

ENCARGOS DO SETOR ELÉTRICO

RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

ENCARGOS DO SETOR ELÉTRICO

RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade

Presidente

Gabinete da Presidência

Teodomiro Braga da Silva

Chefe do Gabinete - Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi

Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato

Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha

Diretor

Diretoria de Comunicação

Ana Maria Curado Matta

Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor

Diretoria de Inovação

Gianna Cardoso Sagazio

Diretora

ENCARGOS DO SETOR ELÉTRICO

RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS



Brasília, 2020



Confederação Nacional da Indústria

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

© 2020. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura – GINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748e

Confederação Nacional da Indústria.

Encargos do setor elétrico : racionalização de custos / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2020.

64 p. – il.

1.Setor Elétrico. 2. Encargos. I. Título.

CDU: 537.214:336.22

CNI
Confederação Nacional da Indústria
Sede
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9000
Fax: (61) 3317-9994
<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC

Tels.: (61) 3317-9989/ 3317-9992
sac@cni.com.br

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CNI – Confederação Nacional da Indústria

EER – Encargo de Energia de Reserva

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Encargos de Serviços do Sistema

FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

GT – Grupo de Trabalho

GW – Gigawatt

kV – Quilovolt

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Medida Provisória

MWh – Megawatt-hora

ONS – Taxa do Operador Nacional do Sistema

P&D/EE – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

PLPT – Programa Luz para Todos

Procel – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

Proret – Procedimentos de Regulação Tarifária

ROL – Receita Operacional Líquida

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TSEE – Tarifa Social de Energia Elétrica

Tusd – Tarifa de Uso no Sistema de Distribuição

Tust – Tarifa de Uso no Sistema de Transmissão

UBP – Uso do Bem Público

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da tarifa média nominal sem tributos (R\$/MWh)	18
Gráfico 2 – Evolução da tarifa média real sem tributos (R\$/MWh) (preços de agosto de 2020, pelo IGP-M).....	18
Gráfico 3 – Evolução da tarifa industrial média nominal sem tributos (R\$/MWh)	19
Gráfico 4 – Evolução da tarifa industrial média real sem tributos (R\$/MWh) (preços de junho de 2020, pelo IGP-M).....	19
Gráfico 5 – Evolução da tarifa industrial média nominal (R\$/MWh)	20
Gráfico 6 – Evolução da tarifa industrial média real (R\$/MWh)(preços de junho de 2020, pelo IGP-M).....	20
Gráfico 7 – Aumento da tarifa industrial de energia x aumento de preços (em relação ao ano de 2006).....	21
Gráfico 8 – Participação dos encargos setoriais na tarifa média sem tributos	22
Gráfico 9 – Evolução das fontes de financiamento da CDE (bilhões de R\$)	28
Gráfico 10 – Evolução dos subsídios na forma de descontos tarifários (bilhões de R\$)	29
Gráfico 11 – Evolução das despesas em incentivos a fontes específicas e universalização (bilhões de R\$).....	30
Gráfico 12 – Evolução da receita arrecadada com a TFSEE e do empenhado.....	35
Gráfico 13 – Projeção dos encargos médios (R\$/MWh).....	44
Gráfico 14 – Projeção dos encargos segundo a trajetória pré-pandemia.....	45
Gráfico 15 – Projeção dos encargos segundo a trajetória pós-pandemia.....	46
Gráfico 16 – Projeção dos encargos: comparação dos cenários	46
Gráfico 17 – Evolução dos encargos por categoria de despesas: cenário MP nº 998	47
Gráfico 18 – Evolução dos encargos por categoria de despesas: cenário de racionalização	47
Gráfico 19 – Preços da energia elétrica em diferentes países do mundo (2018)	51
Gráfico 20 – Evolução das tarifas médias reais do setor industrial nos mercados regulado e livre em diferentes cenários de evolução dos encargos.....	54
Gráfico 21 – Projeção das despesas com energia elétrica em segmentos da indústria, no cenário da MP nº 998 (bilhões de R\$).....	54
Gráfico 22 – Projeção das despesas com energia elétrica em segmentos da indústria, no cenário racionalização (bilhões de R\$)	55
Gráfico 23 – Projeção das despesas anuais com energia elétrica na indústria brasileira (bilhões de R\$)	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Encargos aplicados às tarifas de energia elétrica no Brasil	26
Tabela 2 – Encargos por categoria de despesas	27
Tabela 3 – Percentuais mínimos da ROL referentes a P&D e EE a recolher (FNDCT, MME e Procel) pelas empresas de energia elétrica, por segmento	36
Tabela 4 – Comparação das propostas	37
Tabela 5 – Impacto da pandemia nos encargos (bilhões de R\$).....	42
Tabela 6 – Impacto da pandemia nos encargos com MP nº 998 (bilhões de R\$).....	43
Tabela 7 – Trajetória das tarifas de referência da CDE.....	44
Tabela 8 – Peso da energia elétrica nos custos totais* (2018)	52

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	11
SUMÁRIO EXECUTIVO.....	13
1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS ELÉTRICAS NO BRASIL	17
2 ENTENDENDO OS ENCARGOS DO SETOR ELÉTRICO	25
3 PROPOSTAS PARA REDUÇÃO DOS ENCARGOS.....	33
4 TENDÊNCIAS DE EVOLUÇÃO DOS ENCARGOS	41
4.1 Cenário pré-pandemia.....	43
4.2 Cenários pós-pandemia	45
5 IMPACTOS ECONÔMICOS POTENCIAIS DA REDUÇÃO DOS ENCARGOS	51
CONCLUSÕES	57
REFERÊNCIAS.....	61

APRESENTAÇÃO

O Brasil levará mais de meio século para alcançar o produto per capita de países desenvolvidos, caso seja mantida a taxa média de crescimento da economia nacional registrada na última década. Nos próximos anos, o desafio para o país será de, pelo menos, dobrar o ritmo de expansão. Para tanto, não se pode repetir erros de política econômica que atrapalhem a competitividade brasileira.

Essa cautela precisa ser observada também no setor elétrico, principalmente no que se refere aos encargos setoriais que encarecem a conta de energia para a indústria, prejudicando sua capacidade de competir. No Brasil, existem 16 encargos onerando a tarifa de energia.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), por exemplo, foi criada com outras formas de arrecadação, inclusive com recursos do Tesouro Nacional. Mas, ao longo dos anos, acabou sendo financiada por meio da tarifa, o que a transformou em um grande ônus. A previsão de receitas com os encargos vinculados à tarifa de energia elétrica totaliza R\$ 33,1 bilhões em 2020 – desse total, R\$ 22 bilhões dizem respeito à CDE.

No atual contexto econômico e tecnológico do setor elétrico no Brasil, o uso das tarifas como forma de arrecadação de recursos tributários e de fundos para o desenvolvimento setorial não é mais sustentável. No presente estudo, a Confederação Nacional da Indústria (CNI) apresenta soluções para o desafio de assegurar que o preço da energia seja compatível com a nossa necessidade de crescimento da economia.

Esperamos que a publicação contribua para o necessário debate sobre o assunto, com o objetivo de aumentar a competitividade do setor industrial brasileiro.

Boa leitura.

Robson Braga de Andrade

Presidente da CNI



SUMÁRIO EXECUTIVO



Este relatório analisou os componentes dos encargos setoriais das tarifas de energia elétrica, com ênfase na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com vistas a identificar estratégias de racionalização dos encargos setoriais. O relatório avaliou os impactos da Medida Provisória (MP) nº 998/2020 e buscou identificar propostas adicionais de racionalização dos encargos, além de apontar os benefícios potenciais desta redução para a indústria.

O uso das tarifas elétricas no Brasil como forma de arrecadação de recursos tributários e de fundos para desenvolvimento setorial não é mais sustentável no atual contexto econômico e tecnológico do setor elétrico. O crescimento das tarifas elétricas, com aumento do peso dos encargos, poderá provocar a saída de consumidores da rede interligada via autogeração, engendrando novos aumentos tarifários. Por sua vez, os aumentos tarifários, com a saída de consumidores da rede, tendem a reforçar a competitividade da geração distribuída e da autogeração em um movimento que a literatura chama de espiral da morte do mercado interligado.

O Brasil conta com 16 encargos onerando a tarifa de energia elétrica no país. A CDE, que é uma fonte de financiamento de diferentes encargos, conta com nove rubricas de subsídios. A CDE foi criada com outras formas de arrecadação, inclusive com recursos do Tesouro, mas, com o passar dos anos, acabou sendo financiada via tarifa, o que a transformou em um grande encargo tarifário. O orçamento para os encargos em 2020 totaliza R\$ 33,1 bilhões. Deste total, R\$ 22 bilhões servem para cobrir as despesas da CDE, que é uma rubrica guarda-chuva para nove subsídios diferentes cobrados na conta de energia.

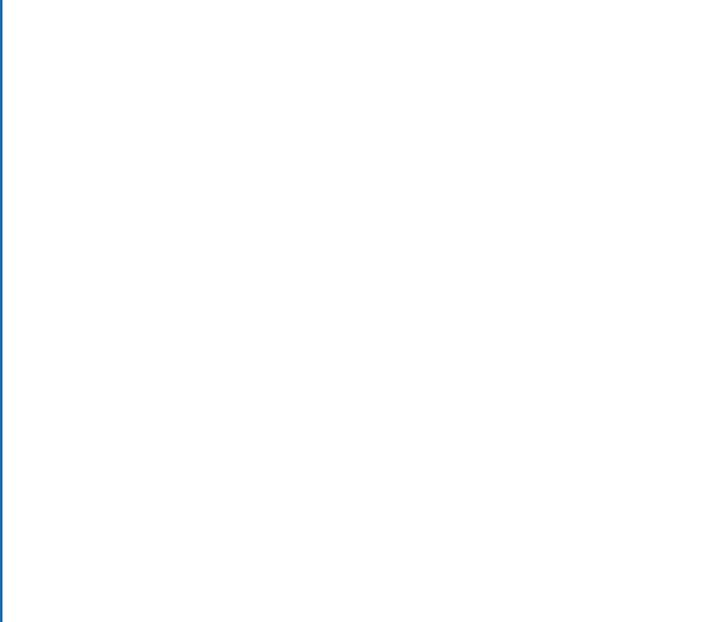
O elevado peso dos encargos, em particular da CDE, sobre a tarifa elétrica levou as autoridades energéticas a lançarem iniciativas para a sua redução. A Lei nº 13.360/2016 determinou, no seu parágrafo 2º, que “o poder concedente deverá apresentar, conforme regulamento, até 31 de dezembro de 2017, plano de redução estrutural das despesas da CDE” (BRASIL, 2016). Com a finalidade de atender a tal dispositivo, o Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria nº 484, instituiu, em 4 de outubro de 2016, o Grupo de Trabalho (GT) para elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE, e determinou que um relatório preliminar fosse submetido a uma consulta pública. Em 2019, o MME instituiu outro GT, por meio da Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019, para desenvolver propostas de modernização do setor elétrico, que publicou o relatório “Racionalização dos Subsídios e Encargos”, em setembro do mesmo ano (BRASIL, 2019).

Em setembro de 2020, foi editada a MP nº 998, cujo objetivo foi amenizar os efeitos da pandemia de Covid-19 para os agentes envolvidos no setor elétrico sem sobrecarregar demasiadamente a conta de luz (BRASIL, 2020). Com a MP, o governo buscou atenuar o aumento da CDE, repassando parte da arrecadação pelo encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE) para a CDE. As medidas com efeitos definitivos e positivos sobre a CDE são a extinção, com período de transição, do subsídio a fontes incentivadas, e a alteração gradual do cálculo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). No entanto, o efeito de ambas será percebido apenas no longo prazo.

O trabalho apresenta três conjuntos de propostas para redução dos encargos: i) propostas apresentadas pelos GTs criados pelo MME; ii), propostas implementadas pela MP nº 998; e iii) propostas adicionais de racionalização dos encargos, doravante referida como propostas de racionalização. As propostas de racionalização consideram as reduções dos encargos já previstos pela MP nº 998 e pelos decretos governamentais, e sugere uma redução adicional de encargos destinados a custear despesas comuns no setor elétrico, considerando o uso efetivo destes recursos nos últimos anos. Ademais, sugere-se, também, que o Tesouro nacional assumira algumas despesas de subsídios que são mantidos. Já as propostas de racionalização conseguiriam promover uma redução estrutural dos custos dos consumidores com os encargos, provocando uma queda de cerca de 75% desta despesa até 2026 (cenário racionalização).

A implementação do cenário de racionalização traria impactos econômicos bastante positivos para o segmento industrial brasileiro. Este cenário permitiria reduzir os gastos com energia do setor industrial em R\$ 45 bilhões nos dez anos até 2030. Esta queda nos custos de energia do setor industrial poderia contribuir significativamente para a retomada econômica do setor e para uma trajetória virtuosa de crescimento industrial do Brasil.

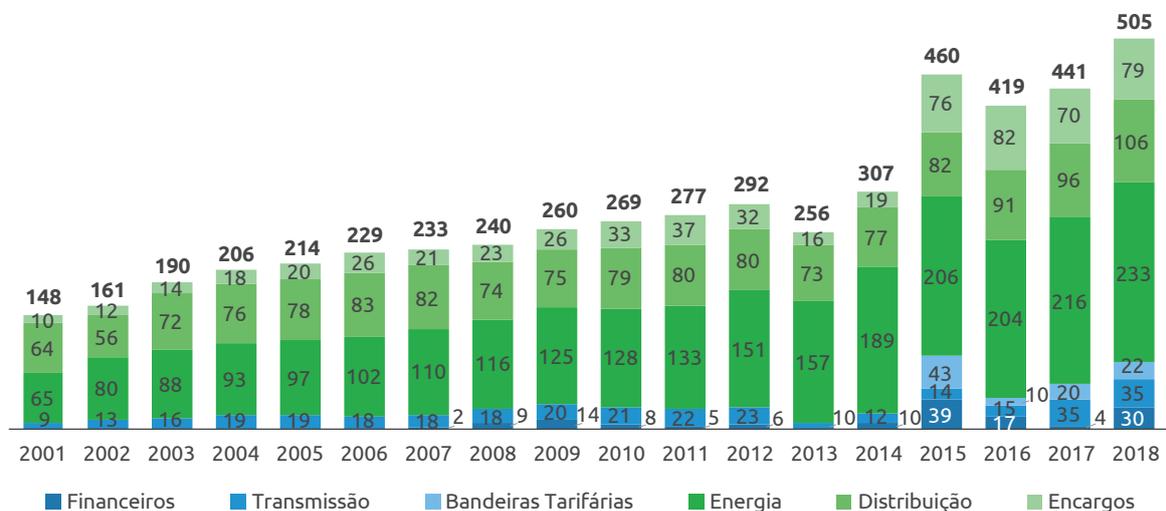
Conclui-se, assim, que é necessário perseverar na racionalização dos encargos para além das propostas apresentadas pela MP n.º 998, por meio da redução dos subsídios e do financiamento das políticas públicas setoriais por intermédio de novas fontes de recursos que não passam pelas tarifas elétricas. O eventual adiamento desta racionalização não só importaria dificuldades para a retomada dos setores industriais energointensivos, como também lança o setor elétrico em uma trajetória econômica e tecnológica de crescentes desequilíbrios no mercado interligado.



