campolarguense de Energia. [S. l.], 2021ae. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%20133_2021_SGT%20RTP%20Cocel%20-%20final.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 143/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A. – ETO e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. l.], 2021af. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%C3%A9cnica_RTA_ETO_2021_06_28-%20final-%20sem%20v%C3%ADnculos.pdf. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Nota Técnica nº 146/2021-SGT/ANEEL**. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à ELETROPAULO – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A (Enel SP) e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021. [S. l.], 2021ag. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20RTA%202021%20Enel%20SP.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 918/2021, de 23 de fevereiro de 2021**. Define os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em consonância com a Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016, revoga a Resolução Normativa nº 762, de 21 de fevereiro 2017, e a Resolução Normativa nº 772, de 27 de junho de 2017. [S. l.], 2021ah. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021918.html>. Acesso em: 11 fev. 2022.

BEZUTTI, Natália. **Para reduzir impacto na tarifa, Aneel estende pagamento de**

indenizações às transmissoras até 2027. In: MEGAWHAT (org.). [S. l.], 22 abr. 2021.

Disponível em: <https://megawhat.energy/noticias/regulacao-transmissao/136449/para-reduzir->

impacto-na-tarifa-aneel-estende-pagamento-de-indenizacoes-transmissoras-ate-2027. Acesso em: 18 jan. 2022.

BLUESOL. **Isenção de ICMS para Energia Solar**. [S. l.], 202-. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/infografico-isencao-de-icms-para-energia-solar/>. Acesso em: 28 nov. 2021.

BNDES. **Conta-Covid: crédito emergencial a distribuidoras de energia**. [S. l.], 202-. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/bndes-contracoronavirus/mais-informacoes/conta-covid/>. Acesso em: 16 jan. 2021.

BOZZETTO, Mariza; DOERING, Rogério Z.; KNORR, Eduardo; LAMPERT, Jonas; OLIVEIRA, Miguel D.; PARIZOTTO, Leandro; PEDROSO, João; TORRES, Ana Paula. **Impactos da COVID19 nas pequenas distribuidoras de Energia Elétrica**. 1 Live (1h 53min). [S. l.], 2020. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=jP675dIIF-w>>. Acesso em: 07 jan. 2022.

BRASIL. **Corte de energia elétrica está proibido até 31 de julho**. [S. l.], 2020a. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/06/corte-de-energia-eletrica-esta-proibido-ate-31-de-julho>>. Acesso em: 03 jan. 2022.

BRASIL. **Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998**. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. [S. l.], 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm. Acesso em: 3 out. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004**. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004. [S. l.], 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5175.htm. Acesso em: 3 out. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004**. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. [S. l.], 2004. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.HTM. Acesso em: 3 out. 2021.

BRASIL. Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019. Aprova a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e das Funções de Confiança do Ministério de Minas e Energia, remaneja cargos em comissão e funções de confiança e substitui cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS por Funções Comissionadas do Poder Executivo - FCPE e transforma cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS. [S. l.], 2019. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/D9675.htm. Acesso em: 3 out. 2021.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. [S. l.], 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 3 out. 2021.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. [S. l.], 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm. Acesso em: 2 out. 2021.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. [S. l.], 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18987compilada.htm. Acesso em: 2 out. 2021.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. [S. l.], 1996. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm. Acesso em: 2 out. 2021.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. [S. l.], 1997.

Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm. Acesso em: 2 out. 2021.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. [S. l.], 1998. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm. Acesso em: 2 out. 2021.

BRASIL. **Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.** Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. [S. l.], 2000. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19991.htm. Acesso em: 2 out. 2021.

BRASIL. **Medida Provisória Nº 950, de 8 de abril de 2020.** Dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus (covid-19). [S. l.], 2020b. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-950-de-8-de-abril-de-2020-251768271>>. Acesso em: 15 dez. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Com quem se relaciona.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-

state=cuxegeqal_1&_afrLoop=414107250447836#!%40%40%3F_afrLoop%3D414107250447836%26_adf.ctrl-state%3Dcuxegeqal_5. Acesso em: 16 out. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Conta-COVID**. [S. l.], 202-. Disponível em: <https://view.genial.ly/5f0dfcbd0a06990d902104c8>. Acesso em: 16 jan. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Distribuidoras brasileiras encerram 2020 com sobrecontratação de 109,1%**. [S. l.], 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/-/distribuidoras-brasileiras-encerram-2020-com-sobrecontratacao-de-109-1->>. Acesso em: 28 dez. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Entenda o que é o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD**. [S. l.], 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/-/entenda-o-que-e-o-mecanismo-de-compensacao-de-sobras-e-deficits-mcsd>>. Acesso em: 28 dez. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Razão de ser**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_afrLoop=415610211433089&_adf.ctrl-state=cuxegeqal_18#!%40%40%3F_afrLoop%3D415610211433089%26_adf.ctrl-state%3Dcuxegeqal_22. Acesso em: 16 out. 2021.

CÂMARA, Lorrane. **XVI Semana De Economia Unimontes 2020: Impactos da Pandemia sobre distribuidores e consumidores de energia elétrica**. 1 Live. (1h 14min). [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=Jf98BRTpuV4>. Acesso em: 23 dez. 2021.