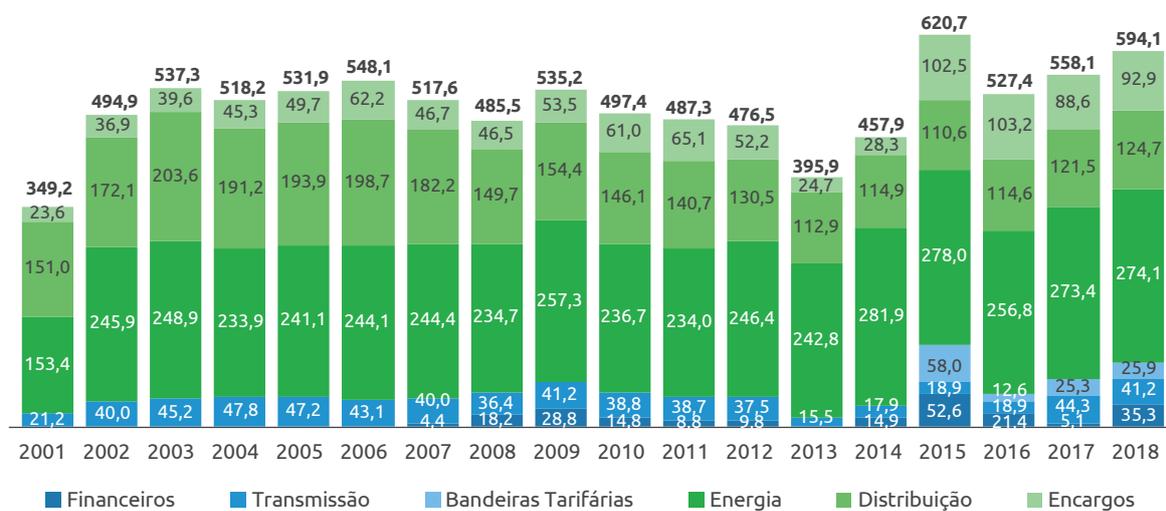
1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS ELÉTRICAS NO BRASIL



Em 2013, o governo brasileiro buscou mudar a trajetória das tarifas elétricas no Brasil, por meio da MP nº 579, que antecipou a renovação das concessões de parte da geração hidrelétrica e da transmissão e diminuiu encargos setoriais como forma de reduzir as tarifas finais de eletricidade em 20%. Porém, esta iniciativa não conseguiu produzir resultados duradouros. Após a queda das tarifas em 2013, as tarifas setoriais retomaram a trajetória de crescimento (gráficos 1 e 2) impulsionadas, inicialmente, pela elevação do despacho termelétrico. O custo da geração e os encargos setoriais aumentaram 14,3% e 7,8%, em termos reais, entre 2012 e 2018, respectivamente. Neste mesmo período, os custos de distribuição caíram 2,3%.

GRÁFICO 1 – Evolução da tarifa média nominal sem tributos (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2019b).

GRÁFICO 2 – Evolução da tarifa média real sem tributos (R\$/MWh) (preços de agosto de 2020, pelo IGP-M)

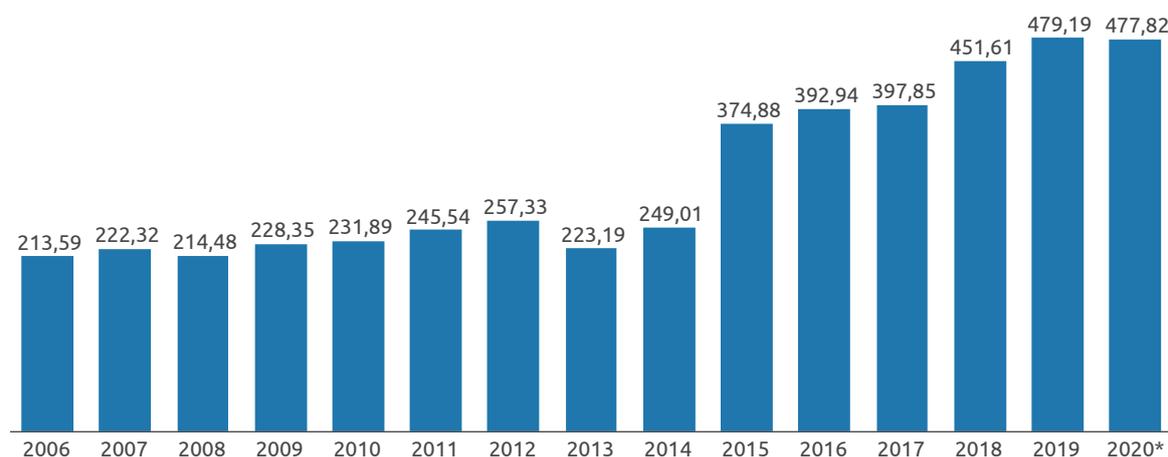
Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2019b).

As tarifas do segmento industrial no mercado regulado (gráficos 3 e 4) tiveram comportamento semelhante ao da tarifa média no Brasil. A tendência de queda, entre 2007 e 2014, foi interrompida por um salto da tarifa em 2015. Desde então, a tarifa média industrial do mercado regulado permanece em patamares muito elevados.

No entanto, devido à pandemia de Covid-19, se nada for feito em relação aos encargos, a tendência, pelo menos pelos próximos cinco anos, será de crescimento da tarifa média

brasileira e da tarifa industrial, parte em virtude da Conta Covid, parte por causa dos prováveis restos a pagar pela não realização da demanda projetada para 2020.

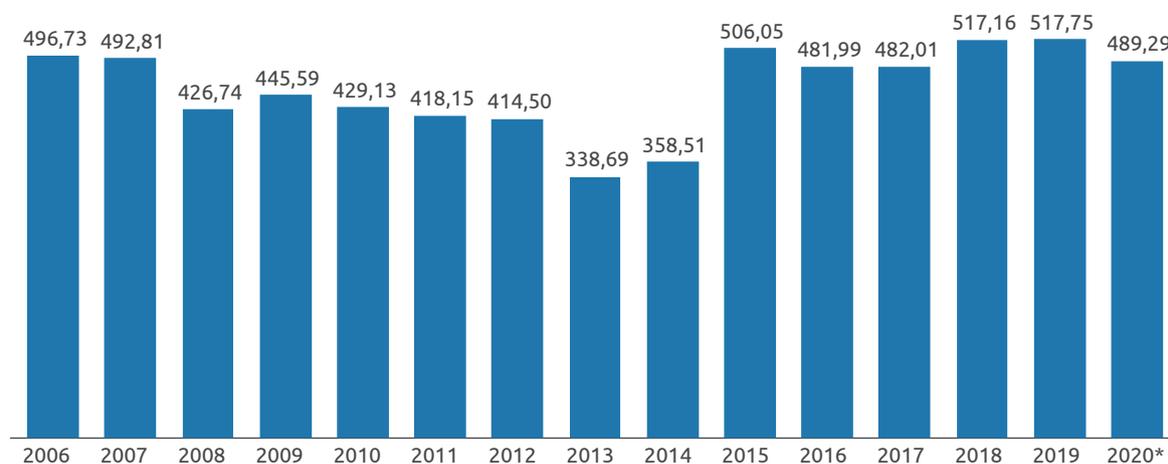
GRÁFICO 3 – Evolução da tarifa industrial média nominal sem tributos (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020c).

Nota: * Considerando apenas os dados do 1º semestre.

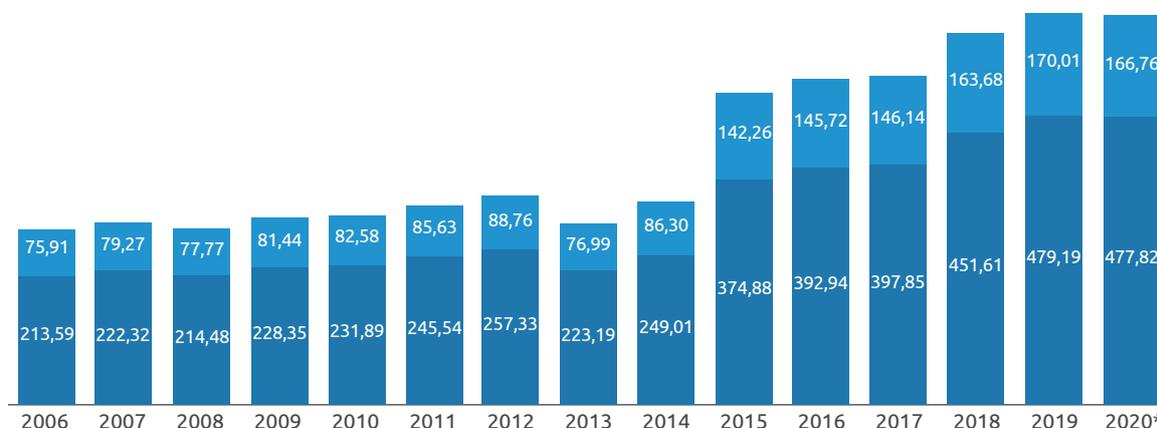
GRÁFICO 4 – Evolução da tarifa industrial média real sem tributos (R\$/MWh) (preços de junho de 2020, pelo IGP-M)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020c).

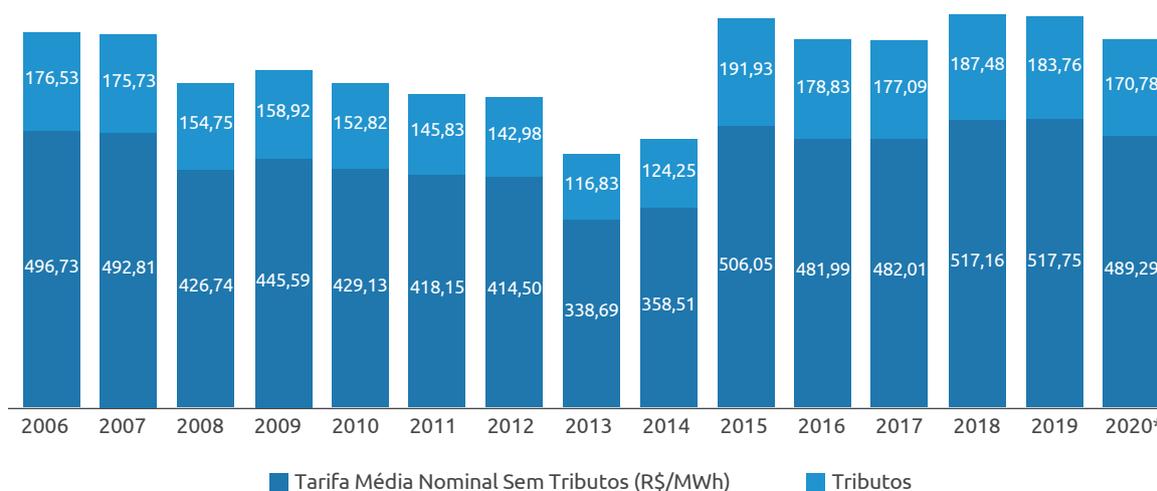
Nota: * Considerando apenas os dados do 1º semestre.

Os tributos representam, em média, 26% da tarifa média industrial no mercado regulado (gráficos 5 e 6). Cabe destacar que os tributos incidem na tarifa com encargos. Ou seja, os consumidores de eletricidade não só arcam com os custos dos programas públicos via encargos, como pagam impostos sobre eles.

GRÁFICO 5 – Evolução da tarifa industrial média nominal (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020c).

Nota: * Considerando apenas os dados do 1º semestre.

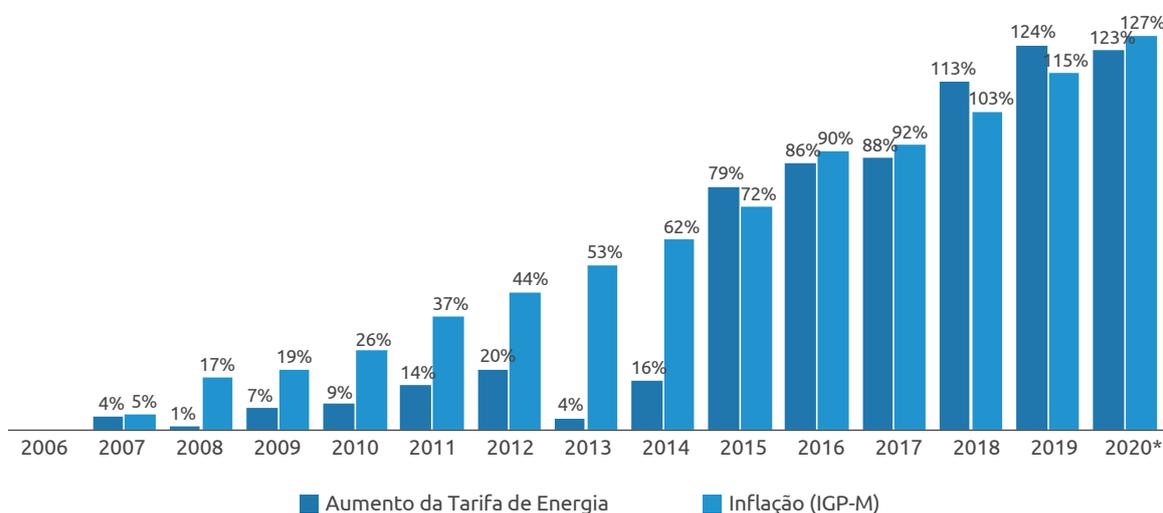
GRÁFICO 6 – Evolução da tarifa industrial média real (R\$/MWh) (preços de junho de 2020, pelo IGP-M)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020c).

Nota: * Considerando apenas os dados do 1º semestre.

O gráfico 7 apresenta uma comparação da evolução da tarifa de energia elétrica do setor industrial no mercado regulado com o aumento de preços medido pelo IGP-M (em relação às tarifas e aos preços de 2006). Esta comparação mostra que, até 2014, os aumentos das tarifas elétricas do setor industrial situaram-se abaixo da evolução da inflação. Entretanto, desde 2015, os aumentos das tarifas e dos preços caminham mais próximos, tendo a tarifa aumentado mais que os preços em 2015, 2018 e 2019.

GRÁFICO 7 – Aumento da tarifa industrial de energia x aumento de preços (em relação ao ano de 2006)

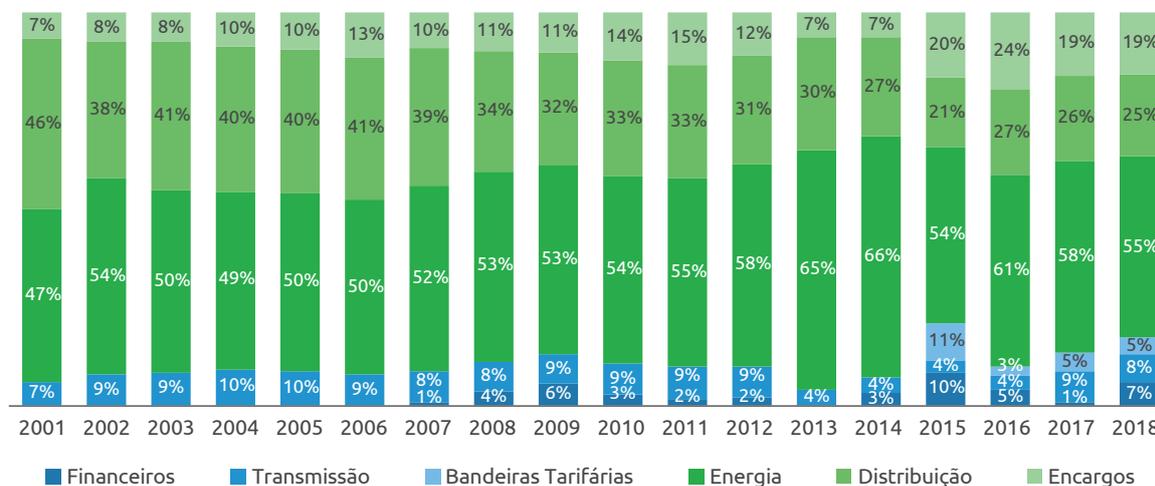


Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020c).
Nota: * Considerando apenas os dados do 1º semestre.

Historicamente, o governo brasileiro utilizou as tarifas elétricas como forma de arrecadação de recursos tributários e de fundos para desenvolvimento setorial. A inelasticidade da demanda da energia elétrica e a dificuldade de sonegação fazem das tarifas elétricas uma fonte fácil para a arrecadação de impostos e encargos setoriais. Por esta razão, os governos federal e estadual têm mantido a prática de usar as tarifas como fonte de arrecadação ao longo do tempo, ignorando mudanças importantes no contexto econômico e tecnológico do setor que tornam esta prática insustentável no longo prazo.

Os tributos e os encargos setoriais representam juntos o maior componente de custo das tarifas de energia, sendo responsáveis por 38% do custo total, dos quais 27,3% são custos com tributos e 10,4% são custos com encargos. Grande parte dos tributos cobrados na tarifa no Brasil são estaduais. O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) teve um impacto estimado em cerca de 22% nas tarifas, enquanto os impostos federais – Programa de Integração Social/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS/Cofins) – representam cerca de 5% das tarifas totais.

O gráfico 8 apresenta a participação dos encargos nas tarifas desconsiderando-se os tributos. Como se pode conferir, em 2018, os encargos representaram 19% das tarifas sem tributos. É importante observar que a participação dos encargos na tarifa é crescente.

GRÁFICO 8 – Participação dos encargos setoriais na tarifa média sem tributos

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2019b).

As tarifas elétricas encontram-se em uma trajetória que não é sustentável no atual contexto regulatório e tecnológico do setor. O rápido avanço tecnológico e o aumento da competitividade vêm sustentando uma acelerada difusão da geração distribuída no Brasil, que atingiu 3 GW de capacidade instalada em 2020. O avanço da geração distribuída e da autogeração e a tendência de crescimento das tarifas elétricas reguladas no país podem criar problemas de sustentabilidade econômica no longo prazo para o setor elétrico, já que a saída de consumidores da rede interligada via autogeração pode provocar novos aumentos tarifários, o que reforçaria o incentivo para geração distribuída e autogeração em um movimento que a literatura chama de espiral da morte (CASTANEDA *et al.*, 2017). O problema de redução das receitas das concessionárias de distribuição é agravado pelo crescimento das perdas comerciais em algumas localidades brasileiras. No país, as perdas técnicas e comerciais atingem, em média, 14% da carga na baixa tensão e, em alguns mercados importantes, pode atingir 45%, como no caso da Light, no Rio de Janeiro. A atual trajetória tarifária cria um incentivo para o aumento das perdas comerciais, o que reforça a tendência de aumento das tarifas.

A tendência de elevação das tarifas elétricas do sistema interligado em função do aumento de custos e da redução da demanda do sistema pode criar grandes desequilíbrios econômicos no setor elétrico nacional. A correção destes desequilíbrios potenciais exigiria soluções com custos muito elevados em termos econômicos e políticos para o governo brasileiro: criação de impostos e taxas sobre a geração distribuída e a autogeração; socorro a segmentos do setor, por meio de aumento dos encargos e das tarifas e/ou uso de recursos do Tesouro.

Outro problema do financiamento das políticas setoriais via encargos é a atuação dos grupos de interesse na criação de novos encargos. A criação de encargos é, relativamente, fácil, principalmente quando seus valores iniciais impactam pouco as tarifas. No entanto, como os encargos não passam pelo escrutínio anual da análise do orçamento pelo Governo e pelo Congresso, há enorme dificuldade para a revisão e/ou eliminação dos encargos, cujos valores envolvidos tornam-se mais significativos com o passar do tempo. Assim, os encargos setoriais acabam financiando políticas setoriais e subsídios que tendem a se perpetuar, mesmo quando perdem a eficiência econômica e social, um resultado comumente apontado pela teoria da captura (VISCUSI; HARRINGTON JR.; SAPPINGTON, 2018).



2 ENTENDENDO OS ENCARGOS DO SETOR ELÉTRICO



Os consumidores brasileiros pagaram R\$ 32 bilhões na forma de encargos setoriais no ano de 2019. Segundo o Instituto Acende Brasil (2020), em média, 11% da tarifa de energia no país é composta de encargos setoriais. Entretanto, o peso dos encargos varia de acordo com o segmento de consumo do mercado elétrico. Por exemplo, para o setor industrial no mercado livre, os encargos representam 15% dos gastos com eletricidade.

O país conta com 16 encargos que compõem a tarifa de energia elétrica, incluindo com os nove subitens da CDE (tabela 1), que é o principal encargo utilizado para financiar as políticas públicas no setor elétrico. A CDE foi criada com outras formas de arrecadação, inclusive com recursos do Tesouro, mas, com o passar dos anos, acabou sendo financiada quase que exclusivamente via tarifa, o que a transformou em um enorme encargo tarifário.

O orçamento para os encargos e as taxas para 2020 totaliza R\$ 33,1 bilhões. Deste total, R\$ 22 bilhões servem para cobrir as despesas da CDE. A tabela 1 apresenta os encargos setoriais existentes atualmente no Brasil e seus objetivos, bem como o orçamento para o ano de 2020.

TABELA 1 – Encargos aplicados às tarifas de energia elétrica no Brasil

Encargo	Objetivo	Orçamento 2020 (bilhões de R\$)
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)		21,9
• Programa Luz para todos (PLPT)	Custeio parcial das metas de universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica	1,14
• Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	Representa descontos nas tarifas de energia dos consumidores residenciais de baixa renda	2,66
• Carvão mineral nacional	Desconto para compra de carvão mineral nacional por parte das usinas termelétricas para aumentar a competitividade desse tipo de energia	0,67
• Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Subsídio cruzado que permite reduzir a conta de luz dos consumidores dos sistemas isolados	7,49
• Fontes incentivadas	Descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Tusd) para pequenos empreendimentos hidrelétricos, eólicos, solar, biomassa e cogeração qualificada	5,00
• Cooperativas	Desconto para cooperativas de eletrificação rural	0,35
• Consumidores rurais, irrigantes e aquicultores	Desconto no fornecimento de energia para produtores rurais	3,30
• Serviço público de água, esgoto e saneamento	Desconto sobre a tarifa de energia elétrica para os prestadores de serviços de saneamento	0,62
• Distribuidoras de pequeno porte	Descontos para agentes de distribuição de pequeno porte (<700GWh/ano)	0,43
• Outros		0,26
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) – extinto	Encargo setorial cujo objetivo é arrecadar recursos necessários ao custeio da contratação das usinas a biomassa, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas contratadas no âmbito do programa	3,30
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Destinada a suportar as despesas da Aneel	0,70
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Encargo para cobrir despesas operacionais de rateio comum entre os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN)	1,70
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Benefício econômico pago por todas as usinas hidroelétricas (exceto as pequenas centrais hidrelétricas) para a União, os estados e os municípios atingidos pelas barragens	1,10
Taxa do Operador Nacional do Sistema (ONS)	Arrecada parte do orçamento necessário ao custeio das atividades do operador	0,70
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)	Encargo destinado ao financiamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a atividades de P&D do setor elétrico (1% da receita líquida)	2,50
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Arrecada a receita necessária à cobertura da diferença entre a receita fixa das usinas contratadas como reserva do sistema e a receita obtida, ao liquidar toda a sua geração no mercado de curto prazo	1,20
Total		33,12

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020b).

Os encargos podem ser divididos em três categorias de despesas:

- i) Subsídios a segmentos específicos de consumo via descontos tarifários: Programa Luz para Todos (PLPT); Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); consumidores rurais, irrigantes e aquicultores; serviço público de água, esgoto e saneamento; e consumidores dos sistemas isolados por meio da Conta de Compensação de Combustíveis (CCC);
- ii) Incentivos a segmentos específicos da cadeia do setor elétrico: geradores à base de carvão mineral nacional; cooperativas de eletrificação rural; descontos nas tarifas de transmissão e distribuição para fontes incentivadas; descontos para distribuidoras de pequeno porte; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa);
- iii) Encargos destinados a cobrir custos e despesas setoriais que são comuns aos conjunto dos agentes: Encargos de Serviços do Sistema (ESS); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); Taxa do Operador Nacional do Sistema (ONS); Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE); Encargo de Energia de Reserva (EER); tarifa para cobrir custos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

A divisão do orçamento dos encargos por categoria de despesas pode ser vista na tabela 2.

TABELA 2 – Encargos por categoria de despesas

Categoria de despesa	Orçamento 2020 (bilhões de R\$)
Subsídios a segmentos específicos de consumo via descontos tarifários	15,47
Incentivos a segmentos específicos da cadeia do setor elétrico	9,75
Encargos destinados a cobrir custos e despesas setoriais que são comuns	7,90
Total	33,12

Fonte: Elaboração própria.

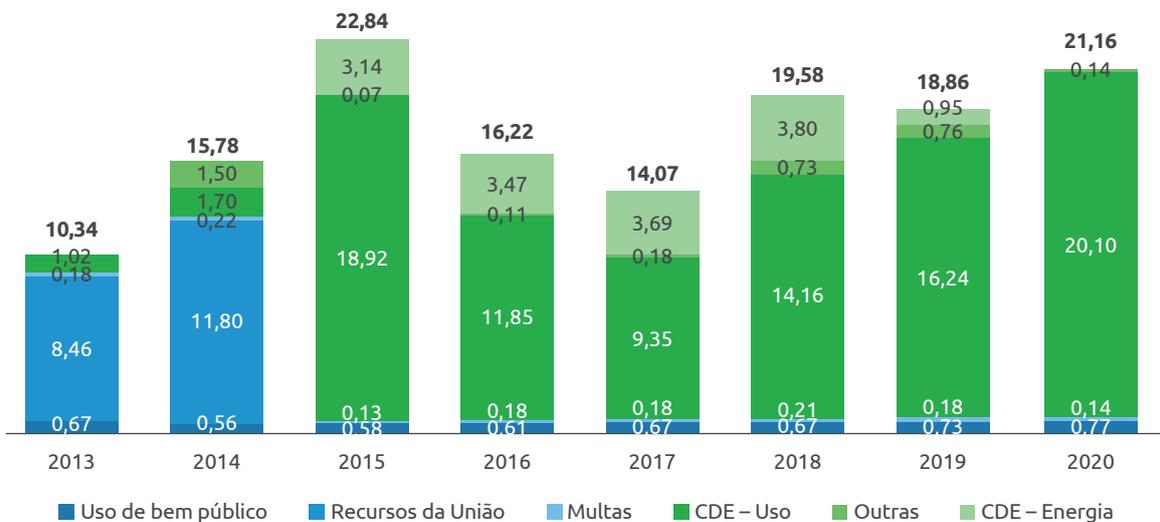
A CDE também é utilizada para arcar com ajustes emergenciais. Este foi o caso das políticas para socorro do setor elétrico após a MP nº 579. Em 2014, o governo autorizou as distribuidoras a contraírem empréstimo de R\$ 21,2 bilhões (Ambiente de Contratação Regulada – ACR) para cobrir os custos com despacho de térmicas e exposições ao mercado de curto prazo. O reembolso deste empréstimo foi realizado por meio da CDE.

Este ano, mais uma vez, o governo lança mão da CDE para resgatar o setor dos impactos da pandemia de Covid-19. Conforme será detalhado na seção 4 deste estudo, o governo

criou a Conta Covid para socorrer as distribuidoras, possibilitando às empresas contratarem empréstimos no valor de R\$ 14,8 bilhões e ficando a CDE responsável por prover recursos para permitir a amortização dos empréstimos (NETO, 2020).