CANAL ENERGIA. **Decreto permite uso do saldo positivo de Itaipu para minimizar reajustes tarifários**. [S. l.], 05 abr. 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53168475/decreto-permite-uso-do-saldo-positivo-de-itaipu-para-minimizar-reajustes-tarifarios>. Acesso em: 25 jan. 2022.

CANAL ENERGIA. **Distribuidoras receberão R\$ 1,2 bi de Itaipu.** [S. l.], 09 nov. 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53193066/distribuidoras-receberao-r-12-bi-de-itaipu>. Acesso em: 25 jan. 2022.

CLARKE. **Um ano de pandemia: o que mudou no setor elétrico?** [S. l.], 2021. Disponível em: <https://clarke.com.br/um-ano-de-pandemia-o-que-mudou-no-setor-eletrico/>. Acesso em: 10 dez. 2021.

DIÁRIO DO NORDESTE. **Governador Camilo Santana decreta *lockdown* em todo o Ceará a partir de sábado.** [S. l.], 2021. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/metro/governador-camilo-santana-decreta-lockdown-em-todo-o-ceara-a-partir-de-sabado-1.3059006>. Acesso em: 23 dez. 2021.

DIÁRIO DO NORDESTE. **Reabertura não avança, e decreto no Ceará segue o mesmo, anuncia Camilo Santana.** [S. l.], 2021. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/negocios/reabertura-nao-avanca-e-decreto-no-ceara-segue-o-mesmo-anuncia-camilo-santana-1.3083077>. Acesso em: 23 dez. 2021.

DIÁRIO DO NORDESTE. **Relembre os meses de isolamento social em 2020 e a retomada das atividades em Fortaleza.** [S. l.], 2021. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/metro/relembre-os-meses-de-isolamento-social-em-2020-e-a-retomada-das-atividades-em-fortaleza-1.3055478>. Acesso em: 23 dez. 2021.

ELETROBRÁS. **Conta de Itaipu.** [S. l.], 202-. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Itaipu.aspx>. Acesso em: 24 jan. 2022.

FGV ENERGIA. **Impactos do COVID-19: Os efeitos do coronavírus no setor elétrico.** [S. l.], 2020. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/fgv-impactos-do-covid-19-os-efeitos-do-coronavirus-no-setor-eletrico>. Acesso em: 07 dez. 2021.

FINANCE NEWS. **Transmissão Paulista: decisão da Aneel ‘preserva valor econômico’.** [S. l.], 22 abr. 2021. Disponível em: <https://financenews.com.br/2021/04/transmissao-paulista-decisao-da-aneel-preserva-valor-economico/>. Acesso em: 18 jan. 2022.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). **Código das Águas**. Disponível em: <http://fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/codigo-de-aguas>. Acesso em: 20 out. 2021.

FUNDAÇÃO OSWALDO CRUZ (FIOCRUZ). **O que é uma pandemia**. [S. l.], 2021. Disponível em: <<https://www.bio.fiocruz.br/index.php/br/noticias/1763-o-que-e-uma-pandemia>>. Acesso em: 02 dez. 2021.

G1 ECONOMIA. **Governo publica lei que permite baratear conta de luz**. [S. l.], 14 jan. 2013. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2013/01/governo-publica-lei-que-permite-baratear-conta-de-luz.html>. Acesso em: 18 jan. 2022.

G1 MS. **Tarifa de energia e reajustada para concessionária de MS, mas em meio a pandemia aumento é suspenso por 90 dias**. [S. l.], 8 abr. 2020. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ms/mato-grosso-do-sul/noticia/2020/04/08/tarifa-de-energia-e-reajustada-para-concessionaria-de-ms-mas-em-meio-a-pandemia-aumento-e-suspenso-por-90-dias.ghtml>>. Acesso em: 14 jan. 2022.

G1. **Conta de luz terá cobrança extra a partir desta terça-feira, decide Aneel**. [S. l.], 30 nov. 2020. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2020/11/30/conta-de-luz-tera-cobranca-extra-a-partir-desta-terca-feira-decide-aneel.ghtml>>. Acesso em: 14 jan. 2022.

GONÇALVES, Clarissa Petrachini; RAMOS, Dorel Soares; ROSA, Pedro Souza; BALAN, Mateus Henrique; BEZERRA, Bernardo; CAVALIERE, Mateus; MELLO, Rodrigo Ferreira de. The impact of COVID-19 on the Brazilian Power Sector: Operational, Commercial and Regulatory Aspects. **IEEE Latin America Transactions**, [s. l.], v. 20, n. 4, 27 mai. 2021. Disponível em: <<https://latamt.ieee9.org/index.php/transactions/article/view/4988/1053>>. Acesso em: 9 jan. 2022.

IDINHEIRO. **TABELA IGP-M 2021**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.idinheiro.com.br/tabelas/tabela-igp-m/>. Acesso em: 25 jan. 2022.