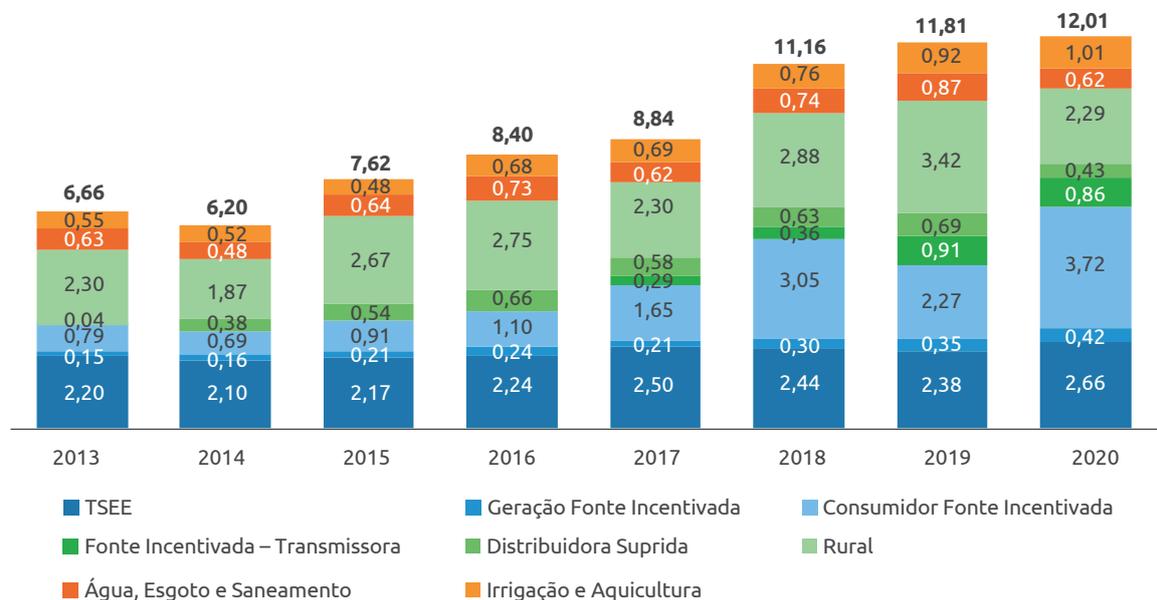
A CDE tem como fontes de financiamento recursos oriundos do setor, como pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP) – uma compensação paga por geradores hidrelétricos –, multas aplicadas pela Aneel, a tarifa de energia elétrica e o Tesouro Nacional. Um dos objetivos da MP nº 579, que foi convertida na Lei nº 12.783/2013, foi reduzir a participação das tarifas no financiamento da CDE. Para cumprir o compromisso de reduzir as tarifas de eletricidade em 20%, a MP nº 579 transferiu para o Tesouro cerca de 75% do custo da CDE, que era financiado pelas tarifas até 2012. Como se pode observar no gráfico 9, o Tesouro Nacional foi responsável por maior parte do custeio da CDE nos anos 2013 e 2014. Entretanto, a partir de 2015, em meio à crise fiscal, os aportes do Tesouro cessaram e os encargos voltaram a ter um peso importante nas tarifas de energia no país.

GRÁFICO 9 – Evolução das fontes de financiamento da CDE (bilhões de R\$)



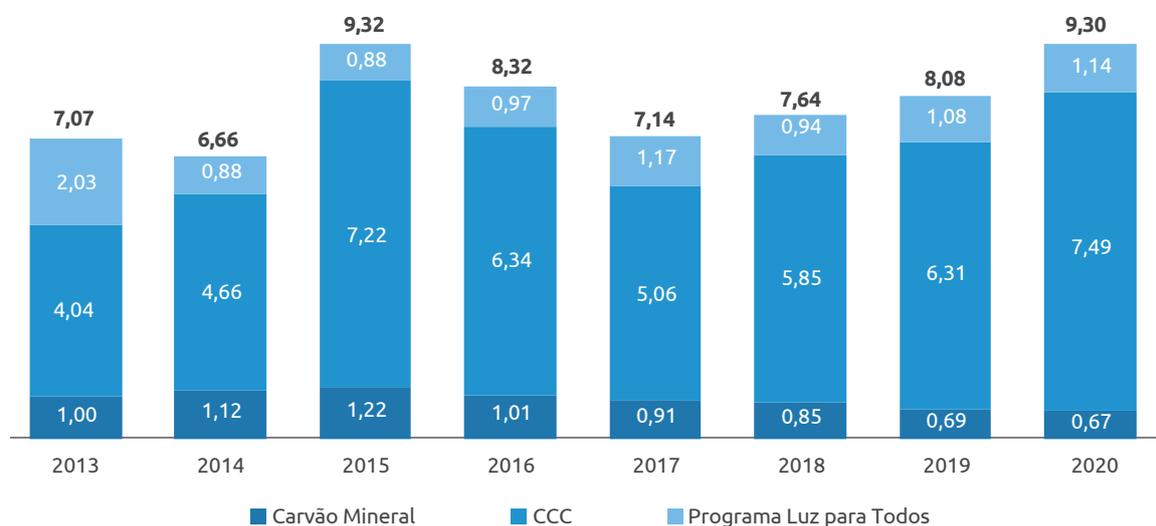
Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020b).

Em decorrência de o financiamento dos encargos ocorrer por meio de recursos do setor, não há revisão sistemática dos valores dos subsídios. No caso dos subsídios concedidos na forma de descontos tarifários, os valores tendem a acompanhar o crescimento da produção e da demanda, como indica o gráfico 10. O valor dos subsídios na forma de descontos tarifários aumentou 83% entre 2013 e 2020.

GRÁFICO 10 – Evolução dos subsídios na forma de descontos tarifários (bilhões de R\$)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020b).

No caso das despesas relacionadas a incentivos de aquisição de energia de fontes específicas e universalização (carvão mineral nacional, CCC e PLPT), a CCC, que é o encargo mais representativo desse tipo, reflete a diferença entre o custo total de geração nos sistemas isolados e o custo médio da energia comercializada no ACR, socializando o maior custo de geração nesses sistemas. A mudança do perfil de geração na região amazônica e a interligação de sistemas isolados vem contribuindo para o conter o aumento da CCC. O gráfico 11 mostra que não existe uma tendência clara de aumento dos subsídios a fontes específicas, cuja participação nas tarifas vigentes ficou em 4,7% (CCC, PLPT, carvão mineral nacional).

GRÁFICO 11 – Evolução das despesas em incentivos a fontes específicas e universalização (bilhões de R\$)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020b).



3 PROPOSTAS PARA REDUÇÃO DOS ENCARGOS



Os encargos do setor elétrico representam uma forma de política pública que transfere recursos dos consumidores de energia elétrica para custear atividades que não necessariamente são essenciais ao funcionamento do setor elétrico ou trazem benefícios ao conjunto dos consumidores. É possível notar uma preocupação com isso no âmbito político, que começa a se transformar, timidamente, em ações práticas.

Tal preocupação pôde ser observada em 17 de novembro de 2016, quando foi sancionada a Lei nº 13.360, que converteu em lei a MP nº 735 e, entre outras providências, alterou a Lei nº 10.438/2002. Essa alteração incluiu a inserção do § 2º-A ao Art. 13, com a seguinte redação:

§ 2º-A. O poder concedente deverá apresentar, conforme regulamento, até 31 de dezembro de 2017, plano de redução estrutural das despesas da CDE, devendo conter, no mínimo:

- I - Proposta de rito orçamentário anual;
- II - Limite de despesas anuais;
- III - Critérios para priorização e redução das despesas;
- IV - Instrumentos aplicáveis para que as despesas não superem o limite de cada exercício. (BRASIL, 2002, Art.13, § 2º-A).

Com a finalidade de atender a tal dispositivo, o MME, por meio da Portaria nº 484, instituiu, em 4 de outubro de 2016, o GT para elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE, e determinou que um relatório preliminar fosse submetido a uma consulta pública. Esta ocorreu entre 2 de maio e 11 de junho de 2018. Após análise das contribuições, o GT concluiu seu trabalho, publicando um relatório final em outubro de 2018.

Baseado nesse relatório, o MME propôs, em 19 de dezembro de 2018, a edição de decreto para alterar o Art. 1º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, e o então presidente Michel Temer acatou, determinando, em 27 de dezembro de 2018, por meio do Decreto nº 9.642, a vedação da aplicação cumulativa de descontos previstos na CDE (a exceção ao Grupo B, prevista anteriormente, voltou a valer com o Decreto nº 9.744, de 3 de abril de 2019), sendo que:

§ 4º A partir de 1º de janeiro de 2019, nos respectivos reajustes ou procedimentos ordinários de revisão tarifária, os descontos de que trata o § 2º serão reduzidos à razão de vinte por cento ao ano sobre o valor inicial, até que a alíquota seja zero. (Incluído pelo Decreto nº 9.642, de 2018) (BRASIL, 2013, Art. 1º, § 4º).

Ou seja, esse decreto prevê extinção gradual dos subsídios às unidades de serviço público de irrigação, com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, às unidades rurais, às cooperativas de eletrificação rural e às unidades de serviço público de água, esgoto e saneamento.

Em 2019, o MME instituiu outro GT, por meio da Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019, para desenvolver propostas de modernização do setor elétrico. A portaria discrimina quais temas devem ser estudados de forma integrada pelo GT e, entre eles, inclui a racionalização de encargos e subsídios. Sobre esse tema, o novo GT publicou o relatório “Racionalização dos Subsídios e Encargos”, em setembro do mesmo ano (BRASIL, 2019).

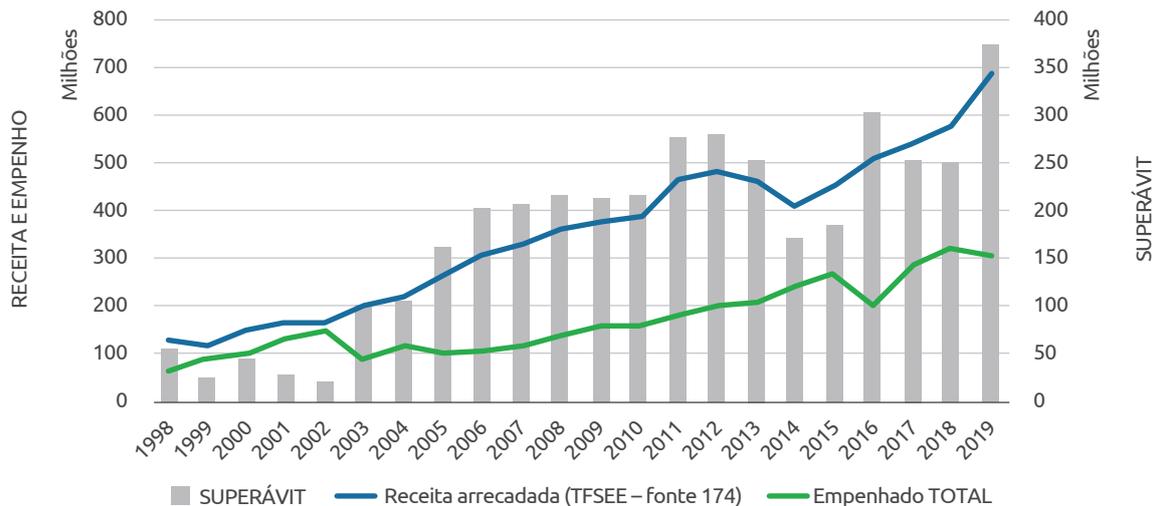
No dia 1º de setembro de 2020, foi editada a MP nº 998, cujo maior objetivo é amenizar os efeitos da pandemia de Covid-19 para os agentes envolvidos no setor elétrico sem sobrecarregar demasiadamente a conta de luz. Além da Conta Covid, a redução da demanda observada no período de quarentena tende a gerar restos a pagar a serem incluídos na CDE dos próximos anos.

Com a MP, o governo pretende amenizar o aumento da CDE, repassando parte do arrecadado pelo encargo de P&D/EE para esta Conta. As medidas com efeitos definitivos e positivos sobre a CDE são a extinção, com período de transição, do subsídio a fontes incentivadas, e a alteração, gradual, do cálculo da CCC. No entanto, o efeito de ambas será percebido apenas no longo prazo.

Considerando esse contexto de aumento substancial dos encargos nos últimos anos e os benefícios decorrentes da diminuição dos custos da energia elétrica para o setor produtivo e para os consumidores em geral, este capítulo propõe a redução de alguns encargos do setor elétrico, com objetivo de tornar a energia elétrica novamente um fator de competitividade para o setor produtivo brasileiro.

A primeira proposta é a redução de 40% da TFSEE, que financia as atividades da Aneel. A taxa passaria de 0,4% para 0,24% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado em função das atividades desenvolvidas.

GRÁFICO 12 – Evolução da receita arrecadada com a TFSEE e do empenhado



Fonte: ANEEL (2020a, p. 29).

Pode-se observar, no gráfico 12, que o valor repassado à Aneel é, recorrentemente, muito menor do que o valor arrecadado pela TFSEE, o que indica um sobredimensionamento da TFSEE, que deve ser corrigido, já que a diferença não é devolvida ao consumidor no ano seguinte. Devolução que deveria ser obrigatória, visto que “uma taxa deve suportar apenas o custo para o qual foi criada. Entretanto, não tem sido assim. O governo federal tem contingenciado os recursos da Aneel (na verdade, de todas as agências reguladoras), e utilizado as sobras para fazer superávit primário.” (MONTALVÃO, 2009, p. 64).

Outro encargo que arrecada, frequentemente, mais do que tem sido gasto é o de Eficiência Energética (EE), tratado, geralmente, junto com o de P&D. O relatório do GT de modernização do setor elétrico aponta que “[...] verifica-se que os recursos destinados à EE, apesar dos resultados exitosos para o país, não têm sido plenamente utilizados, o que pode indicar excesso na alíquota estipulada ou limites na capacidade de aplicação desses recursos.” (BRASIL, 2019, p. 25).

Diante do exposto, a proposta seria reduzir esse encargo. No entanto, em janeiro de 2023, segundo a Lei nº 9.991, ele já será reduzido a 50% do atual, tornando-se 0,25% da Receita Operacional Líquida (ROL). Portanto, este trabalho analisará os efeitos desta redução já prevista. Além disso, a MP nº 998 limita o montante a ser utilizado em EE e determina a utilização do excedente como fonte de financiamento da CDE (medida válida até 31 de dezembro de 2025).

TABELA 3 – Percentuais mínimos da ROL referentes a P&D e EE a recolher (FNDCT, MME e Procel) pelas empresas de energia elétrica, por segmento

Empresa – Segmento	Até 31/12/2022(*)				
	P&D (% da ROL)			EE (% da ROL)	
	ANEEL	FNDCT	MME	ANEEL	Procel
Distribuição	0,2	0,2	0,1	0,4	0,1
Geração	0,4	0,4	0,2	-	-
Transmissão	0,4	0,4	0,2	-	-

Empresa – Segmento	Até 1º/01/2023(*)				
	P&D (% da ROL)			EE (% da ROL)	
	ANEEL	FNDCT	MME	ANEEL	Procel
Distribuição	0,3	0,3	0,15	0,2	0,05
Geração	0,4	0,4	0,2	-	-
Transmissão	0,4	0,4	0,2	-	-

Fonte: ANEEL (2011, p. 4).

Nota: * Dados atualizados em maio/2016, podendo sofrer alterações nos percentuais devido a modificações na Lei nº 9.991/2000.

No entanto, essa redução da EE é transferida para outro encargo, o de P&D. Com isso, são duas propostas em relação à P&D. A primeira é não aumentar o percentual da distribuição, tornando efetiva a redução da EE em termos do total de encargos, e a segunda é “[...] demandar contribuição de todas as fontes de energia, haja vista que, atualmente, algumas fontes de geração são oneradas e outras são isentas (eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada).” (BRASIL, 2019, p. 24). Tal discriminação gera distorções. Além de eliminar tais distorções, ao demandar contribuição de todas as fontes, o valor arrecadado irá aumentar, possibilitando a redução do percentual da geração.

Quanto à CDE, ela engloba todos os subsídios embutidos na tarifa de energia elétrica, inclusive aqueles não relacionados ao setor. Entendendo que descontos financiados por encargos na tarifa de outros usuários somente deslocam custos de um agente a outro, distorcendo os preços relativos e reduzindo a eficiência global da economia, propõe-se que todos os subsídios sejam transferidos progressivamente para o Tesouro. Com transferência de 20% do valor por ano, em cinco anos, os consumidores do setor elétrico deixam de pagar por políticas públicas e para benefício de outros usuários.

Além de analisar os impactos dessa transferência, também serão analisados os impactos da redução de alguns encargos contemplados pela CDE, supondo a não transferência dos subsídios para a União. Nesse caso, as propostas assemelham-se às do relatório final do plano de redução estrutural das despesas da CDE, resultante da Consulta Pública nº 45, de 2 de maio de 2018.

Preservando todos os contratos existentes, propõe-se a extinção do subsídio às fontes incentivadas, o que já foi estabelecido pela MP nº 998, mas com período de transição; e da cumulatividade dos subsídios às propriedades rurais e à irrigação e à aquicultura, o que tinha sido determinado pelo Decreto nº 9.642, mas que foi desfeito pelo Decreto nº 9.744, que voltou com a exceção que existia.

Além disso, propõe-se a extinção gradual, em cinco anos, dos subsídios às empresas de saneamento, às propriedades rurais, à irrigação e à aquicultura e às cooperativas de eletrificação rural, o que também já foi estabelecido pelo Decreto nº 9.642, mas a partir dos reajustes ou dos procedimentos ordinários de revisão tarifária que ocorrerem após 1º de janeiro de 2019.

Não se propõe mais alterações, mas cabe ressaltar que o subsídio às pequenas distribuidoras está previsto para terminar em 2020, e o subsídio ao carvão mineral termina em 2027. Este trabalho não concorda com a prorrogação de nenhum desses dois subsídios.

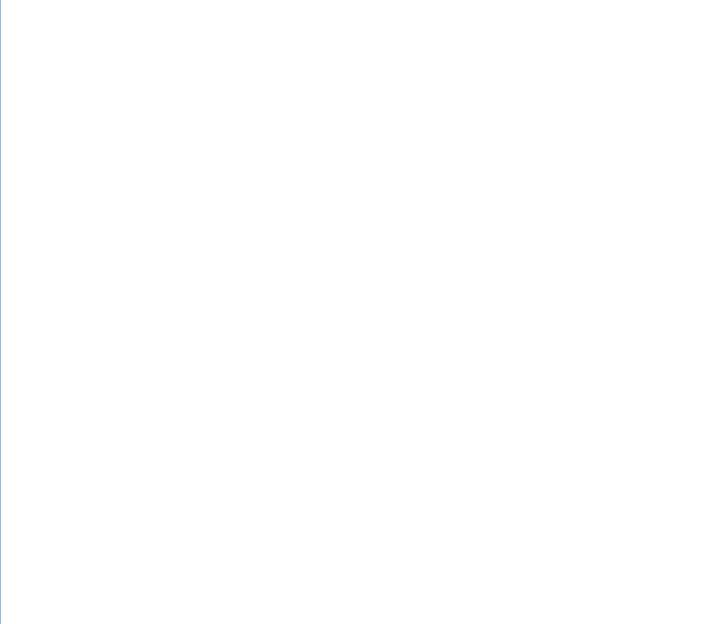
TABELA 4 – Comparação das propostas

Encargo	Propostas GTs	Propostas MP nº 998	Propostas de racionalização
TFSEE	Estudar a possibilidade de reduzir a alíquota da TFSEE.	-	Redução de 40%.
P&D	Eliminar a diferença de tratamento entre os diversos geradores na cobrança do encargo de P&D, o que pode propiciar uma alíquota menor e eliminar uma distorção de mercado.	Utilizar a reserva como fonte de recursos para a CDE. Utilizar parte do arrecadado como fonte de recursos para a CDE (até 31/12/2025).	Não aumentar o percentual da distribuição em 2023. Demandar de todas as fontes e, com isso, reduzir o percentual da geração.
EE	Reduzir a alíquota do encargo de EE ou retirar sua cobrança da tarifa quando houver saldo de recursos excedentes.	Utilizar a reserva como fonte de recursos para a CDE. Utilizar parte do arrecadado como fonte de recursos para a CDE (até 31/12/2025).	Em 2023, já será reduzido em 50%, de 0,5% da ROL para 0,25% da ROL.
ONS	Manutenção das condições atuais.	-	Manutenção das condições atuais.
EER	Realização de estudos visando a alternativas para garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica, de forma mais adequada, em substituição à operação de usinas remuneradas por EER.	-	Manutenção das condições atuais.
ESS	Realizar os estudos técnicos necessários para a redução do ESS.	-	Manutenção das condições atuais.
CFURH	Avaliar a conveniência de rediscutir a divisão de recursos da CFURH.	-	Manutenção das condições atuais.

Encargo	Propostas GTs	Propostas MP nº 998	Propostas de racionalização
RGR	Manutenção das condições atuais.	Utilização de recursos da Conta de Reserva Global de Reversão (RGR) para diminuir tarifas das distribuidoras do Norte.	Manutenção das condições atuais.
Proinfra	Já extinto. Os custos atuais referem-se apenas à execução dos contratos já firmados.	-	Já extinto. Os custos atuais referem-se apenas à execução dos contratos já firmados.
TSEE	Restringir aos cadastrados no Programa Bolsa Família.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União.
PLPT	Manutenção das condições atuais.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União.
Fontes incentivadas	Extinção imediata do subsídio para fontes incentivadas para novas outorgas, não continuidade para renovação de outorgas e extinção dos descontos aplicados na Tusd e na Tust para os consumidores de fontes incentivadas.	Extinção do subsídio após período de transição para novas outorgas, não continuidade para renovação de outorgas.	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União. Extinção (já prevista pela MP nº 998) .
Carvão mineral	Manutenção das condições atuais.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União. Não prorrogar em hipótese alguma.
CCC	Eliminação do pagamento de ICMS sobre a geração térmica. Ampliação das possibilidades de projetos que reduzam os dispêndios da CCC (geração híbrida ou geração distribuída), tendo como contrapartida um percentual do valor reduzido. Prioridade em projetos de P&D que propiciem maior eficiência em consumo de combustível. Liberação antecipada de recursos de sub-rogação para projetos que reduzam os gastos da CCC (possibilidade trazida pelo Decreto nº 9.047/2017). Possibilitar que empreendimentos de micro e minigeração distribuída façam uso da sub-rogação de CCC, nos sistemas isolados.	Redução progressiva do subsídio por meio da inclusão, progressiva (dez anos), dos custos de transmissão (excluído pela MP) e de encargos setoriais no cálculo do CCC.	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União.

Encargo	Propostas GTs	Propostas MP nº 998	Propostas de racionalização
Rural	Extinção imediata da cumulatividade. Extinção progressiva.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União. Extinção imediata da cumulatividade. Extinção progressiva, à razão de 20% ao ano sobre o valor inicial (já prevista pelo Decreto nº 9.642).
Irrigação e aquicultura	Extinção imediata da cumulatividade. Extinção progressiva.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União. Extinção imediata da cumulatividade. Extinção progressiva, à razão de 20% ao ano sobre o valor inicial (já prevista pelo Decreto nº 9.642).
Cooperativas e pequenas distribuidoras	Manutenção das condições atuais.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União.
Cooperativas de eletrificação rural	Manutenção das condições atuais.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União. Extinção progressiva, à razão de 20% ao ano sobre o valor inicial (já prevista pelo Decreto nº 9.642).
Água, esgoto e saneamento	Eliminar progressivamente.	-	Transferência, de 20% ao ano sobre o valor inicial, para a União. Extinção progressiva, à razão de 20% ao ano sobre o valor inicial (já prevista pelo Decreto nº 9.642).

Fonte: Elaboração própria a partir de MME e GT Modernização do Setor Elétrico (BRASIL, 2018b; 2019).



4 TENDÊNCIAS DE EVOLUÇÃO DOS ENCARGOS



No ano de 2019, a receita estimada do setor elétrico brasileiro foi de R\$ 266 bilhões. O peso dos encargos, que totalizaram R\$ 31,3 bilhões, alcançou 12% da receita total, 11% no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 15% no Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual está concentrado 86% do consumo industrial brasileiro. Sem considerar impostos, o peso dos encargos é de 16%.

Projetar a evolução dos encargos é uma tarefa complexa. Alguns itens são relacionados à dinâmica de políticas públicas, como TSEE, PLPT e descontos de fontes incentivadas; outros são determinados pela dinâmica de receitas do setor, como os programas de P&D/EE, TFSEE e Taxa ONS. Os encargos ESS e EER têm natureza volátil relacionada às condições de abastecimento do sistema. Em situações de restrição hidrológica, alcançam valores elevados. As projeções são apresentadas para o período 2021-2028.

Nos próximos anos, a pandemia de Covid-19 terá um impacto significativo sobre a evolução do peso dos encargos na tarifa de eletricidade. Em primeiro lugar, a redução de demanda no ano de 2020 deve implicar que o total recolhido não será suficiente para totalizar a arrecadação prevista. O orçamento de encargos, em 2020, foi de R\$ 31,8 bilhões. Baseado no mercado realizado em 2019, orçamento é calculado em R\$/MWh e aplicado nas tarifas. Em 2020, segundo cálculos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020), o consumo de eletricidade será 2,7% inferior a 2019. A queda em relação à trajetória prevista antes da pandemia¹ será de 6,7%. Estimamos que a redução de demanda implicará restos a pagar de R\$ 0,8 bilhão no orçamento de encargos de 2021.

¹ O Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 previa crescimento de 4% da demanda de eletricidade em 2020 (EPE, 2019).

Para mitigar os efeitos financeiros da queda de demanda nas distribuidoras de eletricidade e um aumento abrupto das tarifas de eletricidade, o governo criou a Conta Covid, uma linha de crédito estruturada com um *pool* de 16 bancos que teve as condições estabelecidas pelo Decreto nº 10.350/2020. O valor envolvido foi de R\$ 15,3 bilhões, que corresponde ao total emprestado às distribuidoras, R\$ 14,8 bilhões, e aos custos de estruturação da operação. Os empréstimos serão pagos até dezembro de 2025, com taxas de juros de 4,9% + Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) (8,8% ao ano nominais) e carência de 11 meses (o primeiro pagamento será em 15 de julho de 2021).

O pagamento dos empréstimos será feito via CDE, após um prazo de carência de 11 meses. Ou seja, o primeiro pagamento ocorrerá em julho de 2021. A Aneel estima que o custo da Conta Covid representa 2,9% das tarifas de eletricidade (MONTENEGRO, 2020). A tabela 5 aponta o impacto da pandemia e da Conta Covid na evolução dos encargos nos próximos cinco anos, em valores de 2020 (sem inflação, considerando o pagamento de juros). Em 2021, o impacto seria próximo a R\$ 3 bilhões. Entre 2022 e 2025, o impacto anual é de R\$ 4 bilhões.

TABELA 5 – Impacto da pandemia nos encargos (bilhões de R\$)

	2021	2022-2025
Bilhões de R\$	2,78	3,96

Fonte: Elaboração própria.

A MP nº 998/2020 foi editada para mitigar esses efeitos. Ela prevê a utilização de saldos represados dos encargos para abater a Conta Covid. Segundo as estimativas divulgadas pela Aneel, é possível abater R\$ 4,6 bilhões da Conta Covid por meio de recursos dos programas de P&D e EE não utilizados até setembro de 2020.

A MP nº 998/2020 também estabeleceu que, até 2025, enquanto a Conta Covid estiver vigente, os recursos arrecadados e não utilizados de P&D e EE serão direcionados para abastecer a CDE. Pelo texto, o repasse à CDE deve representar ao menos 30% da parcela direcionada aos projetos dos programas de P&D e EE geridos pela Aneel, que representa 40% da arrecadação total da cláusula de P&D e 80% da arrecadação de EE (ver tabela 3). Ou seja, o limite mínimo de repasse é 12% da receita para P&D e 24% da receita para EE.²

Considerando nossas estimativas de arrecadação para P&D e EE, esse limite equivaleria a um pouco mais de R\$ 400 milhões anuais até 2025. Esse é o valor considerado em

² Em 2023, a distribuição dos recursos será alterada (tabela 3), deslocando recursos de eficiência energética para P&D. A participação da orientação para programas da Aneel continuará inalterada. Como essa participação é superior em programas de EE, o valor repassado cairá um pouco nesse ano.

nossas projeções. No entanto, é preciso destacar que é o repasse mínimo, e a tendência é verificarmos valores superiores.³

Calculamos os impactos da pandemia levando em conta os efeitos da MP nº 998, assumindo que a medida será ratificada em lei. O impacto estimado, considerando o repasse de parte dos recursos de P&D e EE para o abatimento da CDE, é de R\$ 2,2 bilhões ao ano (tabela 6).