IDINHEIRO. **TABELA IPCA 2021**. [S. 1.], 2022. Disponível em:
<https://www.idinheiro.com.br/tabelas/tabela-ipca/>. Acesso em: 25 jan. 2022.

ISTOÉ DINHEIRO. **Inadimplência no setor elétrico atinge 1,57% nos últimos 2 meses, diz ministério**. [S. 1.], 2020. Disponível em:
 <<https://www.istoedinheiro.com.br/inadimplencia-no-setor-eletrico-atinge-157-nos-ultimos-2-meses-diz-ministerio/>>. Acesso em: 28 dez. 2021.

KÜSEL, Bernard Fernandes. **Impactos das medidas de isolamento social na carga do Sistema interligado nacional e na sua operação**. 1 Live (43 min). [S. 1.], 2020. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=iWOP0M5TEhY>>. Acesso em: 21 dez. 2021.

LEITE, TOSTO E BARROS ADVOGADOS. **MP 579 Indenizações de transmissão podem abrir nova batalha judicial no setor**. [S. 1.], dez. 2016. Disponível em:
<https://www.tostoadv.com/mp-579-indenizacoes-de-transmissao-podem-abrir-nova-batalha-judicial-no-setor/>. Acesso em: 18 jan. 2022.

MAGALHÃES, Gersa; PARENTE, Virginia. Do Mercado Atacadista À Câmara De Comercialização De Energia Elétrica: A Evolução De Um Novo Paradigma Regulatório No Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, [s. 1.], v. 15, n. 2, p. 59-79, 2009. Disponível em:
<https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/238/219>. Acesso em: 10 out. 2021.

MINISTÉRIO DA SAÚDE (Brasil). **Como se proteger?** [S. 1.], 2021. Disponível em:
 <<https://www.gov.br/saude/pt-br/coronavirus/como-se-proteger>>. Acesso em: 07 dez. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **84º Boletim de monitoramento COVID-19**. [S. 1.], 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-covid-19/84BoletimdoMonitoramentoCOVID1942.pdf>>. Acesso em: 19 dez. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016**. [S. 1.], 20 abr. 2016. Disponível em: https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/22682206/do1-2016-04-22-portaria-n-120-de-20-de-abril-de-2016-22682168. Acesso em: 18 jan. 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **Portaria nº 134, de 28 de março de 2020.** [S. l.], 2020. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-134-de-28-de-marco-de-2020-250263670>>. Acesso em: 15 dez. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **Tributos cobrados na conta de energia.** Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tributos-cobrados-na-conta-de-energia>. Acesso em: 28 nov. 2021.

ORGANIZAÇÃO PAN-AMERICANA DA SAÚDE (OPAS). **Histórico da pandemia de COVID-19.** Disponível em: <<https://www.paho.org/pt/covid19/historico-da-pandemia-covid-19>>. Acesso em: 02 dez. 2021.

ROCHA, Cristiano Ribeiro. **A lei 12.783/2013 e o segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil.** 2013. 78 f., il. Dissertação (Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios) – Universidade de Brasília, Brasília, 2013. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/15483>. Acesso em: 18 jan. 2022.

SFIEC. **Master Plan - Projeto Para Ampliação da Isenção do ICMS Para a GD no Ceará.** [S. l.], 2018?. Disponível em: <https://arquivos.sfiec.org.br/nucleoeconomia/files/files/AMPLIACAO%20DA%20ISENCAO%20DO%20ICMS%20PARA%20A%20GD%20NO%20CEARA.pdf>. Acesso em: 28 nov. 2021.

SOUSA, Gabriela Furtado Vilela de; CORREA, Jheison Mota; VIEIRA, Laura Pinheiro; SOARES, Pollyana Cerqueira; LOPES, Paulo Henrique Silva. **O impacto da Pandemia no setor elétrico.** [s. l.], 1 jul. 2021. Disponível em: <<https://periodicos.unis.edu.br/index.php/mythos/article/view/551>>. Acesso em: 02 dez. 2021.

SOUZA, Ana Karina E. de; LOUREIRO, Lair da Silva Magalhaes. MP 998/20: ASPECTOS GERAIS E PRINCIPAIS IMPACTOS SOBRE O SETOR ELÉTRICO. In: MACHADO MEYER ADVOGADOS (org.). **Financiamento de projetos e infraestrutura: Série COVID-19.** [S. l.], 16 out. 2020. Disponível em: <https://www.machadomeyer.com.br/pt/inteligencia-juridica/publicacoes-ij/financiamento-de->

projetos-e-infraestrutura-ij/mp-998-20-aspectos-gerais-e-principais-impactos-sobre-o-setor-eletrico. Acesso em: 14 jan. 2022.

SOUZA, Maria Heloísa Medeiros de. **Impactos do covid-19 no setor energético**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciência e Tecnologia) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, [S. l.], 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/5954>. Acesso em: 2 dez. 2021.

TÁCITO, C. 1984. Evolução das concessões de energia elétrica no Brasil. **Revista de Direito Administrativo**. 155, (jan. 1984), 32–45. DOI: <https://doi.org/10.12660/rda.v155.1984.43965>.