TABELA 6 – Impacto da pandemia nos encargos com MP nº 998 (bilhões de R\$)

	2021	2022	2023	2024	2025
Bilhões de R\$	1,72	2,23	2,21	2,19	2,18

Fonte: Elaboração própria.

A MP nº 998 também eliminou os subsídios às fontes incentivadas. Segundo a análise da Aneel, com a trajetória de expansão das renováveis, os subsídios agregavam R\$ 400 milhões ao ano aos encargos no Brasil. Pela MP nº 998, farão jus aos descontos apenas os projetos que estão em operação e os que obtiverem outorga em um prazo de um ano, e que entrem em operação integral em até dois anos após a obtenção da outorga. Ou seja, os projetos de fontes incentivadas que entrarem em operação em 2024 já não contarão com os descontos de TUSD e TUST. As renovações de outorga e as ampliações de capacidade não recebem descontos. Como o a difusão de renováveis intensificou-se recentemente, a trajetória nos próximos três anos ainda é de expansão. Assim, consideramos, nas projeções que contemplam a MP nº 998, que a parcela da CDE referente às fontes incentivadas aumenta em R\$ 400 milhões ao ano até 2023 e mantém-se constante de 2024 a 2028 (último ano de nosso exercício de previsão).

4.1 CENÁRIO PRÉ-PANDEMIA

Para construir o cenário de projeção pré-pandemia, utilizamos como referência o documento “Energia elétrica: custos e competitividade”, elaborado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) como parte das propostas encaminhadas aos candidatos das eleições presidenciais de 2018 (CNI, 2018). O relatório faz projeções das tarifas de eletricidade e um dos aspectos enfatizados é a evolução dos encargos.

O documento da CNI apresenta a projeção dos encargos aplicáveis à tarifa de distribuição da classe tarifária A4 Azul em R\$/MWh. Para estimar os encargos aplicáveis à tarifa média brasileira, consideramos a trajetória de diferenciação da cobrança do encargo CDE segundo

³ O percentual será superior caso a contratação de projetos de P&D e EE seja inferior. Especialistas têm apontado que a taxa de utilização dos recursos para P&D e eficiência tende a se reduzir, uma vez que as concessionárias devem preferir orientar recursos para CDE do que arcar com custos gerenciais dos programas e correr o risco dos gastos não serem aprovados pelo regulador (FURTADO, 2020).

a faixa de tensão apresentada na tabela 7.⁴ No fim dessa trajetória, em 2030, a cobrança de CDE na alta tensão será um terço do cobrado em baixa tensão. Na média tensão, a cobrança será de dois terços da baixa tensão.

TABELA 7 – Trajetória das tarifas de referência da CDE

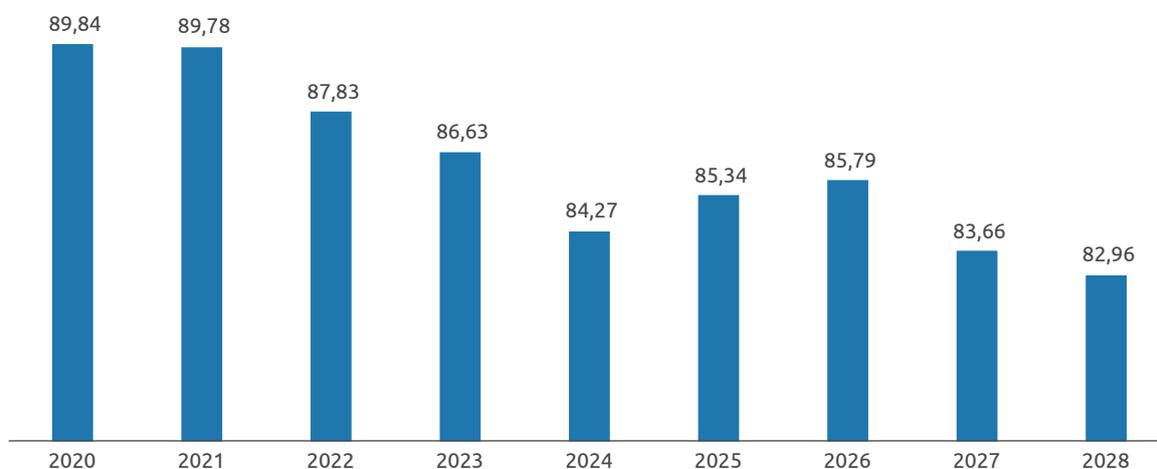
	AT / BT	MT / BT	BT
2018	0,85	0,94	1
2019	0,79	0,92	1
2020	0,73	0,89	1
2021	0,67	0,87	1
2022	0,62	0,84	1
2023	0,57	0,82	1
2024	0,53	0,80	1
2025	0,49	0,77	1
2026	0,45	0,75	1
2027	0,42	0,73	1
2028	0,39	0,71	1
2029	0,36	0,69	1
2030	0,33	0,67	1

Fonte: Aneel.

Obs.: AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão; BT – Baixa Tensão.

Como a tarifa A4 é de média tensão, utilizamos essa trajetória e a composição do consumo entre as classes para construir a série de encargos médios.

GRÁFICO 13 – Projeção dos encargos médios (R\$/MWh)

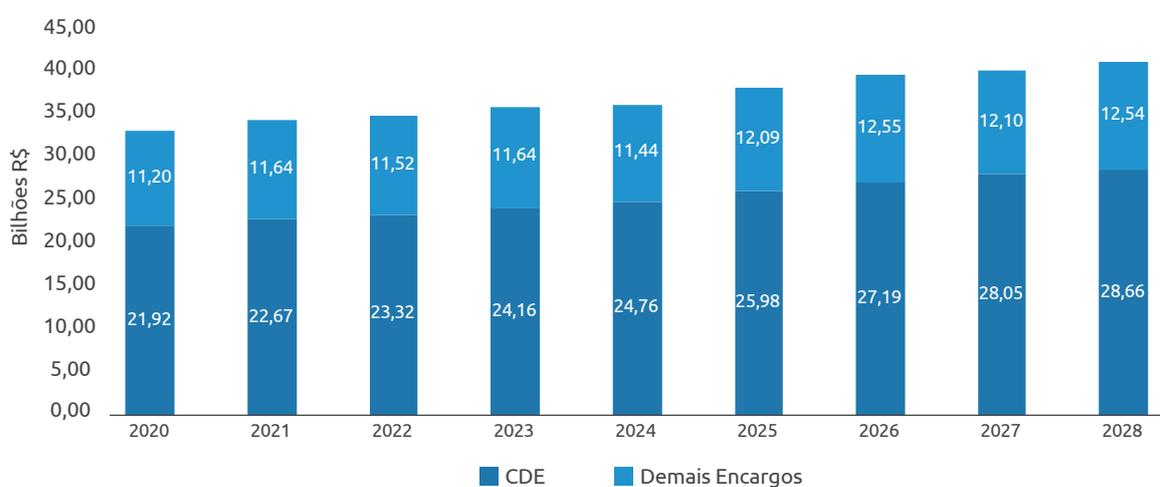


Fonte: Elaboração própria.

⁴ A diferenciação por classes foi estabelecida pela Lei nº 10.438/2002, que também estabeleceu a equalização regional da cobrança da CDE. Progressivamente, as regiões contribuirão igualmente à CDE. No entanto, a diferenciação regional não impacta a contribuição média nacional.

Para estimar a arrecadação total com os encargos nesse cenário pré-pandemia, consideramos o orçamento de 2020 e as premissas apresentadas no relatório da CNI (2018) para projetar a evolução de cada item da conta de encargos. No relatório, não é apresentado resultado por item, mas a previsão da evolução dos encargos na TUSD e as tarifas finais da classe A4 Azul, a evolução do peso do impacto do Proinfa e as premissas sobre a evolução de alguns itens. Assim, a composição aqui apresentada no gráfico 14 é uma abordagem que não necessariamente coincide com a utilizada no relatório da CNI (2018).

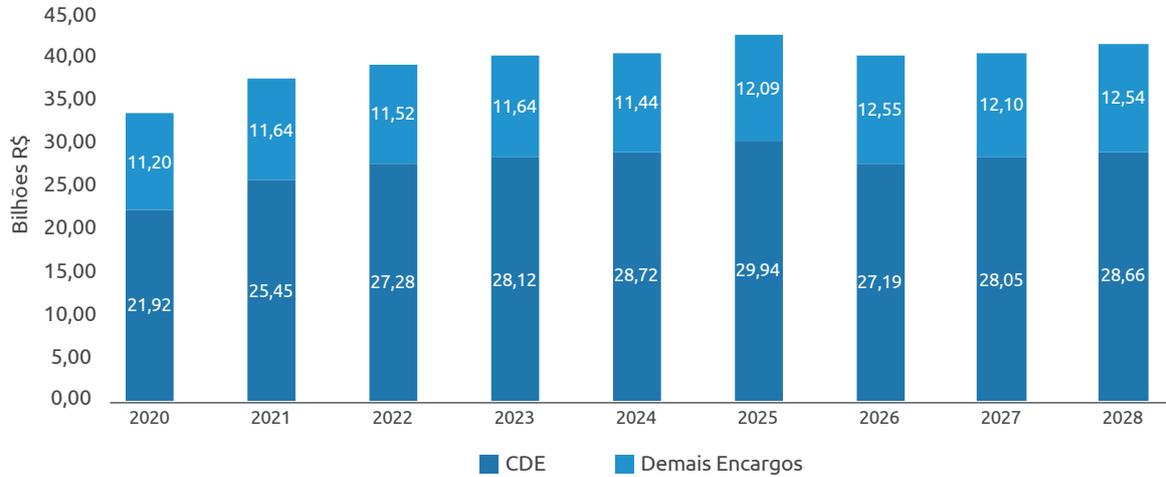
GRÁFICO 14 – Projeção dos encargos segundo a trajetória pré-pandemia



Fonte: Elaboração própria.

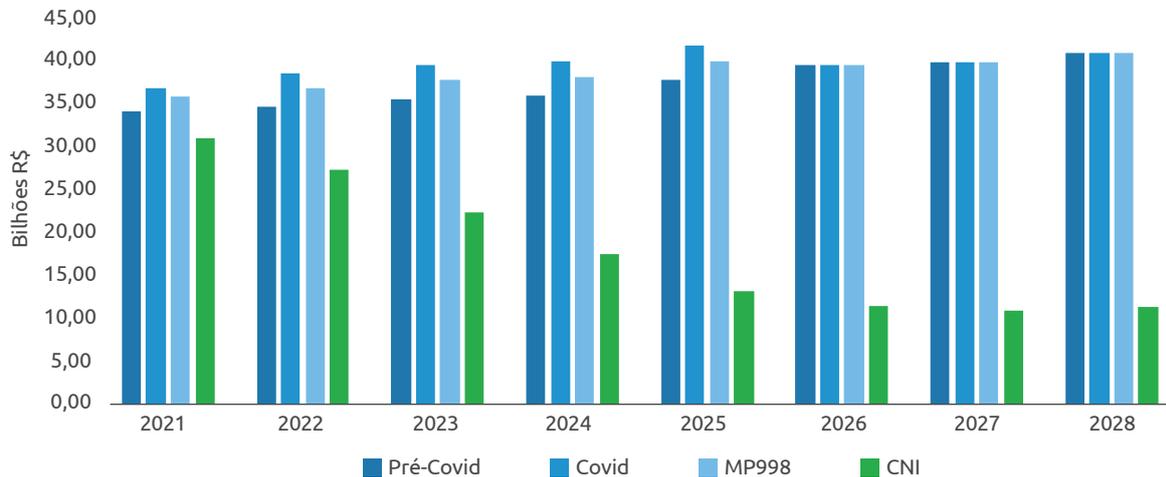
4.2 CENÁRIOS PÓS-PANDEMIA

Como salientado anteriormente, a pandemia impactará a evolução dos encargos por meio da Conta Covid. O gráfico 15 apresenta a evolução dos encargos considerando a Conta Covid, tendo como ponto de partida o cenário da tabela 5.

GRÁFICO 15 – Projeção dos encargos segundo a trajetória pós-pandemia

Fonte: Elaboração própria.

A partir do cenário pós-Covid-19, a projeção dos encargos para o horizonte 2021-2028 foi estimada considerando o impacto da MP nº 998 na redução dos encargos e as propostas de racionalização apresentadas na tabela 4. O gráfico 16 apresenta as projeções dos encargos para cada cenário.

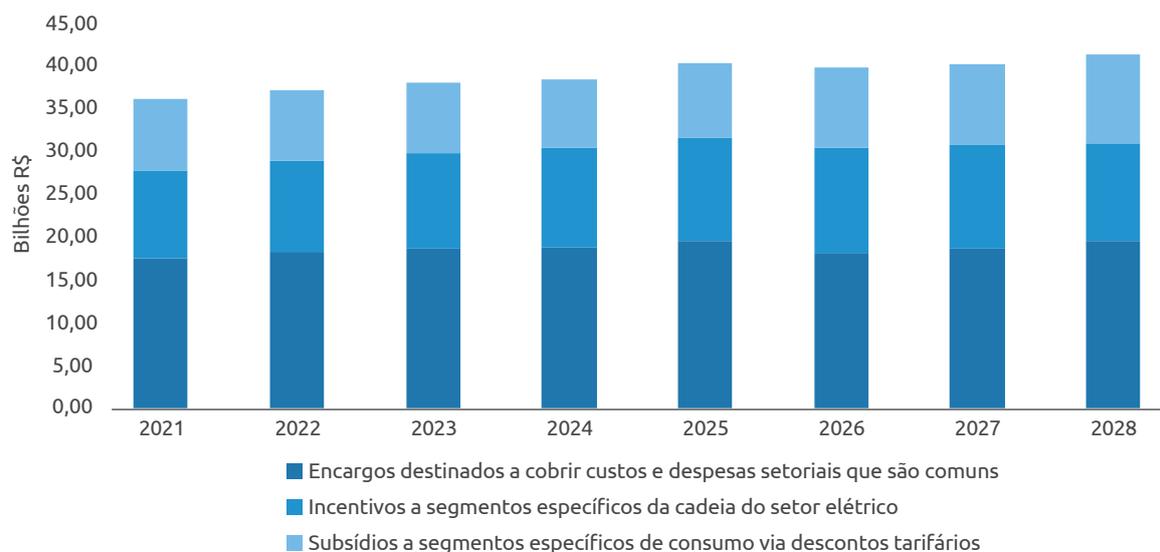
GRÁFICO 16 – Projeção dos encargos: comparação dos cenários

Fonte: Elaboração própria.

Estima-se que os encargos crescerão a uma taxa média de 2,5% ao ano no cenário pré-Covid. A Conta Covid elevou, em média, 11% os encargos nos próximos cinco anos. Apesar de o impacto da MP nº 998 ser pequeno, ele praticamente absorve o aumento da Conta Covid. Enquanto no cenário de racionalização há um decréscimo, em média, de 10,8% ao ano.

Os gráficos 17 e 18 apresentam a evolução dos encargos por categoria de despesa considerando a agregação dos componentes apresentados na tabela 2, nos cenários da MP nº 998 e no cenário de racionalização.

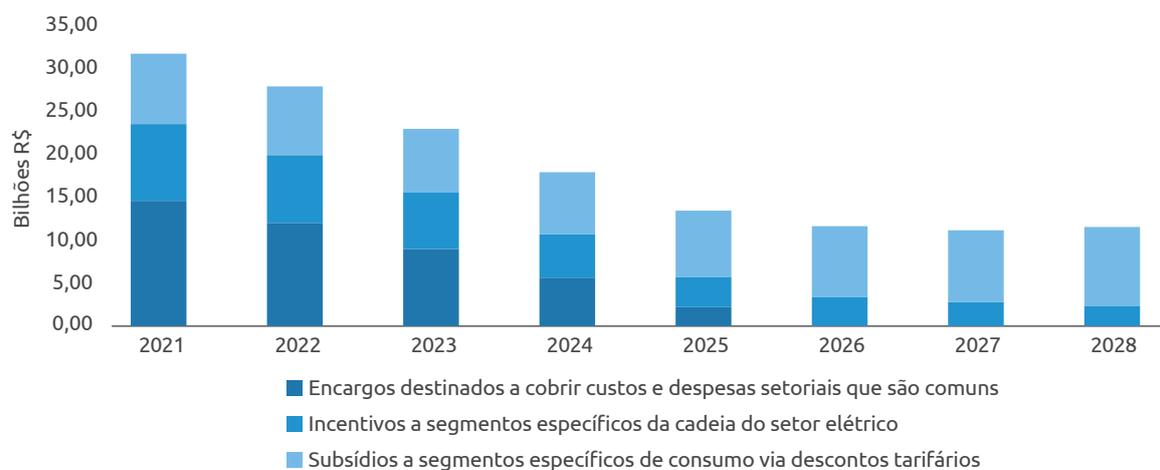
GRÁFICO 17 – Evolução dos encargos por categoria de despesas: cenário MP nº 998



Fonte: Elaboração própria.

Os subsídios a segmentos específicos de consumo via desconto tarifário respondem pela maior parcela do encargo total, em média 49%, seguidos dos incentivos a segmentos específicos (29%) e encargos destinados a cobrir custos e despesas setoriais, 22%.

GRÁFICO 18 – Evolução dos encargos por categoria de despesas: cenário de racionalização



Fonte: Elaboração própria.

No cenário do estudo, os subsídios a segmentos específicos de consumo via descontos tarifários são reduzidos progressivamente a 20% ao ano até serem totalmente transferidos para a União, em 2026. Seriam preservados na composição da tarifa de eletricidade apenas os encargos que refletem custos comuns das atividades do setor elétrico. O corte de mais da metade do valor dos encargos e a substancial redução das tarifas teriam fortes impactos sobre as atividades econômicas, principalmente nos setores industriais, em que os gastos com eletricidade constituem parcela significativa dos custos, sendo um importante fator de competitividade. Esses impactos são avaliados na próxima sessão deste estudo.

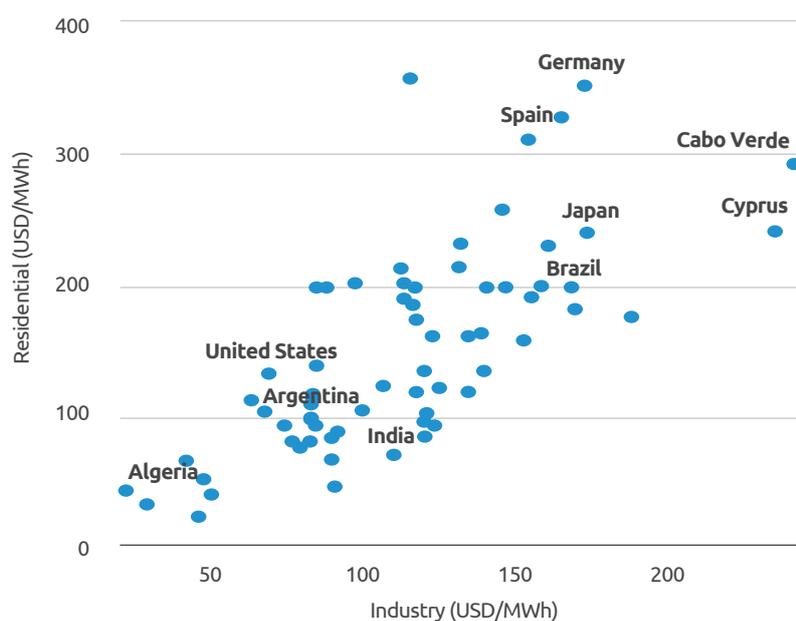


5 IMPACTOS ECONÔMICOS POTENCIAIS DA REDUÇÃO DOS ENCARGOS



O preço da energia elétrica é um dos fatores que contribuiu para a trajetória de redução de competitividade da indústria brasileira. O preço da energia elétrica pago pela indústria no Brasil experimentou uma trajetória de elevação que posicionou o país entre os de maior preço de energia. O gráfico 19 apresenta uma comparação internacional do preço da energia para os segmentos industrial e residencial feita pela Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês International Energy Agency). Esta comparação mostra que, em 2018, poucos países apresentavam uma tarifa industrial maior que a do Brasil.

GRÁFICO 19 – Preços da energia elétrica em diferentes países do mundo (2018)



Fonte: IEA (2020).

De acordo com a IEA (2020), o preço da eletricidade ponderado pelo consumo para a indústria no mundo fica entre a mediana e o 25º percentil. Ou seja, os países com tarifas menores consomem mais energia elétrica. Isto significa que os países em que os preços são relativamente mais baixos tendem a ter uma especialização relativamente maior para os setores industriais, o que deixa claro a importância do preço da energia elétrica para a competitividade industrial.

Existem poucos estudos, no Brasil, com um diagnóstico preciso sobre a importância da energia para a competitividade industrial. O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) faz um levantamento periódico por meio da Pesquisa Industrial Anual (PIA), em que as empresas declaram o custo com a aquisição de energia. Este levantamento permite verificar o peso do custo de aquisição da energia nos custos produtivos total e além do valor dos gastos com energia elétrica. A tabela 8 apresenta os resultados da pesquisa PIA para 2018 para os custos com energia elétrica.

TABELA 8 – Peso da energia elétrica nos custos totais* (2018)

	Custos Energia Elétrica (Bilhões R\$)	Peso da Energia Elétrica nos Custos Totais
Total	47,7	1,3%
Indústrias de transformação	44,5	1,3%
Fabricação de produtos têxteis	1,8	3,6%
Confeção de artigos do vestuário e acessórios	0,5	1,0%
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	2,5	2,2%
Fabricação de produtos químicos	5,2	1,5%
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	3,8	4,2%
Fabricação de vidro e de produtos do vidro	0,5	4,3%
Fabricação de cimento	1,3	7,0%
Fabricação de produtos cerâmicos	1,0	5,0%
Metalurgia	7,5	3,1%
Siderurgia	3,5	2,8%
Metalurgia de metais não-ferrosos	2,7	3,2%
Fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8	0,9%
Fabricação de geradores, transformadores e motores elétricos	0,2	0,7%

Fonte: Elaboração própria a partir da PIA/IBGE (2018).

Nota: * Considerando empresas industriais com cinco ou mais pessoas ocupadas, segundo as divisões e os grupos de atividades.

De acordo com a PIA, em 2018, as empresas industriais com mais de cinco funcionários tiveram uma despesa de R\$ 47,7 bilhões com compra de energia elétrica utilizada na produção.⁵ Os setores com maior peso dos custos de energia elétrica no custo produtivo são: fabricação de cimento, cerâmica, metalurgia, siderurgia, metalurgia de metais não ferrosos, vidro, minerais não metálicos e têxtil. Assim, setores com uma maior participação do custo de energia nos custos totais são justamente os pertencentes ao sistema produtivo dos insumos básicos.⁶

O estudo da CNI (2019) colocou em evidência uma forte deterioração da competitividade do sistema produtivo dos insumos básicos no Brasil. Este estudo mostrou que o segmento de insumos básicos, que, historicamente, teve uma balança comercial superavitária, passou a conviver com *deficit* na balança comercial. Esta deterioração da competitividade da indústria de insumos básicos tem consequências importantes para o encadeamento produtivo no país. Como estes setores são fornecedores de segmentos produtivo mais a jusante da cadeia produtiva, toda a indústria de transformação perde competitividade. Assim, observa-se um processo de desintegração e “primarização” da cadeia produtiva, com crescente aumento das importações a jusante da cadeia e redução do mercado para setores a montante, tais como setores químico, do alumínio, da siderurgia e do vidro.

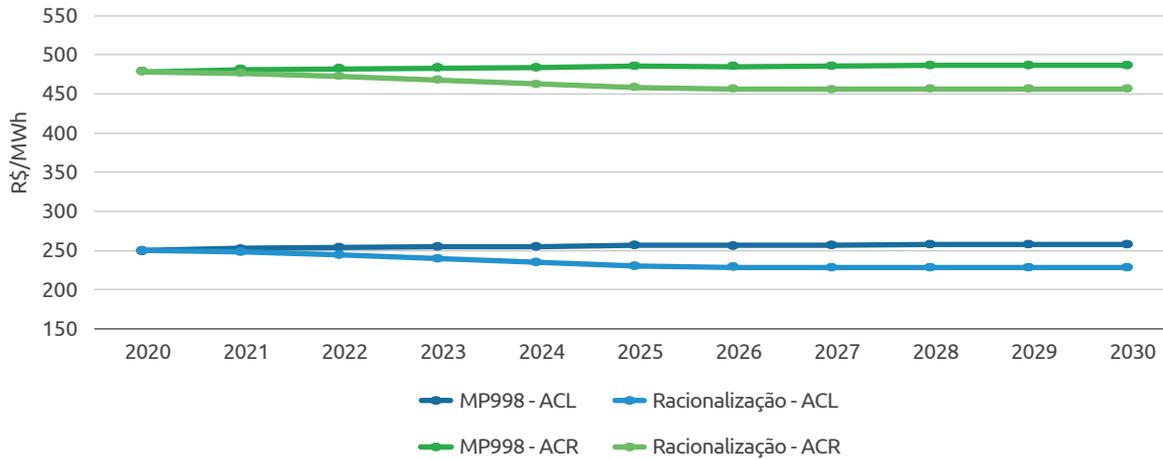
Em alguns setores, a pressão dos custos da energia elétrica é determinante da própria viabilidade da indústria. No caso do alumínio, a energia elétrica é o principal obstáculo para a produção de alumínio primário. Neste segmento, o peso da energia elétrica nos custos passou de 43% para 70% nos últimos dez anos. A média internacional está em 40% (ROCKMANN, 2018).

Para avaliar os impactos econômicos das propostas de redução dos encargos no setor industrial, foram construídos dois cenários de evolução das tarifas médias do setor industrial nos mercados regulado e livre de energia, considerando-se apenas a variação dos cenários dos encargos. Para isto, estimou-se o valor atual das tarifas médias pagas pelo setor industrial nos mercados regulado e livre e criou-se um cenário da evolução destas tarifas considerando-se apenas a alteração do valor dos encargos pagos por cada segmento de mercado, no cenário da MP nº 998 e no cenário das propostas de racionalização (cenário racionalização). O gráfico 20 apresenta estes cenários de tarifas médias.

5 Esses dados não incluem a energia elétrica não utilizada diretamente na produção, que é contabilizada juntamente aos demais custos e às despesas operacionais. Além disso, as despesas das empresas com autoprodução também não são discriminadas.

6 Sobre o setor de insumos básicos, ver Rocha *et al.* (2010).

GRÁFICO 20 – Evolução das tarifas médias reais do setor industrial nos mercados regulado e livre em diferentes cenários de evolução dos encargos

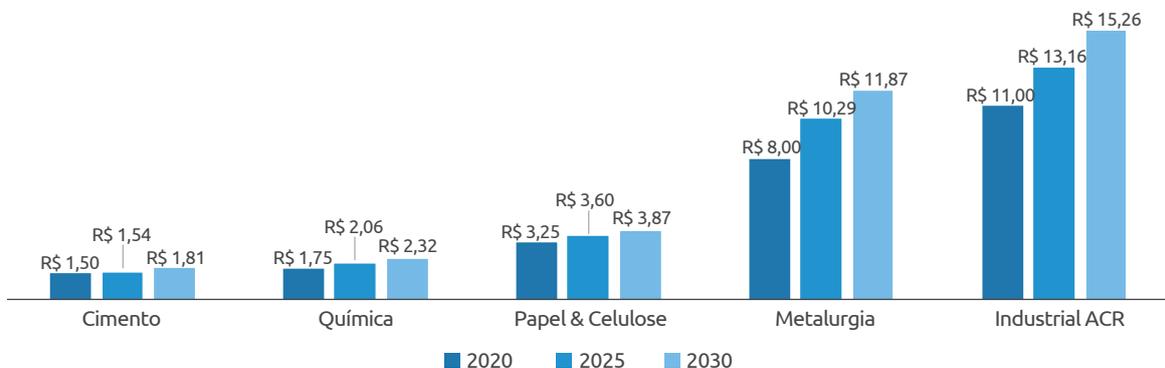


Fonte: Elaboração própria.

A partir do cenário tarifário acima, foi possível estimar o impacto das propostas de redução dos encargos nas despesas do setor industrial com energia elétrica para o horizonte de 2030. O gráfico 21 apresenta uma estimativa dos gastos com energia elétrica em segmentos eletrointensivos⁷ e na parcela da indústria que adquire energia no ambiente regulado no cenário em que a MP nº 998 é sancionada, mas sem reduções adicionais de encargos.

Nesse cenário, o segmento mais afetado é o metalúrgico, que apresentaria gastos com eletricidade de R\$ 12 bilhões em 2030. O gasto com eletricidade da indústria de menor porte, que permanece adquirindo energia no mercado regulado, alcançaria R\$ 15,4 bilhões nos diferentes cenários de encargo, para o setor industrial nos segmentos livre e regulado, bem como a despesa total.

GRÁFICO 21 – Projeção das despesas com energia elétrica em segmentos da indústria, no cenário da MP nº 998 (bilhões de R\$)



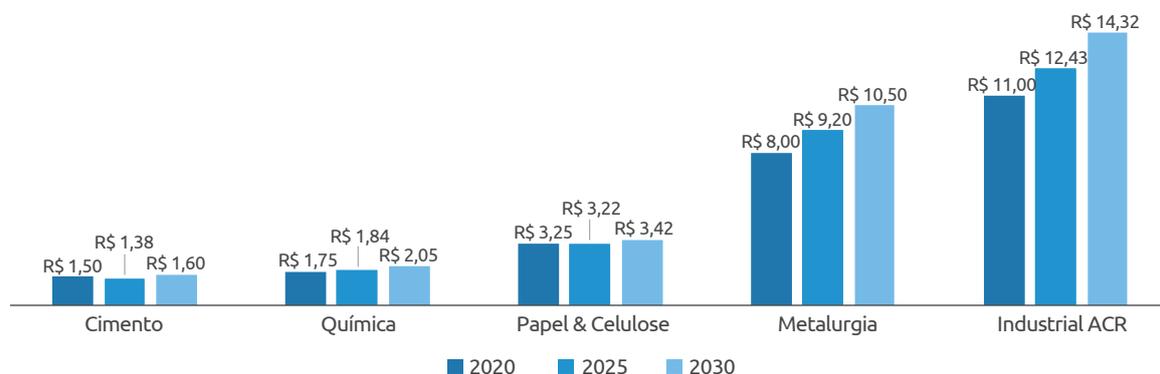
Fonte: Elaboração própria.

Obs.: A classificação dos setores econômicos da EPE não é a mesma da PIA/IBGE. Isso explica a diferença das projeções em relação à tabela 8. O segmento de produtos químicos é bem mais abrangente na classificação da PIA.

7 Consideramos que esses setores adquirem energia integralmente no mercado livre.

A racionalização de encargos terá efeito significativo nas despesas com eletricidade de setores eletrointensivos, nos quais o peso dos encargos é maior. O gráfico 22 apresenta as projeções caso as propostas de racionalização sejam implementadas. Para o segmento metalúrgico, o gasto com eletricidade reduzir-se-ia em R\$ 1,4 bilhão em 2030. Na parcela da indústria que adquire eletricidade no ACR, a redução seria de R\$ 1 bilhão.

GRÁFICO 22 – Projeção das despesas com energia elétrica em segmentos da indústria, no cenário racionalização (bilhões de R\$)



Fonte: Elaboração própria.

No total da indústria brasileira, a adoção das propostas de racionalização dos encargos permitiria uma redução anual de despesa com eletricidade de R\$ 5 bilhões, em 2025, e R\$ 7 bilhões, em 2030 (gráfico 23). Essa projeção considera tanto a parcela da indústria que adquire energia no mercado livre quanto a que é suprida no mercado regulado.⁸ Em todo o período de projeção, isto é, nos próximos dez anos, a indústria brasileira deixaria de gastar R\$ 45 bilhões com eletricidade. Esta queda nos custos de energia do setor industrial poderia contribuir significativamente para a retomada econômica do setor e para uma trajetória virtuosa de crescimento industrial do Brasil.

GRÁFICO 23 – Projeção das despesas anuais com energia elétrica na indústria brasileira (bilhões de R\$)



Fonte: Elaboração própria.

⁸ Consideramos que a participação do mercado regulado, 14,2% em julho de 2020, permanece inalterada no período de projeção.



CONCLUSÕES



Os encargos cobrados nas tarifas de energia elétrica tornaram-se um dos principais vetores do aumento persistente das tarifas elétricas no Brasil. Atualmente, existem 16 diferentes tipos de encargos tarifários no país, com um custo estimado para os consumidores de cerca de R\$ 33,1 bilhões. A multiplicação dos encargos tarifários faz parte de uma longa tradição política no país de usar as tarifas elétrica para atender às demandas por subsídios de grupos de interesses específicos.

A grande facilidade política para criar encargos no Brasil contrasta com a enorme dificuldade para a revisão e/ou a eliminação deles. Esta é a razão pela qual os grupos de interesse preferem garantir subsídios via encargos em relação de recursos orçamentários. Uma vez criados via encargos, os subsídios não passam pelo escrutínio político anualmente na discussão do orçamento público. Assim, os encargos setoriais acabam financiando políticas setoriais e subsídios que tendem a se perpetuar, mesmo quando perdem a eficiência econômica e social.

O descontrole da trajetória de evolução dos encargos já é um consenso setorial e já há mobilização para racionalizar seu peso sobre as tarifas. A MP nº 998/2020 abordou alguns de seus componentes. No entanto, seu impacto é restrito. Assim, formulamos propostas complementares de racionalização dos encargos para viabilizar sua progressiva redução nos médio e longo prazos. As propostas de racionalização conseguiriam promover uma redução estrutural dos custos dos consumidores com os encargos, **provocando uma queda de cerca de 75% desta despesa até 2026.**

O estudo estimou o potencial impacto que a adoção das suas propostas para a redução dos encargos teria na redução das despesas do setor industrial com energia elétrica. **Estimou-se que esta despesa poderia ser reduzida em R\$ 45 bilhões entre 2020 e 2030.** Esta queda nos custos de energia do setor industrial poderia contribuir significativamente para a retomada econômica do setor e para uma trajetória virtuosa de crescimento industrial do Brasil.

Por fim, vale ressaltar que a redução dos encargos tarifários é um imperativo não apenas para contribuir para a competitividade do setor industrial no Brasil, mas, também, para garantir a sustentabilidade econômica do próprio setor elétrico brasileiro. A atual trajetória de crescimento tarifário não é compatível com a dinâmica econômica e tecnológica do setor. O crescimento das tarifas elétricas tende a provocar a saída de consumidores da rede interligada via autogeração, que irá gerar novos aumentos tarifários para os consumidores conectados ao sistema interligado. Por sua vez, os aumentos tarifários, com a saída de consumidores da rede, tendem a reforçar a competitividade da geração distribuída e da autogeração, provocando uma “espiral da morte” do sistema elétrico interligado.

Pelas razões acima mencionadas, torna-se incontornável enfrentar politicamente a questão do acúmulo de encargos setoriais nas tarifas elétricas. As propostas de racionalização apresentadas neste relatório representam uma agenda para uma redução estrutural dos encargos no Brasil, reformulando subsídios tarifários e reservando os encargos para cobrir apenas as despesas comuns do setor elétrico. O eventual adiamento desta racionalização não só importaria dificuldades para a retomada dos setores industriais energointensivos, como também lança o setor elétrico em uma trajetória econômica e tecnológica de crescentes desequilíbrios no mercado interligado.



67.3852 56.6240

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret)**. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acesso em: 8 set. 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Abertura de consulta pública visando coletar subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória 2018/2019)**. Brasília: ANEEL, 2019a. (Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/Aneel).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Agenda de Desoneração Tarifária**. Brasília: ANEEL, 2019b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/15495819/Agenda+de+Desonera%C3%A7%C3%A3o+Tarif%C3%A1ria++ANEEL/54e8a4b3-7889-e585-b820-6db4ceb31329?version=1.3>. Acesso em: 6 set. 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **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**. Brasília: ANEEL, 2020a. (Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/Aneel). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/NT.pdf/901e12ed-ea7d-91a7-c805-e27b2508a2ce>. Acesso em: 8 set. 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Luz na Tarifa (CDE)**. Brasília: ANEEL, 2020b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDBlNjg1N2ItYjllhOC00YmVhLTlkMWQtNzkzZWYyYzRlNDgyliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZh-Mi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 8 set. 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**: consumidores, consumo, receita e tarifa média – região, empresa e classe de consumo. Brasília: ANEEL, 2020c. Disponível em: http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPRegiaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1. Acesso em: 12 out. 2020.

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. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm. Acesso em: 8 set. 2020.

BRASIL. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2013. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Decreto/D7891.htm. Acesso em: 8 set. 2020.

BRASIL. Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Grupo de Trabalho. **Relatório preliminar do plano de redução estrutural das despesas da conta de desenvolvimento energético (CDE)**: Portaria nº 484/2016. Brasília: MME, 2018a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Grupo de Trabalho. **Relatório final do plano de redução estrutural das despesas da conta de desenvolvimento energético (CDE)**: Portaria nº 484/2016. Brasília: MME, 2018b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. GT Modernização do Setor Elétrico. **Racionalização dos subsídios e encargos**: Portaria nº 187/2019 (Relatório do Grupo Temático). Brasília: MME, 2019.

BRASIL. Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020. Altera Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de

dezembro de 1974, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear representativas do capital social das Indústrias Nucleares do Brasil S.A. e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-998-de-1-de-setembro-de-2020-275411163>. Acesso em: 3 set. 2020.

CASTANEDA, M. *et al.* Myths and facts of the utility death spiral. **Energy Policy**, n. 110, p. 105-116, 2017.

CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Energia elétrica: custos e competitividade**. Brasília: CNI, 2018. (Propostas da Indústria para as Eleições – Infraestrutura, n. 26). Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/37/84/37840980-7812-4d55-ad3b-fbf154efd2f4/26_-_energia_eletrica.pdf. Acesso em: 3 set. 2020.

CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Impactos econômicos da competitividade do gás natural**. Brasília: CNI, 2019. Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/02/cd/02cd0efb-c182-4252-a7b5-1741b53c787f/estudo_cni_impactos_economicos_gas.pdf. Acesso em: 3 set. 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano decenal de expansão de energia – PDE 2029**. Brasília: EPE, 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Estudos do plano decenal de expansão de energia 2030: demanda de eletricidade**. Brasília: EPE, 2020.

FURTADO, M. MP 998 abre brecha para acabar com programas de P&D e eficiência. **Energia Hoje**, 3 set. 2020. Disponível em: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/mp-998-abre-brecha-para-acabar-com-programas-de-pd-e-eficiencia/>. Acesso em: 19 nov. 2020.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (Brasil). **Pesquisa Industrial Anual**. Rio de Janeiro: IBGE, 2018. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/industria/9042-pesquisa-industrial-anual.html?=&t=resultados>. Acesso em: 24 set. 2020.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Prices 2020**. France: IEA, May 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-prices-2020>. Acesso em: 20 nov. 2020.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Estudo sobre a carga tributária & encargos do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Instituto Acende Brasil, dez. 2019.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Evolução das tarifas de energia elétrica e a formulação de políticas públicas**. São Paulo: Instituto Acende Brasil, jan. 2020. (White Paper Acende Brasil, n. 22).

MONTALVÃO, E. **Impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores**. Brasília: Senado Federal, 2009. (Texto para Discussão, n. 62). Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-62-impacto-de-tributos-encargos-e-subsidios-setoriais-sobre-as-contas-de-luz-dos-consumidores>. Acesso em: 5 ago. 2020.

MONTENEGRO, S. Aneel aprova contrato de operação da Conta Covid. **Canal Energia**, 21 jul. 2020. Disponível em: <https://canalenergia.com.br/noticias/53140966/aneel-aprova-contrato-de-operacao-da-conta-Covid>. Acesso em: 5 ago. 2020.

NETO, U. M. G. Governo Federal publica decreto que trata da criação da conta para enfrentamento da Pandemia do Coronavírus. **Canal Energia**, Rio de Janeiro, 26 maio 2020. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53135311/governo-federal-publica-decreto-que-trata-da-criacao-da-conta-para-enfrentamento-da-pandemia-do-coronavirus>. Acesso em: 5 ago. 2020.

NÓBREGA, A. P. **Requerimento nº 03, de 2019**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2019. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2019/audiencia-publica-sobre-a-atuacao-da-aneel/apresentacao-aneel>. Acesso em: 5 ago. 2020.

ROCHA, F. *et al.* Perspectivas do investimento no Brasil. *In*: HIRATUKA, C. (Coords). **Perspectivas do investimento na indústria**. v. 2. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2010. Disponível em: https://www3.eco.unicamp.br/neit/images/stories/arquivos/pib_sintese-industria_vfinal.pdf. Acesso em: 21 ago. 2012.

ROCKMANN, R. Energia elétrica cara ainda é o principal obstáculo. **Valor Econômico**, São Paulo, 3 set. 2018. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/09/03/energia-eletrica-cara-ainda-e-o-principal-obstaculo.ghtml>. Acesso em: 19 nov. 2020.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON JR., J. E.; SAPPINGTON, D. E. **Economics of regulation and antitrust**. Cambridge: MIT Press, 2018.

CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS – DRI

Monica Messenberg Guimarães
Diretora de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Infraestrutura – GINFRA

Wagner Ferreira Cardoso
Gerente-Executivo de Infraestrutura

Wagner Cardoso
Roberto Wagner Lima Pereira
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Ana Maria Curado Matta
Diretora de Comunicação

Gerência de Publicidade e Propaganda

Armando Uema
Gerente de Publicidade e Propaganda

Katia Rocha
Coordenadora de Gestão Editorial

Walner de Oliveira
Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato
Diretor de Serviços Corporativos

Superintendência de Administração – SUPAD

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Superintendente Administrativo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

EnerStudies

Prof. Edmar de Almeida
Prof. Luciano Losekann
Profª. Niágara Rodrigues
Profª. Mirella Bordallo
Consultor

Editorar Multimídia
Revisão Gramatical, Projeto Gráfico e Diagramação

 cni.com.br

 [/cnibrasil](https://www.facebook.com/cnibrasil)

 [@CNI_br](https://twitter.com/CNI_br)

 [@cnibr](https://www.instagram.com/cnibr)

 [/cniweb](https://www.youtube.com/cniweb)

 [/company/cni-brasil](https://www.linkedin.com/company/cni-brasil)



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA