

GRUPO II – CLASSE V – Plenário

TC 014.282/2021-6

Natureza(s): Relatório de Auditoria

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério da Economia; Ministério de Minas e Energia

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL. AVALIAÇÃO DA EXISTÊNCIA, EFETIVIDADE E COERÊNCIA DA POLÍTICA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. INICIATIVAS GOVERNAMENTAIS PARA MODICIDADE TARIFÁRIA NÃO SE APRESENTAM DEVIDAMENTE ESTRUTURADAS, FORMALIZADAS OU INSTITUCIONALIZADAS. POTENCIAL PREJUÍZO AO ALCANCE DA MODICIDADE TARIFÁRIA EXIGIDA PELA LEI DAS CONCESSÕES (LEI 8.987/1995). AUMENTO TARIFÁRIO ELEVADO PARA CONSUMIDORES REGULADOS SUPERANDO A INFLAÇÃO, NOS ÚLTIMOS VINTE ANOS. DIFICULDADE DE IMPLEMENTAÇÃO DE AÇÕES PARA A REDUÇÃO DO VALOR DA ENERGIA. VALORES DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL ENTRE OS MAIS ELEVADOS DO MUNDO. CRESCIMENTO DE DIFERIMENTOS TARIFÁRIOS COM IMPACTO NAS CONTAS DE ENERGIA PARA OS PRÓXIMOS ANOS. MEDIDAS GOVERNAMENTAIS PALIATIVAS PARA ALÍVIO TARIFÁRIO COM ALCANCE LIMITADO E CARENTE DE PROSPECÇÕES DE IMPACTO FUTURO. EXIGÊNCIA DE REALIZAÇÃO DA AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS, INCLUSIVE COM DIVULGAÇÃO DO OBJETO A SER AVALIADO E DOS RESULTADOS ALCANÇADOS (ART. 37, §16, DA CF). RECOMENDAÇÕES. MONITORAMENTO. COMUNICAÇÕES.

RELATÓRIO

Trata-se de auditoria operacional com o objetivo de avaliar a existência, a efetividade e a coerência da política tarifária do setor elétrico brasileiro, inclusive considerando o contexto de modernização do setor.

2. Reproduzo, no que importa e com os ajustes de forma necessários, a instrução elaborada no âmbito da SeinfraElétrica, anuída pelo corpo dirigente da unidade (peças 84 a 86):

“INTRODUÇÃO

1.1. Objeto de Auditoria

1. *O objeto de auditoria é a política tarifária do setor elétrico brasileiro, caracterizada por um conjunto de iniciativas e decisões governamentais relevantes adotadas entre os anos de 2013 a 2021, com efeitos nas faturas de energia elétrica dos consumidores regulados. Antecedentes*

2. *A prestação dos serviços públicos de energia elétrica - geração, transmissão e distribuição –*

necessita ser adequadamente remunerada por meio de preços ou tarifas cobrados dos consumidores que viabilizem o serviço adequado, com qualidade, a preços módicos, e que criem incentivos para uma prestação de serviço eficiente.

3. O cálculo tarifário deve considerar fatores relacionados à infraestrutura do setor, às políticas públicas correlatas, bem como fatores econômicos, que justifiquem a definição de incentivos à modicidade tarifária e à eficiência alocativa, com a adequada sinalização ao mercado.

4. Tais exigências, que se fazem presentes na formulação e na execução de uma política tarifária para o setor elétrico, parecem ainda mais desafiadoras hoje, em um contexto de transição energética e em que a capacidade do sistema elétrico nacional de fornecer energia barata é pressionada também por períodos de escassez hídrica. Junto com o fenômeno, tem-se a expansão de geração descentralizada de energia; a maior digitalização das redes de energia; a necessidade de maior capilaridade das redes de transmissão; os movimentos mundiais de descarbonização da indústria e de eletrificação de veículos, que sugerem novos modelos de negócio, mas também impõem mudanças que podem impactar a tarifa e sua capacidade de refletir adequadamente os custos de operação de um sistema complexo.

5. O Brasil possui propostas para a modernização do setor elétrico de uma forma abrangente e que ensejarão a necessidade de atualização do modelo de tarifa, com destaque para o Projeto de Lei do Senado (PLS) 232/2016 - já aprovado no Senado Federal e tramitando na Câmara dos Deputados sob o número PL 414/2021. Além delas, há uma intensa produção legislativa que atinge aspectos diversos da política tarifária, iniciativas dispersas e por vezes conflitantes, que, em seu conjunto, nem sempre conseguem contribuir positivamente para a obtenção de uma política harmônica, que alie atratividade ao concessionário e modicidade tarifária ao consumidor.

6. Aliado a isso, trabalhos anteriores do TCU identificaram casos em que deficiências no planejamento, no monitoramento ou na avaliação dos efeitos de medidas de governo tiveram impacto negativo nas tarifas (TC 011.223/2014-6, Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, relator Min. José Jorge; TC 032.981/2017-1, Acórdãos 1.215/2019 e 2.877/2019, relator Min. Aroldo Cedraz) e que sugerem que o tema da política tarifária seja objeto de novas avaliações.

7. Considerando os fatores mencionados, a importância do tema e a possibilidade de contribuir para o melhor desempenho da política tarifária do setor elétrico, determinou-se a realização da presente auditoria.

1.2. Objetivo e escopo

8. O objetivo da auditoria foi avaliar a existência, a efetividade e a coerência da política tarifária do setor elétrico brasileiro, com foco para a modicidade tarifária, inclusive considerando o contexto de modernização do setor.

9. A avaliação foi estruturada a partir da definição das seguintes questões de auditoria:

Questão 1: *As iniciativas governamentais voltadas para a modicidade tarifária do setor elétrico são devidamente estruturadas, formalizadas, institucionalizadas e articuladas?*

Questão 2: *Como as tarifas aplicadas aos consumidores cativos no Brasil se apresentam frente aos valores praticados internacionalmente e às necessidades internas brasileiras e quais as perspectivas quanto à sustentabilidade no longo prazo?*

Questão 3: *Quais fatores explicam o patamar atual do valor das tarifas e as dificuldades para*

reduzi-las?

Questão 4: *As iniciativas governamentais voltadas para a modicidade tarifária do setor elétrico são adequadamente monitoradas e avaliadas?*

10. *Devido à limitação de recursos e por motivos de conveniência e oportunidade, decidiu-se não fiscalizar a avaliação da pertinência das políticas públicas relativas aos encargos setoriais e dos tributos que compõem a fatura de energia elétrica, da adequação das rubricas que compõem os custos das distribuidoras (Parcelas A e B), da conformidade de processos específicos de reajustes e de revisões tarifárias.*

11. *As análises envolvendo a tarifa de energia se limitaram ao mercado regulado de energia (mercado cativo). Nos casos em que o mercado não regulado (mercado livre) foi importante na análise, ele foi citado expressamente.*

12. *Por fim, em razão de haver fiscalização específica em andamento sobre o tema, não integraram o escopo deste trabalho a avaliação dos efeitos tarifários da eventual privatização da Eletrobras (TC 008.845/2018-2) e a análise aprofundada de impactos tarifários relacionados à crise hidroenergética do exercício de 2021 (TC 016.319/2021-4). Os possíveis aspectos tarifários relacionados a esses temas, apesar de terem sido mencionados neste trabalho, são analisados com mais profundidade nos respectivos trabalhos específicos.*

I.3. Critérios

13. *Utilizaram-se como principais critérios de auditoria as seguintes referências legais, normativas, contratuais e de boas práticas:*

a) Política tarifária das concessões de energia elétrica e seus princípios - Constituição Federal de 1988 (CF 1988, arts. 174, caput e § 1º, e 175, parágrafo único, e 187, inciso II), Lei 8.987/1995 – Lei Geral das Concessões (arts. 6º, 7º, 9º-15), Lei 9.074/1995 e Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 7 (ODS7);

b) Política Energética Nacional e competências do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) - Lei 9.478/1997;

c) Princípios da seletividade do ICMS e da capacidade contributiva - Constituição Federal de 1988, art. 153, §3º e art. 145, §1º;

d) Governança de políticas públicas - Decreto 9.203/2017; Referencial TCU para Avaliação de Governança em Políticas Públicas; Lei 13.844/2019, art. 41, inciso VI;

e) Análise de Impacto Regulatório (AIR) - Decreto 10.411/2020;

f) Competências do Ministério de Minas e Energia - Decreto 9.675/2019, Anexo I;

g) Índice de inflação oficial - Resolução BCB 2.744/2000;

h) Regulação tarifária da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) - Lei 9.427/1997, arts. 3º e 15; Lei 8.987/1995, art. 29; e Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da Aneel.

14. *Ao longo do relatório, tais critérios são justificados e detalhados, na medida em que são aplicados nos achados de auditoria.*

I.4. Métodos aplicados

15. *Foram utilizadas principalmente as seguintes técnicas de auditoria: análise documental; pesquisa em sistemas informatizados; entrevistas; confronto de informações e documentos; análise quantitativa e qualitativa de dados; e painel de referência com especialistas.*

16. *Coletaram-se informações acerca do tema mediante pesquisa na legislação, na literatura, em documentos e sistemas informatizados do Poder Executivo e de associações representativas de*

entidades do setor elétrico. Realizaram-se reuniões e entrevistas com instituições e profissionais do setor elétrico nas fases de planejamento e de execução da auditoria, a exemplo de Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério da Economia (ME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), Instituto de Defesa do Consumidor (Idec), Instituto Acende Brasil e Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee).

17. Ao longo da execução, aplicaram-se os procedimentos estabelecidos na matriz de planejamento. Dados, informações e documentos necessários à investigação foram solicitados por meio de ofícios de requisição encaminhados aos responsáveis e a outros atores envolvidos. As informações obtidas e as constatações decorrentes foram organizadas em uma matriz de achados.

18. Realizaram-se dois painéis de referência com gestores e especialistas externos, sendo o primeiro para colher contribuições à matriz de planejamento do trabalho e o segundo para avaliar a qualidade e pertinência das conclusões e das propostas de encaminhamentos a serem encaminhadas ao ministro relator.

19. Ato contínuo, foi elaborado relatório preliminar de auditoria que foi remetido aos órgãos de governo envolvidos na temática, conforme previsto no item 145 das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT), aprovadas pela Portaria TCU 280/2010, bem como em observação à Resolução TCU 315/2020 e ao Manual de Auditoria Operacional e na Resolução TCU 315/2020, com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores sobre as constatações e sobre as respectivas propostas de encaminhamento. O teor do relatório leva em consideração as sugestões oferecidas pelos participantes no segundo painel de referência realizado; as informações e esclarecimentos prestados pelos gestores a partir da leitura da versão preliminar foram analisados detidamente no “Apêndice C - Comentários dos gestores e análise da equipe” e também foram considerados na versão final do relatório.

20. A auditoria foi conduzida de acordo com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT) e com o Manual de Auditoria Operacional do Tribunal, que está alinhado às Normas Internacionais das Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI), emitidas pela Organização Internacional de Entidades Fiscalizadoras Superiores (Intosai). Nenhuma restrição significativa foi imposta aos exames.

I.5. Organização do relatório

21. De forma a facilitar a leitura e em atendimento às orientações constantes do Manual de Auditoria Operacional do TCU, organizou-se o conteúdo deste relatório, além dessa Introdução, em outros sete capítulos.

22. O Capítulo II contém a visão geral do objeto, incluindo breve contextualização sobre o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a composição da tarifa residencial, a forma como se encontra estruturada a política tarifária, os principais atores na política e a legislação relacionada.

23. Os Capítulos III a VI tratam das quatro questões de auditoria e dos respectivos achados:

- a) Achado 1.1 – As iniciativas governamentais para modicidade tarifária não se apresentam devidamente estruturadas, formalizadas e institucionalizadas;
- b) Achado 2.1 – Aumento tarifário elevado para consumidores regulados que supera a inflação;
- c) Achado 2.2 – Tarifa elevada em comparação com valores praticados internacionalmente;
- d) Achado 3.1 – Principais causas para o elevado patamar das tarifas de energia no Brasil nos últimos anos;
- e) Achado 3.2 – Medidas governamentais paliativas para alívio tarifário, com alcance

limitado e sem análise de impacto futuro; e

f) Achado 4.1 – Inadequado monitoramento e avaliação de iniciativas para modicidade tarifária.

24. Finalmente, os Capítulos VII e VIII apresentam, respectivamente, as conclusões e propostas de encaminhamento.

25. Constam, ainda, quatro apêndices ao relatório: (i) o Apêndice A, que apresenta uma análise quantitativa dos diferimentos de repasses tarifários aplicados em reajustes de tarifas dos últimos cinco anos (2016 a 2021); (ii) o Apêndice B, que descreve a evolução temporal dos componentes tarifários do mercado regulado; (iii) o Apêndice C, que apresenta os comentários dos gestores ao relatório preliminar de auditoria e a respectiva análise pela equipe de auditoria; e (iv) o Apêndice D, que contempla as principais leis e regulamentos considerados pela auditoria.

I. VISÃO GERAL

26. A energia elétrica é um bem essencial na sociedade moderna e é utilizada amplamente por toda a população. A política tarifária do setor elétrico envolve a atuação de diversos órgãos. A implementação dessa política envolve órgãos setoriais como o MME, o CNPE e a Aneel além do Ministério da Economia, a quem incumbe o planejamento do governo federal no que tange ao aumento da produtividade, emprego e competitividade. Para fins de ilustração da dimensão do Ambiente de Contratação Regulada, remunerado pelas tarifas, menciona-se que se trata de um mercado com faturamento de cerca de R\$ 200 bilhões anuais.

27. A atual política tarifária do setor elétrico está fundamentada em várias leis, instrumentos contratuais e normas e decisões do ente ministerial e do órgão regulador. Os principais normativos referentes ao tema estão listados no Apêndice D. Merece menção o fato de que não existem formalmente diretrizes, princípios norteadores, objetivos claramente definidos nem metas e indicadores de desempenho.

28. O conceito de política tarifária do setor elétrico ora adotado extrapola os limites estritos do art. 175 da Constituição Federal que restringe política tarifária àquela que é materializada em uma lei federal. Aqui, o conceito abrange, além da lei federal e dos princípios estabelecidos na Lei das Concessões (Lei 8.987/1995), o conjunto de normas e regulamentos que regulamentam tal lei, os atos administrativos de reajuste de tarifas, as decisões governamentais quanto à prorrogação, ou não, de concessões, quanto a privatização de estatais do setor elétrico, outros atos de Estado com efeitos influenciadores nas tarifas de energia elétrica, as decisões que impactam de algum modo o sinal econômico aos agentes do setor, entre outros.

29. Os principais atores envolvidos na política tarifária são: o CNPE, que congrega representantes de diversos setores governamentais, a quem cabe o estabelecimento de políticas nacionais de energia e medidas específicas destinadas a, dentre outras, cumprir os objetivos das políticas nacionais para aproveitamento racional das fontes de energia, dentre os quais se incluem competitividade do país e proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço e qualidade, com atribuição para emitir diretrizes ao setor elétrico; o MME, na qualidade de pasta ministerial responsável pelo desenvolvimento de ações estruturantes de longo prazo, análise e acompanhamento das propostas de normatização do setor, acompanhamento e avaliação das políticas setoriais e supervisão da agência reguladora, além de participação na formulação de políticas relacionadas ao setor elétrico, ao meio ambiente e aos recursos hídricos; e a Aneel, que edita normas regulamentadoras, celebra e adita contratos de concessão em nome da União, homologa reajustes e efetua revisões tarifárias ordinárias e extraordinárias.

30. Para os mais de 86 milhões de consumidores do mercado regulado, a energia elétrica é

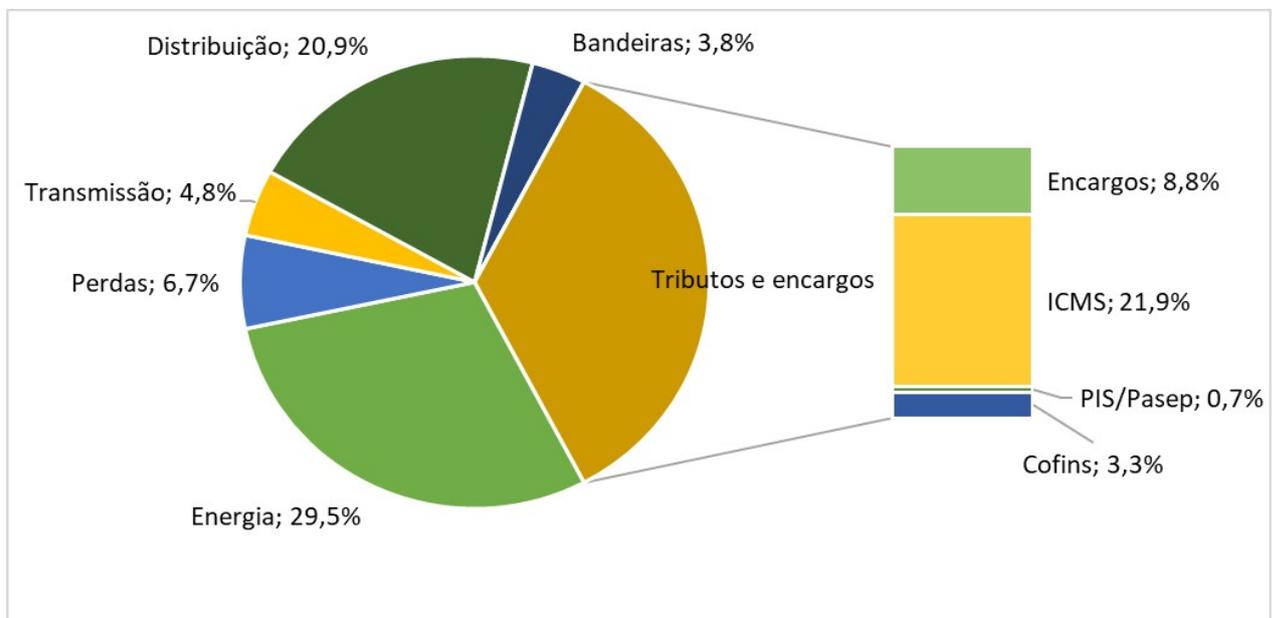
fornecida por meio das concessionárias de distribuição, depois de ter sido produzida por concessionárias de geração e deslocadas a grandes distâncias por concessionárias de transmissão.

31. Quanto ao custeio da infraestrutura, a amortização dos investimentos realizados pelas concessionárias é suportada pelos consumidores, via pagamento da fatura mensal de energia elétrica, no caso dos consumidores do ambiente regulado.

32. No que se refere a políticas públicas, no passado, o Estado chegou a custear uma parcela dos gastos de algumas políticas no setor elétrico, utilizando-se de recursos do orçamento público. Hoje, o emprego desses recursos é praticamente inexistente.

33. Em 2020, cerca de 34% da fatura de energia dos consumidores residenciais (maior grupo do mercado cativo de energia) foi destinada ao pagamento de tributos, encargos setoriais e subsídios concedidos; 29% para geração da energia; 5% pela transmissão; 21% pela atividade de distribuição; e 4% para bandeiras tarifárias, além de 7% de perdas (Figura 1).

Figura 1 – Composição da fatura de energia residencial em 2020.



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da Aneel. Site Luz na Tarifa – Aneel (<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>. Acesso em: 22 nov. 2021).

34. O montante pago pelos consumidores cativos em 2020 foi da ordem de R\$ 200 bilhões, valor que correspondente ao faturamento anual do conjunto de distribuidoras, incluindo tributos.

35. Alguns grandes consumidores, como empresas de médio e grande portes e indústrias, que optaram por sair do mercado cativo, estão enquadrados no que se chama de mercado livre, podendo escolher o fornecedor da sua energia e firmar contratos com maior liberdade nas condições de preço e prazo de entrega. O mercado livre não integra o escopo das análises feitas nesta auditoria.

36. A determinação da proporção dos diferentes componentes de custo na fatura e o valor da tarifa de energia que o consumidor regulado paga são fruto de um processo complexo, que abrange naturalmente a repartição de receitas de vários agentes e é bastante influenciado por escolhas feitas pelo Estado.

37. As escolhas estatais que influenciam na tarifa a ser paga estão por toda a parte. Estão na lei que definiu o price cap como o regime econômico-financeiro das concessões; na estrutura

tarifária definida em contratos antigos; em normas da Aneel; na quantidade e estrutura de incentivos criados para reduzir o consumo de energia em períodos de seca ou voltados à maior eficiência energética; na quantidade e no teor de subsídios presentes na estrutura da tarifa; na priorização de leilões de energia para determinados tipos de fontes energéticas; na autorização para realização de empréstimos a serem contraídos por distribuidoras e pagos por consumidores; no maior ou menor tempo gasto pelo Estado para regulamentar cláusulas do contrato de concessão; e na escolha e no emprego de medidas extra contratuais para reduzir o nível de reajuste das tarifas em determinado ano. Esses são alguns dos exemplos possíveis.

38. O conjunto dessas iniciativas e outras decisões governamentais da mesma ordem, indiferentemente do seu grau de formalização normativa, compõem o que se denominou nesta auditoria de “política tarifária do setor elétrico”.

39. *Dentre os requisitos para o serviço adequado previsto no § 1º do art. 6º da Lei 8.987/1995 será dado destaque para a modicidade tarifária, por sua relevância e pela regulamentação já existente para outros requisitos como o de regularidade, continuidade e segurança.*

40. *A convenção adotada se ampara no conceito previsto no Referencial para Avaliação de Governança de Políticas Públicas do TCU (2014), que menciona política pública como sendo o conjunto de ações para alterar uma realidade em resposta a demandas e interesses dos interessados. Por consequência, seguiu-se o entendimento também citado no referencial de que a política pública diz respeito à mobilização política e administrativa para articular e alocar recursos e esforços para solucionar problemas coletivos.*

II. DAS POLÍTICAS PARA MODICIDADE TARIFÁRIA

41. *O presente capítulo tem como objetivo responder se as iniciativas governamentais destinadas para o alcance da modicidade tarifária, princípio elencado em diversos normativos e literatura especializada, que conformam a política tarifária, estão adequadamente estruturadas, formalizadas, institucionalizadas e articuladas. Nesta seção considera-se um conceito de política pública mais amplo. De acordo com o Referencial de Controle de Políticas Públicas, elaborado pelo TCU:*

são consideradas políticas públicas não apenas aquelas explícitas em atos normativos, como por exemplo as constantes dos programas e planos governamentais (plurianuais, nacionais, setoriais, regionais, organizacionais), mas, também, outras ações concretas e diretrizes, emanadas de atores políticos/governamentais, mesmo que não regulamentadas em ato normativo, que orientam a ação, ou inação, estatal e da sociedade quanto ao tratamento de problemas públicos.

42. *Os resultados das análises desenvolvidas são apontados na subseção seguinte, que descreve as deficiências observadas. A etapa da avaliação da política pública será abordada no Capítulo VI.*

II.1. As iniciativas governamentais para modicidade tarifária não se apresentam devidamente estruturadas, formalizadas e institucionalizadas

43. *Constatou-se ausência de diretrizes, de princípios norteadores e de objetivos claros para a política tarifária do setor elétrico, além de falta de metas formais e de indicadores que permitam a avaliação da política. A ausência desses elementos prejudica o alcance da modicidade tarifária prevista em lei, que vem sendo tratada apenas como uma mera consequência, direta ou indireta, da aplicação de mecanismos de mercado, de regras regulatórias e de ações diversas do Executivo e do Congresso Nacional.*

44. *Há iniciativas governamentais voltadas ou que impactam a modicidade tarifária com carência de um planejamento estruturado. Observou-se carência de projeções oficiais para o valor*

das tarifas no curto, médio e longo prazo, assim como de mapeamento de fatores e dos riscos a eles associados, que possam prejudicar a modicidade.

45. *Para que seja possível alcançar boa governança pública, um dos mecanismos que deve ser utilizado é a “estratégia, que compreende a definição de diretrizes, objetivos, planos e ações, além de critérios de priorização e alinhamento entre organizações e partes interessadas, para que os serviços e produtos de responsabilidade da organização alcancem o resultado pretendido” (Decreto 9.203/2017, art. 5º, inciso II).*

46. *Nesse sentido, a Lei 9.478/1997 estabelece que o CNPE, órgão colegiado integrado por dez Ministros de Estado, entre outras autoridades, e presidido pelo Ministro de Estado de Minas Energia, possui as competências de propor ao Presidente da República a formulação de políticas nacionais e diretrizes destinadas a proteger os interesses do consumidor de energia quanto a preço (art. 1º, inciso III), de definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (art. 2º, inciso XIII) e de estabelecer diretrizes para programas específicos (art. 2º, inciso IV).*

47. *Por sua vez, de forma mais específica, a Lei 13.844/2019, artigo 41, inciso VI estabeleceu que as diretrizes para o planejamento do setor de energia e para as políticas tarifárias estão dentro da área de competência do MME.*

48. *Ademais, o Decreto 9.675/2019, que aprova a estrutura regimental e as competências do MME definiu diversas unidades de sua estrutura organizacional com a atribuição de executar ações de planejamento relacionadas à sua área de competência.*

49. *Entretanto, a despeito de terem competências legais, o CNPE e o MME não estabeleceram uma estratégia, diretrizes, princípios ou objetivos claros para a política tarifária. Há carência de um planejamento estruturado e institucionalizado destinado a obter a modicidade de tarifas ou que busque controlar ou mitigar possíveis impactos tarifários negativos, sejam decorrentes de iniciativas governamentais, de fatores climáticos ou quaisquer outras origens.*

50. *Um fato que evidencia a situação é o atraso no desenvolvimento da frente no âmbito do Grupo de Trabalho (GT) de Modernização do Setor Elétrico que trataria da governança da política tarifária por parte do MME. O assunto deveria ter sido concluído até dezembro de 2020 pelo GT (tópico 11 do Plano de Ação). Em resposta a questionamento desta equipe de auditoria, o MME informou que, apesar de quase um ano depois do previsto, e depois de passados mais de dois anos da Portaria MME 403/2019, que instituiu o Comitê de Implementação da Modernização, o documento ainda se encontra em fase de elaboração (peça 24, p. 4).*

51. *Quando explicitamente questionado a respeito, o MME manifestou-se no sentido de que: (i) desconhece a existência de diretrizes, princípios ou objetivos para a política tarifária e desconhece a existência de um plano estruturado buscando modicidade tarifária (peça 24, p. 2 e 3); e (ii) não há projeções ou metas oficiais para o valor das tarifas no curto, médio e longo prazo e não existem estudos quanto a fatores que possam prejudicar a modicidade tarifária (peça 34).*

52. *Quanto a deficiências na estruturação de iniciativas voltadas à modicidade, citam-se como exemplos a MP 579/2012 e a MP 688/2015 (que resultaram nas Leis 12.783/2013 e 13.203/2015, respectivamente). Estas iniciativas buscavam a modicidade tarifária, reduzindo as faturas de energia, mas resultaram em relevantes aumentos de despesas, que foram repassados às tarifas e pagos pelos consumidores.*

53. *Nessa linha, acrescenta-se que, no âmbito do TC 016.319/2021-4 (acompanhamento da crise hidroenergética), apontou-se como irregularidade a ausência de estimativa prévia dos impactos tarifários para os consumidores.*

54. *O quadro exposto configura uma situação de baixa maturidade da política tarifária do*

setor elétrico ao se confrontar com as boas práticas consagradas na legislação, na literatura especializada e no Referencial de Políticas Públicas do TCU.

55. Esta situação foi verificada por meio de análises de dados e informações, análise das respostas aos ofícios dirigidos ao MME e à Aneel, por meio de entrevistas com especialistas e análise da legislação e regulamentação.

56. O fato de não existir uma norma única ou específica que isoladamente regule a governança da política tarifária para o setor elétrico não deve ser interpretado como uma menor relevância dada ao tema pelo legislador. Ou como não sendo poder-dever dos órgãos competentes o desenvolvimento e a institucionalização de políticas públicas voltadas para a política tarifária do setor elétrico e para a prestação de um serviço adequado em todos os seus aspectos, inclusive quanto à modicidade tarifária.

57. Esse poder-dever decorre, entre outros, da Constituição Federal, em especial o artigo 175; da Lei 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão de serviços públicos; da Lei 9.478/1997, que dispõe sobre a política energética nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética; da Lei 9.427/1996, que instituiu a Aneel e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica; do Decreto 9.203/2017, que dispõe sobre a política de governança da administração pública federal; do Decreto 3.520/2000, que dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do CNPE; do Decreto 9.675/2019, que trata das competências do MME; e do Referencial de Controle de Políticas Públicas e do Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas, ambos do TCU.

58. É importante observar que o artigo 175 da CF, que incumbe ao poder público a prestação dos serviços públicos e abre a possibilidade que estes sejam prestados diretamente ou por meio de concessão, está inserido no Capítulo I do Título VII. Esta seção abarca os princípios gerais da atividade econômica e preconiza que a ordem econômica tem por finalidade assegurar a todos uma existência digna, conforme os ditames da justiça social e coloca a defesa do consumidor como princípio a ser observado por toda a legislação infraconstitucional acerca da atividade econômica.

59. Nessa toada, o parágrafo único do artigo 175 da CF elege temas relevantes que devem ser regulados por lei, entre eles a política tarifária dos serviços públicos e a obrigação de manter serviço adequado.

60. Em cumprimento à Constituição Federal, os serviços públicos concedidos são regidos pela Lei 8.987/1995, que estabelece como direito de os usuários de serviços públicos receberem serviços adequados e como pressuposto de toda concessão ou permissão de serviço público a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários. Por sua vez, o §1º do artigo 6º conceitua serviço adequado como o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação e modicidade das tarifas.

61. Assim, pode-se afirmar que a modicidade tarifária é requisito não apenas para a prestação de um serviço público adequado, mas principalmente para atendimento ao princípio constitucional da defesa do consumidor e do cumprimento do artigo 170 da CF, que assegura a todos uma existência digna.

62. Para que a Administração Pública cumpra seu papel e alcance seus objetivos é de fundamental importância a governança. Nesse sentido, o Decreto 9.203/2017 dispõe sobre a política de governança da administração pública federal direta, autárquica e fundacional e tem como princípios da governança pública a capacidade de resposta e a melhoria regulatória, entre outros. Também define como diretrizes da governança pública: (i) avaliar as propostas de criação, expansão ou aperfeiçoamento de políticas públicas; e (ii) monitorar o desempenho e avaliar a concepção, a implementação e os resultados das políticas. Como um dos mecanismos

para o exercício da governança pública, o artigo 5º inclui a estratégia, que compreende a definição de diretrizes, objetivos, planos e ações, além de critérios de priorização e alinhamento entre organizações e partes interessadas, para que os serviços e produtos de responsabilidade da organização alcancem o resultado pretendido.

63. *O Decreto 10.531/2020 institui a Estratégia Federal de Desenvolvimento para o Brasil no período de 2020 a 2031 e estabelece que os órgãos e as entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverão considerar, em seus planejamentos e suas ações, as diretrizes, os desafios e as orientações elencadas no anexo ao decreto. Uma das diretrizes definidas para a estratégia é aprimorar a governança pública, com foco na entrega efetiva de serviços ao cidadão e na melhoria do ambiente de negócios, garantindo a soberania e promovendo os interesses nacionais e um dos desafios é melhorar a governança do setor público, aumentando a eficiência, a eficácia e a efetividade das ações de governo.*

64. *O TCU, em seu papel de contribuir para o aprimoramento da gestão pública, elaborou o Referencial para Avaliação da Governança em Políticas Públicas do TCU (2014), que esclarece que as políticas públicas devem possuir coesão interna, os objetivos e as metas definidos devem se relacionar com as intervenções escolhidas. Que, assim, a política pública orienta-se por uma formulação geral que defina sua lógica de intervenção e por planos que permitam operacionalizar as ações necessárias, delineados em função das diretrizes, objetivos e metas propostas.*

65. *Já o Referencial de Controle de Políticas Públicas do TCU (2020) elenca como boas práticas de desenho e institucionalização de políticas públicas:*

- a) oficializar e regulamentar a política pública por meio de ato normativo apropriado e com a devida observância do princípio da administração pública;*
- b) explicitar de forma clara os objetivos da política pública;*
- c) definir metas objetivas de entrega de produtos, de desempenho e de alcance de resultado.*

66. *O roteiro Política Pública em Dez passos (TCU, 2020) salienta a necessidade de que a política pública apresente objetivos claros, logicamente coerentes, específicos, mensuráveis, apropriados (relevantes), realistas (alcançáveis) e delimitados no tempo. Também ressalta que a estruturação da governança e da gestão envolve a institucionalização de estruturas de coordenação e coerência, de gestão operacional, de gestão de riscos e controle interno, de monitoramento, de avaliação e de accountability.*

67. *A baixa maturidade da governança da política tarifária do setor elétrico evidenciada neste achado é resultado da deficiência de atuação do CNPE e do MME na definição de objetivos, diretrizes e na estruturação, implementação e acompanhamento da política pública. Esta deficiência na atuação pode decorrer, em parte, do fato de a legislação não estabelecer de forma clara objetivos e diretrizes para orientar o gestor quanto à política tarifária, dos múltiplos atributos do serviço adequado (por exemplo, segurança, regularidade e eficiência) serem muitas vezes conflitantes entre si, dificultando a priorização da modicidade tarifária e da crença de que a tarifa de energia elétrica é uma mera consequência de políticas públicas e mecanismos de mercado.*

68. *Há também o entendimento de que a política tarifária se resume ao Capítulo IV da Lei 8.987/1995, que trata das concessões de serviços públicos, como se o capítulo esgotasse a matéria ou impedisse o poder concedente de envidar esforços para a busca da modicidade tarifária, o que estaria em conflito com a própria definição de serviço adequado dado pela mesma lei.*

69. *Aliado a esses fatores ainda é possível citar o menor poder dos consumidores regulados*

em influenciar a agenda do setor em relação aos demais atores, como usuários do ambiente livre e concessionárias.

70. *Em consequência do não desenvolvimento da governança integral para a política tarifária, o CNPE, o MME, a Aneel e o Congresso Nacional têm adotado medidas pontuais, não coordenadas e muitas vezes com baixa sustentabilidade. Essa situação também resulta em um alto número de propostas e emendas legislativas que impactam diretamente ou indiretamente as tarifas do setor elétrico (peça 47, Relação da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica com 809 matérias legislativas com possível efeito tarifário no setor elétrico), geralmente sem que estes impactos sejam devidamente mensurados e avaliados. Um exemplo recente é a Lei 14.182/2021, que prevê medidas com potencial de impactar negativamente as tarifas, como a contratação obrigatória de pequenas centrais hidroelétricas, a prorrogação do Proinfa e a contratação de termoelétricas inflexíveis para compor o encargo de potência para reserva de capacidade.*

71. *Isso faz com que o MME, órgão competente para conduzir a política tarifária do setor elétrico, possua baixo nível de controle sobre as variações no patamar das tarifas para os consumidores do ambiente regulado. Outra consequência é a dificuldade para monitorar e avaliar as iniciativas, pelo fato de não se ter objetivos ou metas definidas para servirem de parâmetros e direcionarem a escolha dos indicadores apropriados. Além disso, a ausência dessas diretrizes, em algumas ocasiões, faz com que a tomada de decisão em níveis mais operacionais acabe se dando de forma ad hoc.*

72. *Exemplo disso foi a edição da Resolução 482/2012 da Aneel tratando da Geração Distribuída e que instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, na prática um subsídio cruzado sem previsão legal que beneficia os prosumidores em detrimento dos demais consumidores. Apenas após atuação do TCU, o CNPE editou diretrizes e recentemente o tema foi tratado pela Lei 14.300/2022.*

73. *Outro exemplo de medidas pontuais e não coordenadas são os recentes esforços empreendidos pela Aneel para manter os reajustes tarifários abaixo de dois dígitos.*

74. *Do exposto, conclui-se que a política tarifária do setor elétrico, como implementada, reduz a extensão do princípio da modicidade tarifária, ao não prever mecanismos formalizados e institucionalizados para sua persecução, não possui diretrizes nem objetivos claros, caracterizando uma baixa maturidade da governança, o que resulta em iniciativas dispersas e descoordenadas entre os agentes públicos, que geralmente tem efeitos positivos no curto prazo para um determinado grupo e, no médio e longo prazo, podem impactar negativamente as tarifas. Como órgãos competentes, o CNPE tem o poder-dever de estabelecer diretrizes, princípios e objetivos para a política tarifária e o MME tem o poder-dever para estruturar, formalizar e institucionalizar a política tarifária do setor elétrico, de acordo com as diretrizes, princípios e objetivos estabelecidos pelo CNPE e outros normativos, definindo, por sua vez, metas e indicadores de forma a buscar a modicidade tarifária, que é um requisito do serviço público adequado e pressuposto do atendimento ao princípio constitucional da defesa do consumidor.*

75. *Diante da irregularidade evidenciada e considerando que a implementação de providências imediatas e necessárias para sanar a irregularidade não são factíveis em virtude da complexidade do tema, no relatório preliminar submetido a comentário dos gestores (peça 63), registrou-se proposta de encaminhamento no sentido de CNPE estabelecer diretrizes para política tarifária e MME editar plano estruturado visando a modicidade tarifária. Além de recomendação para que MME o faça nos moldes da metodologia adotada no Grupo de Modernização do Setor Elétrico.*

76. Em sua manifestação quanto ao relatório preliminar (peça 80), o MME apresentou argumentos, entre outros, no sentido de restringir o conceito de política tarifária do setor elétrico, caracterizando-o como um “pequeno conjunto de diretrizes gerais, algumas não escritas, moldadas a partir dos anos 90 e que passou por poucas alterações desde então” e se posicionou contrário ao encaminhamento proposto. Apontou, entre outros, que a política tarifária é o resultado de diversas políticas e não subsiste por si só. Além disso, a definição da política seria, em última instância, competência do Congresso Nacional. O MME considera ser inadequada a proposição de metas e indicadores para o alcance de modicidade tarifária. Entende, ainda, ser praticamente impossível a realização de projeções para o médio e longo prazo para as tarifas, em razão de fatores não controláveis e imprevisíveis. Assim, não poderia haver um valor ideal a ser perseguido para a tarifa. Portanto, a elaboração de um plano estruturado nos moldes propostos, seria um desperdício de recursos e não teria efetividade.

77. Conforme análise detalhada constante do Apêndice C, o fato de a política tarifária interagir com diversas outras políticas, aumenta a importância de um planejamento estruturado por parte do Poder Executivo. A participação do Congresso Nacional na formulação de políticas públicas, por sua vez, não justifica a ausência de planejamento e ação do Executivo. No mesmo sentido, é desejável que exista um plano visando a modicidade tarifária, uma vez que os resultados revertidos para a sociedade podem ser de grande magnitude. Quanto às projeções das tarifas em específico, não se espera uma previsão, mas sim projeções com base em cenários. O que se espera com a formulação de um plano para a modicidade tarifária é que existam objetivos, diretrizes, indicadores e metas que possam ser considerados e avaliados e que inclusive sirvam de norte a inspirar a própria atuação do legislador. Nesse sentido, é importante que sejam desenvolvidas projeções dos resultados pretendidos para que possam ser monitorados. A necessidade de ações estruturadas de formalização de diretrizes, estruturação da política tarifária e de planejamento visando a modicidade tarifária são baseadas em boas práticas na gestão de políticas públicas, como o referencial de controle de políticas públicas, e fundamentadas em normativos já vigentes. Esforços para formalizar a política tarifária justificam-se ainda mais ao se considerar o tamanho, complexidade e o faturamento de centenas de bilhões de reais do setor elétrico. Acrescenta-se que o estabelecimento de objetivos, assim como de projeções dos valores das tarifas no curto, médio e longo prazo são comuns em países da União Europeia. De qualquer forma, ajustou-se o texto da proposta de encaminhamento constante do relatório preliminar no sentido de dar maior clareza.

78. Assim, propõe-se: (i) **determinar** ao CNPE que, em 120 dias, estabeleça diretrizes e objetivos claros para a política tarifária do setor elétrico, considerando que modicidade tarifária é um dos requisitos para um serviço adequado; e (ii) **determinar** ao MME que, em 360 dias, elabore plano estruturado buscando modicidade tarifária do setor elétrico, contemplando e considerando, entre outros aspectos, indicadores e metas, projeções para o valor da tarifa e levantamento de fatores de risco para modicidade tarifária no curto, médio e longo prazos.

79. De modo a dar maior efetividade à determinação proposta, propõe-se: (i) **recomendar** ao MME que o plano supramencionado seja elaborado com base em metodologia semelhante à adotada no Relatório de Modernização do Setor Elétrico, ou seja, com realização de consultas públicas, formalização de grupo de trabalho interinstitucional e baseado em diagnóstico prévio e (ii) que seja incluído no âmbito do Projeto de Modernização do Setor Elétrico, nos termos da Portaria Normativa GM/MME 31/2021.

80. As propostas visam uma elevação do nível de maturidade da governança da política tarifária, com a formalização de diretrizes e objetivos para a política tarifária e a estruturação de um plano que busque a modicidade tarifária. Ambas as iniciativas podem dar maior previsibilidade para agentes públicos em suas atuações e aos agentes privados em suas decisões de investimento, planejamento e operação, bem como podem trazer benefícios aos consumidores

do setor elétrico ao possibilitar que tenham acesso a serviços adequados em termos de modicidade tarifária. Não se busca dar preeminência à modicidade tarifária ante aos demais requisitos do serviço adequado, mas a elaboração de um plano que busque a modicidade tarifária, nos mesmos moldes de ações como o Plano de Redução Estrutural das Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, mantendo-se as ações já existentes para os demais requisitos como, por exemplo, os de regularidade, continuidade e segurança do sistema.

III. DO VALOR DA TARIFA E SUA SUSTENTABILIDADE

81. O objetivo deste capítulo é esclarecer como as tarifas de energia elétrica se apresentam quando comparadas aos valores praticados internacionalmente e em relação às necessidades da população brasileira, de forma a responder a segunda questão de auditoria. Para tanto foi levantado o valor nominal da tarifa brasileira nos últimos 20 anos e o valor da tarifa para diversos países selecionados em estudo da Agência Internacional de Energia (IEA), publicado em 2020, com dados de 2018.

82. Com os dados foi possível apontar dois achados sobre o valor da tarifa. O primeiro leva em consideração o ambiente interno e aponta que a tarifa cresceu acima da inflação. Já o segundo resulta da comparação com outros países e elenca algumas consequências, tanto para o setor produtivo como para as famílias.

III.1. Aumento tarifário elevado para consumidores regulados que supera a inflação

83. Identificou-se crescimento de 351% no preço da energia elétrica dos consumidores regulados entre os anos de 2001 e 2020, que ultrapassa os 230% da inflação oficial ocorrida no mesmo período. Acrescenta-se que, em 2021, a situação foi agravada, principalmente pela crise hidroenergética e a consequente adoção da bandeira tarifária de escassez hídrica.

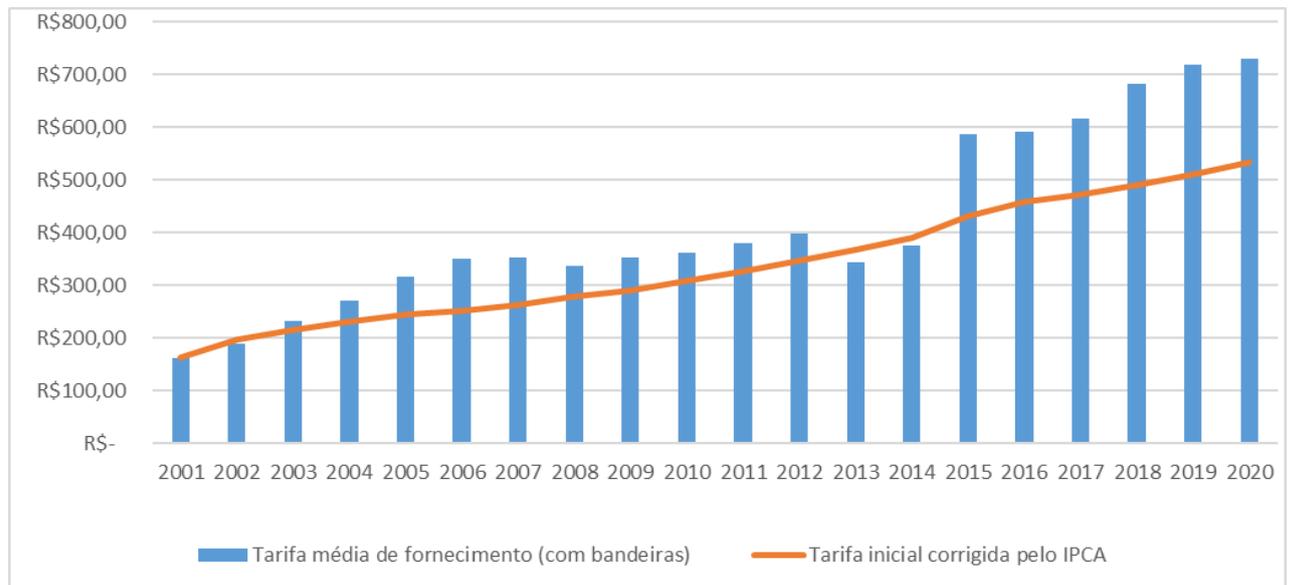
84. A importância da modicidade tarifária e sua previsão legal foi exposta na seção III.1 deste relatório. Destaca-se também que um dos objetivos da Política Energética Nacional, instituída pela Lei 9.478/1997, é a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos (art. 1º, III da Lei 9.478/1997).

85. Entretanto, o peso da tarifa dos consumidores regulados, abrangendo consumidores residenciais, industriais e comerciais, tem aumentado acima de outros custos incorridos na sociedade. Essa constatação é evidenciada ao se comparar dados publicados pela Aneel de 2001 a 2020, com os índices inflacionários do período. Os dados da Aneel constam no sítio “Luz na tarifa” (Luz na Tarifa – Aneel (<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>). Acesso em: 22 fev. 2022) e nos relatórios gerados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (Samp). Os dados de inflação foram obtidos no Sistema Gerenciador de Séries Temporais do Banco Central do Brasil. O índice escolhido foi o IPCA, definido como inflação oficial pela Resolução BCB 2.744/2000. Também foram utilizados dados publicados nos boletins informativos de gestão do setor elétrico, publicados pelo MME.

86. Foi escolhida a análise da evolução entre 2001 e 2020 por abranger um período longo e por estar majoritariamente sob a vigência do modelo atual do setor elétrico (a partir de 2004). O ano final de 2020 foi escolhido por ser o último ano com dados completos.

87. O valor da tarifa de energia elétrica do ambiente regulado, no período selecionado, pode ser visualizado na Figura 2 a seguir.

Figura 2 – Tarifa média anual do ACR (R\$/MWh, com tributos e, a partir de 2015, bandeiras tarifárias) em comparação com a inflação do período, medida pelo IPCA.



Fonte: Elaboração própria, com dados da Aneel.

Nota: O valor médio das bandeiras no ano foi calculado pelo valor arrecadado (em R\$) dividido pelo total de energia faturada (MWh).

88. Observou-se que nos últimos 20 anos os valores das tarifas residenciais no Brasil subiram 351,1%, enquanto o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), foi de 230,3% no mesmo período. Em todo o período analisado, a maior diferença percentual entre o crescimento das tarifas e a inflação ocorreu entre 2014 e 2015, em decorrência de efeitos posteriores decorrentes da MP 579. À título ilustrativo, menciona-se que a tarifa média de 2014 a 2015 subiu 36,0%, enquanto o IPCA de junho de 2015 a junho de 2016 foi de 9,3%.

90. Ressalta-se que, além da inflação oficial, também é usualmente utilizado para análises que envolvem o poder de compra da população, o Índice Geral de Preços – Mercado (IGPM), calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). No entanto, o IGPM não é o indicador mais adequado para mensurar a inflação sob a ótica do consumidor, especialmente na conjuntura atual. De acordo com a FGV:

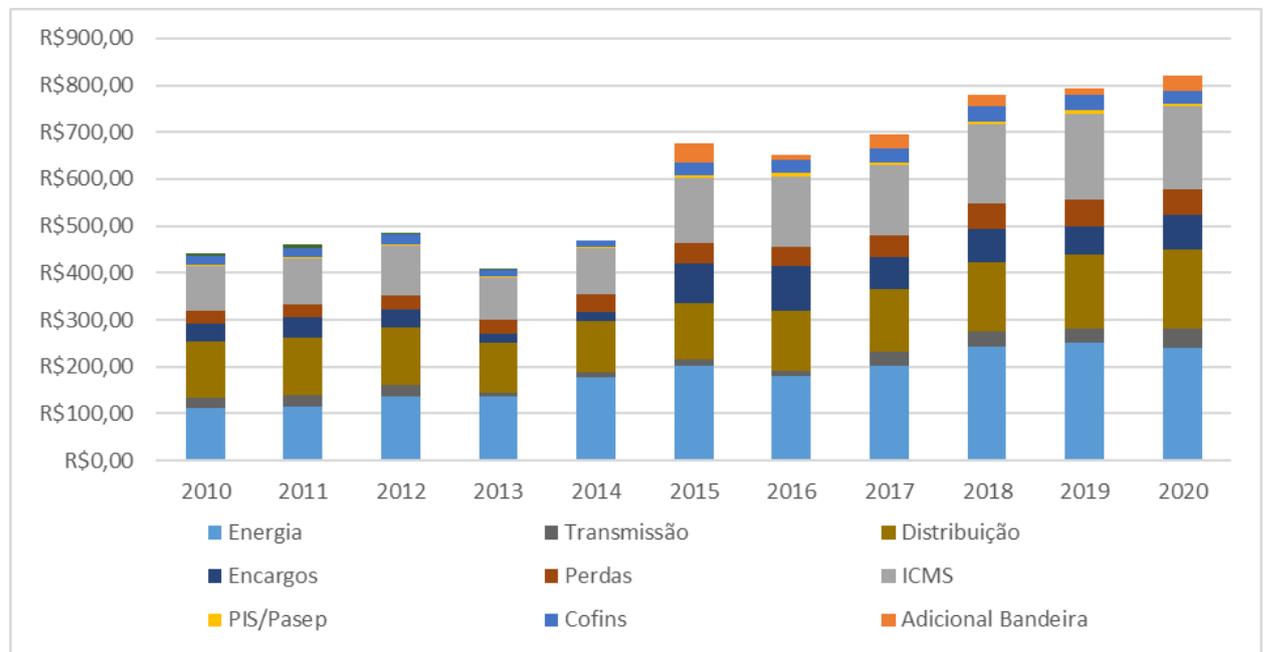
[o IGPM] foi concebido no final dos anos de 1940 para ser uma medida abrangente do movimento de preços, que englobasse não apenas diferentes atividades como também etapas distintas do processo produtivo. Dessa forma, o IGP é um indicador mensal do nível de atividade econômica do país, englobando seus principais setores.” Portanto, o IGPM, ao retratar também um índice de preços para o setor produtivo, capta, com maior sensibilidade, as volatilidades cambiais e desajustes no setor produtivo captando os desabastecimentos e choques de demanda causados pela pandemia do Covid-19, podendo atribuir um peso excessivo a esses fatores específicos.

91. Optou-se por não incluir o ano de 2021 na análise, em virtude de não existirem dados completos durante a fase de execução da auditoria. Ainda assim, é importante destacar que foram impactantes os efeitos da crise hidroenergética, com destaque para o elevado custo das bandeiras tarifárias, que no patamar de escassez hídrica corresponde, na média, a um adicional de 28% da tarifa.

92. A segregação das componentes da tarifa e os respectivos comportamentos no tempo podem ser visualizadas no Apêndice B. Merece menção a elevação dos custos com energia das

usinas cotistas (que contribuiu para o aumento da parcela de energia), da componente da Rede Básica Sistema Existente (RBSE) (componente de transmissão) e dos encargos e subsídios. Esses valores podem ser consultados no Apêndice B. Segue na Figura 3 a representação da evolução da tarifa residencial nos últimos onze anos, segregada com as diversas componentes.

Figura 3 – Tarifa média residencial do ACR segregada pelas componentes.



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da Aneel. Site Luz na Tarifa – Aneel (<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>. Acesso em: 22 nov. 2022).

93. A perspectiva para os anos seguintes é de maiores aumentos nas faturas. Estimativas preliminares da Aneel (Memorando 207/2021 SGT Aneel e OFÍCIO N° 299/2021 - DR/ANEEL peças 48 e 49 e Ofício 306/2021-DR/ANEEL, recebido no âmbito do acompanhamento da crise hidronergetica: TC 016.319/2021-4, peça 191, p. 57) apontam para um impacto tarifário potencial médio entre 16% e 21% em 2022. Nessas estimativas, destacam-se custos excepcionais de geração não cobertos pelas bandeiras tarifárias (peça 49 e peça 191, p. 57 do processo TC 016.319/2021-4), contratação extraordinária devido à crise hidroenergetica por meio de Procedimento Competitivo Simplificado (impacto de 4,49%, peça 49), além de efeitos financeiros de medidas tomadas em exercícios anteriores, tema abordado na seção V.2 deste relatório.

94. Ainda não foram detalhadas pela Agência quais as medidas para mitigar ou diluir esse aumento expressivo no ano de 2022. Ressalta-se que, em dezembro de 2021, foi publicada a Medida Provisória 1.078/2021, autorizando operação de crédito financeiro para o setor elétrico, que poderá aliviar reajustes tarifários em 2022, postergando-os para os anos seguintes. Essa MP é objeto de análise no âmbito do TC 016.319/2021-4, que trata de acompanhamento da crise hidroenergetica.

95. Do exposto, conclui-se que as tarifas do mercado regulado cresceram acima da inflação nos últimos 20 anos. Como apontado nas seções III.1 e VI.1, não foi identificado a existência de critérios e metas para a política tarifária, nem de um monitoramento das diversas ações que impactam o valor pago na tarifa. Diversas causas para o crescimento de componentes tarifários são abordadas na seção V.1 deste relatório (Principais causas do elevado patamar das tarifas de energia no Brasil nos últimos anos). Merece destaque a participação de tributos e encargos, bem como o impacto de decisões tomadas no passado, como a prorrogação das concessões (MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013) e a repactuação do risco hidrológico (MP 688/2015,

convertida na Lei 13.203/2015).

96. *Retome-se que o cerne do presente achado é o crescimento da tarifa acima da inflação. Parte expressiva das causas estão relacionadas a deficiências na estruturação das iniciativas governamentais para modicidade tarifária (vide mais detalhes na seção III.1) e a fatores como carga tributária e de encargos, passivos de indenização de ativos, risco hidrológico alocado aos consumidores, variação cambial, subsídios incluídos na tarifa, redução de mercado consumidor cativo e garantias físicas superdimensionadas (mais detalhes na seção VI.1).*

97. *Em sua manifestação quanto ao relatório preliminar (peça 80), o MME argumentou que a escolha arbitrária de um período para se realizar a comparação entre o crescimento da tarifa e a inflação pode levar a conclusões equivocadas. Também sustentou que não é uma impropriedade haver crescimento da tarifa acima da inflação. Como o índice de inflação é formado por uma média de preços, sustentou que é lógico que alguns preços terão aumentos maiores e outros menores do que o índice. Além disso, alegou que é equivocado considerar os tributos como parte da tarifa, já que as tarifas de energia elétrica são homologadas pela Aneel antes da incidência de qualquer tipo de imposto ou taxa.*

98. *Conforme análise constante do Apêndice C, a escolha do período de vinte anos ocorreu por ser o período mais longo com os dados disponíveis. Assim, eventuais ocorrências isoladas têm seus impactos diluídos ao se considerar um contexto maior. O fato de a tarifa crescer acima da inflação não é, por si só, uma irregularidade. Porém, a magnitude da diferença observada, a importância social e econômica do valor das tarifas para o País, entre outros, indicam a necessidade de um planejamento estruturado por parte do Executivo Federal. Quanto à consideração de custos como tributos, por serem fatores relevantes e que “pesam” na conta dos consumidores, é desejável que exista um plano visando a modicidade tarifária contemplando esses (e outros) custos, uma vez que os resultados para a sociedade são de grande magnitude.*

99. *Portanto, a equipe de auditoria propõe **recomendar ao MME** que, ao criar e implementar o plano estruturado para busca da modicidade tarifária do setor elétrico, proposto na seção III.1, realize monitoramento transparente da evolução da tarifa de energia elétrica, incluindo a definição de indicadores de desempenho que permita e demonstre a comparação do valor da tarifa de energia elétrica com as projeções realizadas, as metas estabelecidas e com índices inflacionários.*

100. *Espera-se que as ações recomendadas contribuam para que o plano estruturado para a modicidade tarifária (tratado na seção III.1) possa ser supervisionada de forma transparente pela sociedade. Ao se implementarem as ações recomendadas, seria possível que se acompanhe concomitantemente a evolução das tarifas, comparando-as com os indicadores estabelecidos, identificando se o plano está alcançando seus resultados quanto à tarifa, e, em caso negativo, quais seriam os pontos em que a tarifa estaria destoante do esperado, permitindo uma intervenção tempestiva dos órgãos competentes.*

III.2. Tarifa elevada em comparação com valores praticados internacionalmente

101. *Constatou-se que as tarifas de energia elétrica no Brasil, principalmente a residencial, estão entre as mais elevadas do mundo e estão no mesmo patamar das praticadas em países ricos, apesar da renda média da população brasileira ser inferior à desses países.*

102. *Como efeito da alta tarifa, os consumidores residenciais brasileiros despendem uma maior parcela de seu orçamento com energia elétrica ou utilizam menos energia em virtude do maior custo. Pela óptica do setor produtivo, tem-se uma elevação do custo de pequenas e médias empresas, podendo inibir novos investimentos e reduzir a competitividade da indústria nacional quando comparada à de outros países em desenvolvimento. Esse último efeito caminha em sentido contrário a um dos objetivos estipulados para o CNPE - ampliar a competitividade do Brasil no mercado internacional (art. 1º, XI da Lei 9.478/1997).*

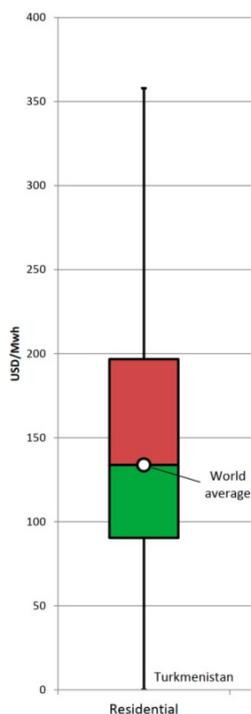
103. Por meio do Ofício de Requisição 99/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 16), reforçado no Ofício de Requisição 003-Fiscalis 92/2021 (peça 29, item III), esta equipe de auditoria questionou o MME e a Aneel a respeito de estudos oficiais comparando as tarifas brasileiras com outros países. Os responsáveis informaram que não são realizados estudos detalhados a respeito (peça 34 e 35).

104. Para o desenvolvimento das análises desta subseção foram utilizados principalmente os valores das tarifas de energia elétrica compilados pela Agência Internacional de Energia, mais conhecida por sua sigla em inglês (IEA), obtidos do sítio eletrônico da agência e de outros estudos que os utilizam (a exemplo de relatórios da Aneel, estudos do Ministério da Economia e de cadernos publicados pela Abradee). Também foi utilizado como referência estudo do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (peça 50), e, subsidiariamente, dados do Banco Mundial e da Organização Internacional do Trabalho.

105. Comparações internacionais são importantes insumos para contextualização da situação do país. Porém, ressalta-se que os resultados dessas comparações têm limitações em face das diferentes e complexas realidades de cada nação. No caso de estudo sobre a tarifa do setor elétrico, relembra-se que as tarifas são afetadas por diferentes políticas sociais, ambientais, cambiais, tributárias, de remuneração de capital, de subsídios e fomentos patrocinados pelo poder público, além de realidades distintas, como clima, incidência solar e aspectos culturais locais.

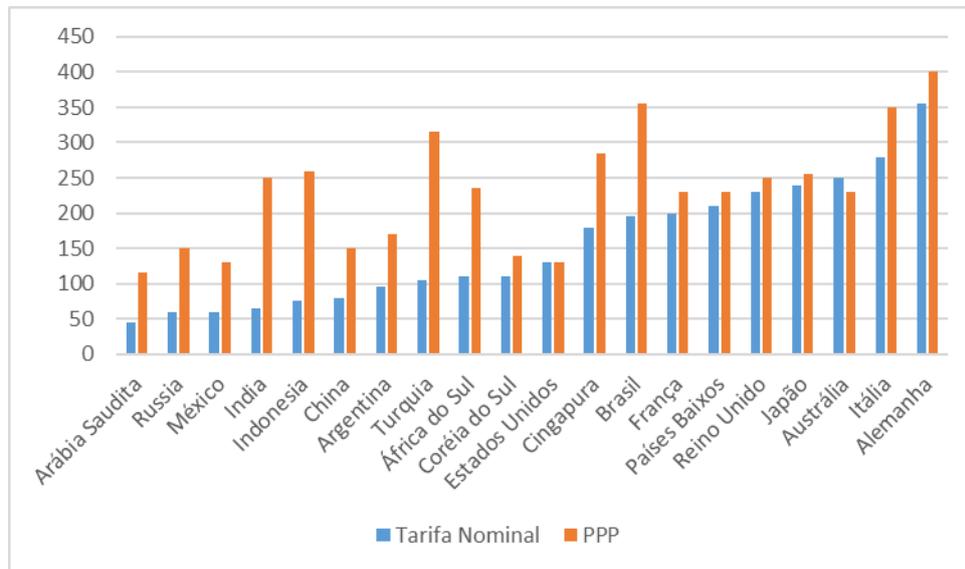
106. A Figura 4 compila as tarifas nominais residenciais de 65 países analisados pelo IEA (o relatório público mais recente sobre o tema, publicado em 2020, com dados de 2018), separando as tarifas em 4 quartis. Já a Figura 5 apresenta as tarifas nominais e ajustadas pelo método de Paridade de Poder de Compra (PPP em inglês) para 20 países.

Figura 4 – Compilado das tarifas residenciais dos países pesquisados pela IEA.



Fonte: Statistic report: World Energy Prices Overview (peça 51), publicado pela IEA em 2020 com dados de 2018.

Figura 5 – Compilado das tarifas residenciais para países selecionados pela IEA para ajuste de PPP.



Fonte: Statistic report: World Energy Prices Overview (peça 51), publicado pela IEA em 2020 com dados de 2018.

107. Considerando que a tarifa nominal brasileira era de 195 USD/MWh (Figura 5 – Compilado das tarifas residenciais para países selecionados pela IEA para ajuste de PPP), deduz-se que a tarifa nominal de energia elétrica residencial no Brasil encontra-se no patamar mais elevado do 3º quartil, sendo mais cara que a praticada em 75% dos países analisados pela IEA em 2020 (Figura 4).

108. A situação de tarifa elevada é agravada ao se considerar a métrica de Paridade de Poder de Compra (também conhecida pela sigla em inglês PPP, de Power Purchasing Parity). Nessa métrica, que tenta mitigar distorções locais, a tarifa residencial brasileira de 2018 era a segunda mais elevada dentre os países selecionados no relatório da IEA.

109. Sobre a utilização do PPP, é importante trazer limitação dessa métrica descrita pelo Gesel/UFRJ no estudo sobre a comparação internacional de tarifas realizado em 2015:

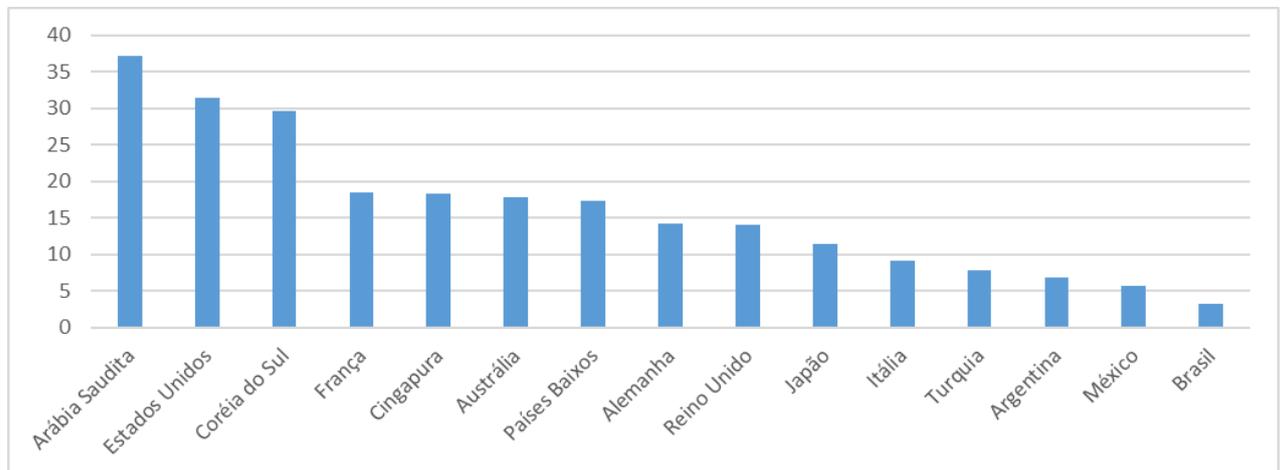
Como grande parte dos serviços não é comercializável internacionalmente e como tampouco existe possibilidade real de migrações maciças de mão de obra capazes de fazer convergir mundialmente os salários, os baixos preços relativos dos serviços são uma característica estrutural dos países com baixa renda per capita. E isso tende a gerar um viés nas taxas de câmbio calculadas pela PPC, relacionado ao forte peso dos serviços na economia: as taxas de câmbio observadas nos países de renda per capita baixa tendem a parecer sistematicamente desvalorizadas em relação ao câmbio calculado pela PPC enquanto as taxas de câmbio dos países ricos tendem a parecer sistematicamente supervalorizadas.

110. Outra possível metodologia para comparação, também com suas limitações, é utilizar um indicador que relacione a tarifa de energia com o salário médio praticado nos países. A ideia de tal indicador é estimar o quanto a tarifa de energia “pesa” no orçamento familiar. Como limitações, aponta-se que, por trazer uma nova variável, a renda média do trabalhador, podem ocorrer distorções, não em função do valor da tarifa propriamente, mas sim em função do nível de renda. Portanto essa análise não deve ser utilizada isoladamente. Ainda assim, entendeu-se pertinente apresentá-la, porque contribui para evidenciar o custo da energia para o cidadão brasileiro em relação a outros países.

111. Para o cálculo, foram utilizadas as mesmas tarifas nominais apontadas na Figura 5 – Compilado das tarifas residenciais para países selecionados pela IEA, e os dados de salário

médio para o ano de 2018 obtidos no sítio da Organização Internacional do Trabalho (OIT). Cabe ressaltar que alguns países foram retirados da amostra porque a OIT não divulgou os dados de salário médio para o ano de 2018 desses países (com destaque para os demais países dos BRICS: Rússia, Índia, China e África do Sul). Assim, o índice de quantidade de energia comprada pelo salário médio dos países é apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Quantidade de energia (MWh) comprada com o salário médio.



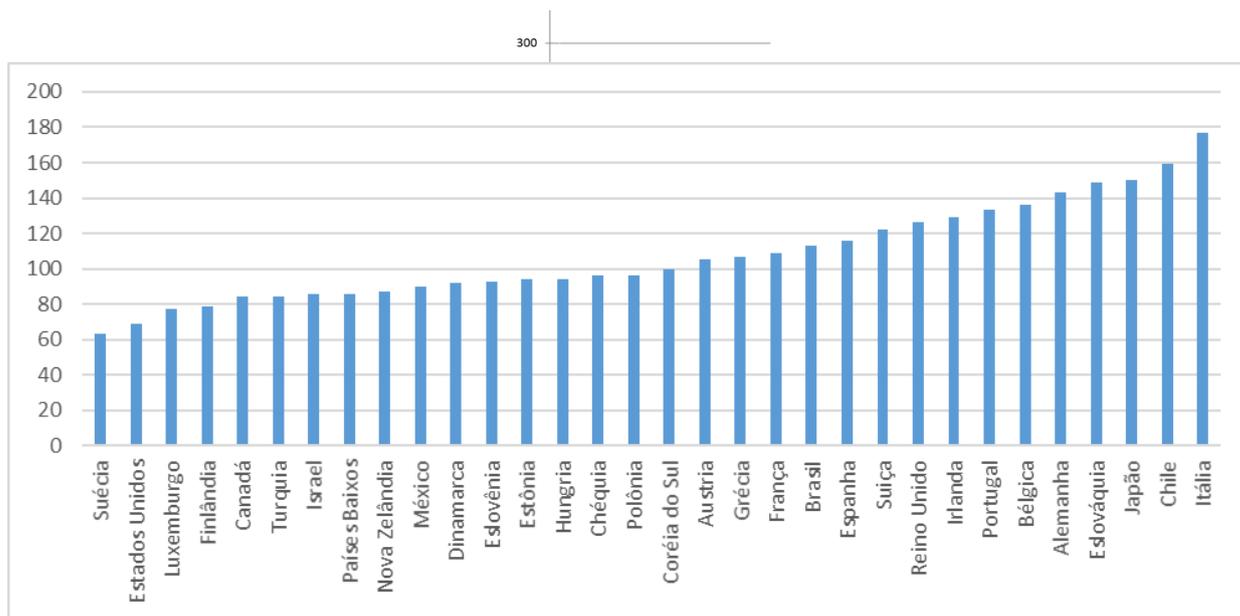
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da IEA (peça 51) e OIT (disponível em <https://ilostat.ilo.org>. Acesso em: 22 fev. 2022).

112. De acordo com a Figura 6, é possível inferir que a tarifa de energia elétrica representa mais no orçamento de uma família no Brasil, do que em outros países com situação socioeconômica similar, como México ou Argentina. Não é possível apontar que o Brasil apresenta o pior indicador do mundo, uma vez que se utilizou uma amostra limitada de países.

113. Diante do exposto, conclui-se que a tarifa de energia elétrica residencial brasileira é elevada se comparada com a de outros países, tanto nominalmente (estando no limiar entre o 3º e o 4º quartil dentre os países pesquisados), como ao se considerar algum fator de correção de desigualdades regionais ou sociais, como o PPP ou ao se considerar o salário médio da população local.

114. Uma Análise similar pode ser realizada para as tarifas industriais. As informações para os 65 países são apresentadas na Figura 7 e a tarifa nominal para países selecionadas, na Figura 8.

Figura 7 – *Compilado do valor das tarifas industriais dos países pesquisados pela IEA.*



Fonte: *Statistic report: World Energy Prices Overview (peça 51), publicado em 2020 pela IEA com dados de 2018*

Figura 8 – *Compilado das tarifas industriais dos países selecionados pela Abradee.*

Fonte: *Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica, Abradee, publicado em 2019, com dados de 2018 e 2019 (peça 52).*

115. Ressalta-se que a maior parte das indústrias nacionais são de pequeno e médio porte e fazem parte do mercado regulado de energia. As grandes indústrias, porém, em geral participam do ACL e contratam a energia diretamente dos geradores ou de comercializadoras, por meio de contratos bilaterais, que fogem do escopo do presente trabalho.

116. Embora as tarifas nominais industriais sejam menores do que as residenciais (isso vale para a maioria dos países e não só o Brasil), a tarifa industrial brasileira se encontra próxima da mediana dos países, e ligeiramente superior à média internacional (Figura 7). Ainda assim, é possível apontar um prejuízo à competitividade decorrente da tarifa de energia elétrica estar acima da média internacional, e principalmente, de países vizinhos próximos.

117. Uma evidência dos prejuízos à competitividade da indústria brasileira provocados pelo custo da energia elétrica é a migração de empreendimentos do setor produtivo brasileiro para o Paraguai, país que, dentre algumas facilidades oferecidas, possui energia elétrica mais barata. Isto pode ser verificado em diversos artigos e notícias veiculadas na última década juntados na peça 53 (artigos nas páginas, 21-34, 101-151, 152-180 e compilado de notícias a partir da página 181).

118. Outra fonte relevante de informações sobre o patamar da tarifa de energia para o setor produtivo praticado no Brasil é a publicação *Doing Business* do Banco Mundial. O documento disponibiliza dados comparativos objetivos em 12 áreas diferentes, dentre elas a de energia elétrica, com o objetivo de incentivar a eficiência e liberdade dos mercados e de apontar setores que carecem de melhoria em 190 países. Especificamente sobre o custo de energia para o setor produtivo, a posição do Brasil é mediana, caracterizada pela 127ª tarifa mais barata dentre 213 países e regiões avaliadas.

119. A Confederação Nacional da Indústria (CNI) analisou a competitividade do Brasil em comparação com outros dezoito países (peça 54), com ênfase em países da América Latina e Asiáticos, concluindo que a tarifa industrial brasileira é desvantajosa quando comparada com todos os países selecionados. A seleção, ainda que limitada, representa os países “concorrentes”

da indústria brasileira, e o custo da eletricidade é um fator que não favorece a indústria nacional.

120. *A CNI também publicou um estudo com estimativa de impactos para a indústria em virtude dos aumentos de energia elétrica provocados pela crise hidroenergética de 2021 (peça 55). Resumidamente, o estudo estima a redução do PIB e o agravamento de indicadores socioeconômicos como o nível de emprego, consumo das famílias, inflação e balança comercial, em decorrência do aumento da energia elétrica (peça 55, p. 39-40).*

121. *Outro estudo foi realizado pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) e a Ex Ante Consultoria Econômica (peça 56). O estudo foi realizado para o setor elétrico como um todo, abarcando os consumidores regulados.*

122. *Tal estudo, realizado em 2019, utilizou a premissa de calcular a variação do PIB caso ocorressem alterações (positivas ou negativas) sobre o cenário de referência para a tarifa de energia. Concluiu-se que, caso a energia industrial fosse mais competitiva internacionalmente, haveria um incremento de R\$ 617 bilhões no PIB brasileiro de 2028. Por outro lado, um aumento equivalente a 40% no valor da energia poderia ter um impacto negativo de R\$ 750 bilhões no PIB de 2028.*

123. *Também merece destaque a campanha “O peso da luz” da Abrace (<http://www.opesodaluz.com.br/>), que traz exemplos de como o custo da tarifa é repassado para outros setores da economia e aumenta os custos de produtos essenciais (como 48% do preço do leite por exemplo), chegando a comprometer, direta e indiretamente 1/3 do orçamento das famílias mais pobres.*

124. *Do exposto, conclui-se que a tarifa residencial brasileira é elevada se comparada a outros países, seja quando considerado o valor nominal, a métrica da paridade de poder de compra, ou impacto na renda média das famílias. Já a tarifa industrial brasileira, mantém-se em patamar intermediário quando comparada à praticada nos demais países, apesar das condições favoráveis para a geração no Brasil (que possibilitaria uma geração competitiva com diversas fontes como hidrelétricas, eólicas, solar, e até com gás natural do pré-sal). Portanto, a atuação estatal não tem conseguido fazer com que essas condições propícias auxiliem de forma significativa a competitividade do País.*

125. *Em sua manifestação quanto ao relatório preliminar (peça 80), o MME questionou a adequação de se realizar comparações internacionais quanto ao valor das tarifas. Argumentou,*

126. *entre outros, que cada país tem as suas particularidades, a exemplo da matriz energética, restrições ambientais próprias e geografia, além de peculiaridades jurídicas, demográficas e econômicas que lhes são inerentes.*

127. *Conforme análise constante do Apêndice C, a comparação de valores deve ser feita com parcimônia. No presente relatório, a comparação internacional serviu de parâmetro e foi utilizada como forma de verificar como as tarifas praticadas têm afetado a população e à competitividade do Brasil frente a outros países. A título de exemplo, menciona-se que, no âmbito da União Europeia, são comuns análises considerando comparativos internacionais, incluindo países de outros continentes.*

128. *Diante do exposto, propõe-se **recomendar** ao MME para que, no âmbito do plano estruturado para a modicidade tarifária do setor elétrico proposto na subseção III.1, defina indicadores e estabeleça procedimentos de forma a acompanhar a evolução das tarifas de energia elétrica em relação às praticadas no mundo, visando subsidiar as decisões governamentais destinadas a assegurar a competitividade do País.*

129. *Espera-se que as ações recomendadas contribuam para que o plano estruturado para a modicidade tarifária (tratado na seção III.1) leve em consideração as necessidades do setor produtivo nacional e os gastos do setor residencial.*

IV. RAZÕES DO ATUAL PATAMAR DE TARIFA E DIFICULDADES DE REDUÇÃO

130. *Este capítulo apresenta um rol de ocorrências que têm comprometido a modicidade tarifária.*

131. *Como já informado no capítulo III, constatou-se que faltam diretrizes e objetivos claros para a política tarifária do setor elétrico, assim como indicadores e metas, projeções para o valor da tarifa e levantamento de fatores de risco para o curto, médio e longo prazos, que podem impedir que o Brasil obtenha tarifas módicas. Esse cenário de ausências é complementado pela deficiência de coordenação entre as diversas políticas que afetam a tarifa de energia.*

132. *Os achados apresentados a seguir neste capítulo ilustram os efeitos da ausência de uma política tarifária coesa, que acaba sendo concretizada por diversas ações pontuais que importam frequentemente ônus adicional, não previsto anteriormente, ao consumidor de energia elétrica.*

133. *Um exemplo recente dessas ações foi a edição da MP 1.078 no final de 2021, que constitui a terceira de uma sequência de medidas provisórias com efeitos tarifários editadas desde 2020 (as outras duas sendo a MP 950/2020, que criou a Conta-Covid, e a MP 1.055/2021, que tratou da crise hidroenergética). Se por um lado, tais medidas aparentam preocupação com o patamar atual da tarifa, representando um alívio tarifário no curto prazo, por outro têm como ponto em comum um comprometimento nos exercícios futuros, majorando as tarifas que serão cobradas nos exercícios seguintes.*

134. *De maneira similar aos efeitos advindos da Conta-ACR e da Conta-Covid, a atual política tarifária tem vários exemplos de reajustes tarifários com custos que são postergados, mas que retornam em algum momento, em montantes maiores do que o inicial, e dificultam uma redução consistente dos níveis tarifários no mercado cativo.*

IV.1. Principais causas do elevado patamar das tarifas de energia no Brasil nos últimos anos

135. *O patamar atual das tarifas é resultado de diversos fatores, muitos decorrentes da carência de estruturação da política tarifária, como apontado na seção III.1. Vale destacar que as causas descritas compõem um rol exemplificativo dos problemas identificados. Não é o objetivo do trabalho discorrer exaustivamente sobre todas as possíveis causas que afetam ou*

afetaram a modicidade tarifária.

136. O conjunto apresentado contempla tanto medidas que já surtiram todos os efeitos (caso da Conta-ACR), bem como fatos já incorridos, mas que permanecem produzindo efeitos (caso do empréstimo da Conta-Covid, que já foi realizado, mas ainda permanecem os efeitos financeiros). Também são apresentados alguns elementos estruturais como o patamar de tributos e encargos, situação que merece atenção contínua dos legisladores, gestores e reguladores.

137. Esse contexto de carências estruturais associadas à falta de um planejamento consistente visando ao alcance dos objetivos relevantes para o setor elétrico acaba levando à adoção de soluções emergenciais para os problemas que, na falta de medidas preventivas, surgem ao longo do tempo, muitas vezes sem que haja oportunidade para a realização de análises robustas do impacto tarifário. Como exemplo, pode-se elencar a Lei 12.783/2013 (conversão da MP 579/2013), a qual permitiu alterações nos regimes de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e da Lei 13.203/2015 (conversão da MP 688/2015), que tratou da reapetuação do risco hidrológico, ambas com relevantes efeitos negativos na tarifa.

138. O impacto das causas elencadas na presente seção está sintetizado na Tabela 1, cujo detalhamento é descrito na sequência.

Tabela 1 – Principais causas do elevado patamar das tarifas nos últimos anos.

Causa	Impacto/Efeito estimado
Tributos e encargos	R\$ 79 bilhões/ano
Pagamento de indenização de ativo e transmissão de	R\$ 72 bilhões (decorrentes da MP 579/2013, parcelados até 2028)
Repasse do risco hidrológico ao consumidor em decorrência da MP 688/2015	R\$ 70 bilhões acumulados (até julho de 2021), variando entre R\$ 4,2 bilhões em 2016 (ano com menor valor repassado) e R\$ 17,9 bilhões em 2017 (ano com maior valor repassado, com a ressalva de que não havia dados completos para 2021 durante a execução da auditoria)
Não realização de leilões em 2012 e decorrência da renovação das próximas do vencimento das concessões	Exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo e necessidade de assunção de empréstimo (Conta-ACR) de R\$ 21 bilhões para cobrir os gastos extras em virtude de crise hídrica que elevou o preço de curto prazo
Aumento do custo da energia da UHE Itaipu (variação cambial)	R\$ 21 bilhões acumulados (período 2014-2019)
Criação da Conta-Covid	Postergação de R\$ 14,8 bilhões de aumentos tarifários em 2020
Aumento de subsídios tarifários	Elevação da tarifa para a coletividade em virtude da concessão de benefícios a grupos específicos prescindindo de estudos aprofundados ou estimativas de impacto.
Redução do mercado consumidor regulado	Aumento da tarifa por dois motivos básicos: 1- rateio de custos por menos consumidores; 2- aumento de subsídios a fontes incentivadas, uma vez que, até certo patamar de carga, a migração para o mercado livre fica é motivada por contratação de fontes incentivadas pelo

	migrante.
Garantias físicas superdimensionadas e contratação de energia de reserva	Não há estimativa para o impacto total, que inclua os gastos com energia de reserva, que levem em consideração a degradação da segurança do sistema.

Fonte: Elaboração própria.

Carga tributária e de encargos

139. No ano de 2020, os tributos presentes na tarifa do ACR foram os seguintes: R\$ 47,7 bilhões de ICMS, R\$ 7,6 bilhões de Cofins, R\$ 1,7 bilhão de Pis/Pasep, totalizando R\$ 57,0 bilhões. Os encargos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) somaram R\$ 21,9 bilhões. Juntos, esses tributos e encargos representam 37% de todo o faturamento do ambiente de contratação regulado naquele ano. O total arrecadado pelas distribuidoras entre 2015 e 2020 foi de R\$ 1,2 trilhão de reais, sendo R\$ 470,3 bilhões referentes a tributos e encargos da CDE, o que corresponde a 39% do valor faturado no período.

140. A CDE é uma rubrica criada pela Lei 10.438/2002 com o objetivo de custear o desenvolvimento energético. A conta consolida encargos para garantir a universalização do serviço de energia elétrica, subsídios para consumidores de baixa renda, para a geração em sistemas isolados, para consumidores rurais e para saneamento, por exemplo, e para aumentara competitividade de fontes renováveis e de carvão mineral.

141. Para a presente análise, utilizaram-se especialmente relatórios do sistema Samp e os orçamentos da CDE. Complementarmente, existe um estudo elaborado anualmente pelo Instituto Acende Brasil, em parceria com a consultoria PwC que, em sua última edição publicada em 2021 com dados de 2020 (peça 71), estima que tributos e encargos representam 49,1% da receita operacional bruta do setor. Os dados são diferentes uma vez que o relatório da PwC utiliza os balanços contábeis de 40 empresas do setor elétrico, e que representam cerca de 70% do faturamento do setor, e incluem o ACL e ACR, enquanto o sistema Samp utiliza os valores acompanhados pela Aneel, ou seja, basicamente os valores regulados do ACR.

142. A carga de tributos é decorrente de decisões políticas no Brasil como um todo, e não apenas do setor elétrico ou do Governo Federal. Especificamente para o setor elétrico, o fato de ICMS ser a maior parcela dos tributos é decorrente do pacto federativo da Constituição de 1988, uma mudança do ordenamento anterior, em que existia um imposto único sobre energia elétrica de competência federal (instituído pela Lei 2.308/1954).

143. Como uma medida que virá a mitigar o impacto dos tributos a partir de 2024, merece destaque a decisão no âmbito do Recurso Extraordinário (RE) 714139 no Supremo Tribunal Federal. O recurso extraordinário versava sobre a inconstitucionalidade de estados estipularem alíquotas de ICMS para energia elétrica e telecomunicações acima da alíquota base estadual de ICMS. O raciocínio dos autores, já vitorioso no plenário do STF é no sentido de que o ICMS, por ser um imposto seletivo em função da essencialidade do produto (CF, art. 153, § 3º, I), não poderia ser majorado em função da essencialidade indiscutível da energia elétrica e das telecomunicações. No final de 2021, o STF modulou a decisão, no sentido de que produza efeitos a partir do exercício financeiro de 2024. A modulação dos efeitos levou em conta o impacto nas contas públicas dos estados e do Distrito Federal.

144. Apenas para fins exemplificativos, vale estimar que a alíquota média padrão de ICMS no

Brasil está em torno de 17% a 18%, enquanto a alíquota média de ICMS para energia elétrica é de 23% (dados do Luz na Tarifa/Aneel www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa. Acesso em: 22 fev. 2022). Portanto, há potencial de redução média acima de 5% apenas com a eficácia da decisão do RE 714139, com maior potencial de impacto nos estados com as alíquotas mais elevadas (Rio de Janeiro, Mato Grosso e Rio Grande do Sul).

Pagamento de indenização de ativos de transmissão

145. *A indenização dos ativos de transmissão foi um assunto controverso após a sanção da Lei 12.783/2013 (conversão em Lei da MP 579/2012). A polêmica surgiu sobre os termos em que se daria a prorrogação das concessões. O texto da lei não era detalhado quanto ao tratamento dos ativos não amortizados ou depreciados existentes antes de maio de 2000. Inicialmente, esses ativos foram retirados da base de cálculo e as transmissoras operaram sem a receita que os remunerasse. Esses ativos são os denominados Rede Básica do Sistema Existente (RBSE).*

146. *O tema é complexo e envolveu diversas ações judiciais, portarias do MME, audiência pública e resolução normativa da Aneel, além de atuação do TCU - processo TC 012.715/2017- 4, ainda não julgado. O relatório de auditoria do TCU naquele processo resumiu a situação:*

3. *A Medida Provisória (MP) 579/2012 (peça 22) instituiu a possibilidade de as concessões vincendas do setor elétrico anteciparem o vencimento e renovarem seus contratos, desde que fossem aceitas as condições definidas naquele dispositivo legal, especialmente o recebimento de indenização e tarifa/receita calculadas pelo poder concedente.*

4. *Para o setor de transmissão de energia elétrica, a referida MP estabeleceu, em seu art. 15, que as instalações alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei 9.074/1995, existentes em 31/5/2000, denominadas de Rede Básica do Sistema Existente (RBSE ou ativos pré-2000), seriam consideradas totalmente amortizadas, não sendo indenizadas ou incluídas na receita de transmissão.*

5. *A MP 591/2012, no entanto, alterou tal dispositivo [e autorizou o poder concedente a pagar pelos ativos não depreciados existentes em 2000]*

147. *Portaria do MME estipulou que caberia à Aneel o cálculo dessa indenização. Após os trâmites na agência, foi definido que o valor das indenizações seria inserido no processotarifário de 2017. Por se tratar de um valor elevado, a Aneel estipulou um parcelamento da indenização da RBSE em 8 anos, que posteriormente foi alterada em virtude do impacto na economia da pandemia da Covid-19 e dos reajustes elevados decorrentes da crise hidroenergética. Assim, o valor das indenizações da RBSE a ser pago até 2023 foi reduzido, sendo prorrogado o pagamento até o ciclo 2027/2028. O valor total estimado a ser pago até 2028 é de R\$ 72 bilhões.*

148. *O aumento das receitas das transmissoras decorrentes da indenização do RBSE é a principal causa para o aumento da componente de transmissão entre os ciclos de 2016-2017 e 2017-2018. O valor pago aos transmissores passou de R\$ 13,6 bilhões, antes da REN 762/2017, para R\$ 23,7 bilhões e tem como causa principal a elevação da rubrica da RBSE, passando de R\$ 3,1 bilhões para R\$ 10,9 bilhões. Os valores das componentes da Transmissão e sua evolução podem ser consultados no Apêndice B.*

149. *Novamente, vale destacar que não é objeto do presente trabalho analisar a pertinência e a conformidade dessas ações, apenas apontar o impacto tarifário atual. Existe um processo do TCU específico sobre o tema, ainda sem acórdão proferido (TC 012.715/2017-4), que pode trazer alterações sobre o valor devido.*

Repasse do risco hidrológico ao consumidor

150. *O gerador hidroelétrico tem sua receita proveniente da energia gerada e injetada no*

sistema elétrico. Boa parte da energia gerada pelo gerador já é vendida em contratos de longo prazo. Ocorre que a quantidade de energia gerada depende do ciclo hidrológico e do despacho centralizado do ONS, não sendo necessariamente igual à energia contratada.

151. A depender de circunstâncias externas, pode haver mais energia gerada do que a contratada ou menos energia gerada do que a contratada. Em caso de excedente, o gerador venderá o excedente pelo preço de curto prazo. No caso de déficit, os contratos firmados serão supridos por outros geradores, que também serão remunerados pelo preço de curto prazo.

152. O denominado “risco hidrológico” consiste no risco relacionado à distribuição dessa receita ou despesa excedente.

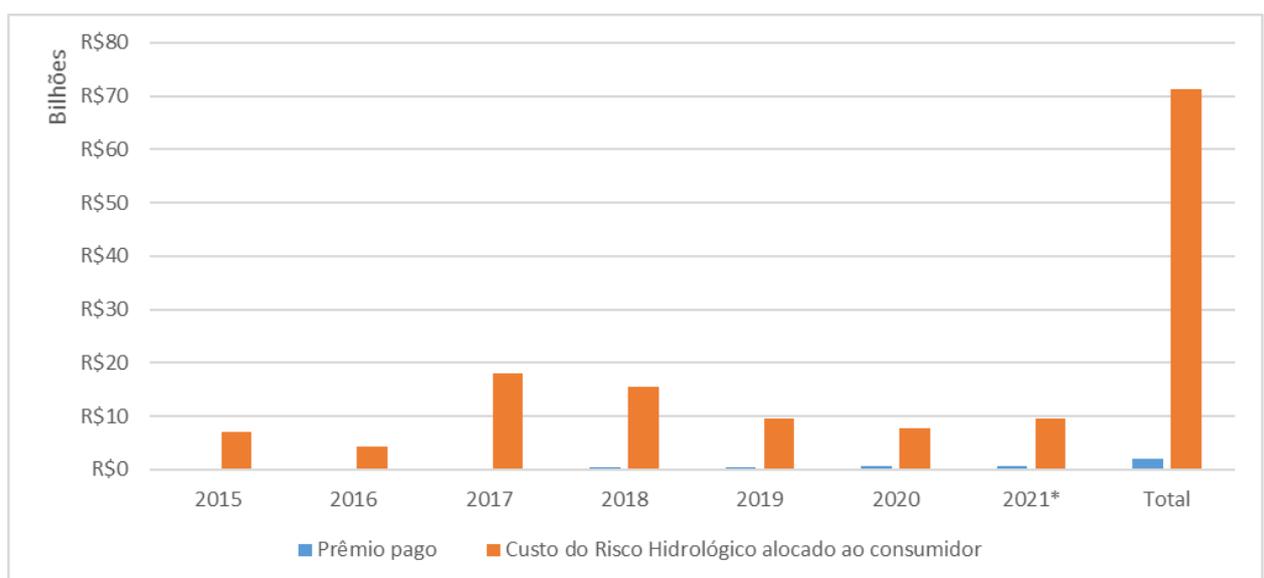
153. Quando da renovação das concessões sob os auspícios da MP 579, convertida na Lei 12.783/2013, o risco hidrológico das usinas então “cotizadas” foi repassado integralmente para o consumidor.

154. Posteriormente, a MP 688/2015, convertida na Lei 13.203/2016, estabeleceu, dentre outros temas, a possibilidade de repactuação do risco hidrológico para as demais concessões. A norma prevê a possibilidade de que os geradores repassem esse risco aos consumidores mediante uma contrapartida paga pelo gerador.

155. O respectivo lucro ou prejuízo decorrente da geração acima ou abaixo da contratual será repassado ao consumidor.

156. Ocorre que, desde 2015, o regime hidrológico tem sido desfavorável à geração hidrelétrica. Portanto, foi repassado ao consumidor um elevado custo decorrente do risco hidrológico, uma vez que o volume de energia gerada foi inferior ao contratado e foi necessário compensar a energia não gerada pelas hidrelétricas. Os valores pagos como prêmio pelos geradores e o custo do risco efetivamente alocado ao consumidor estão em patamares muito divergentes, como evidenciado pela Figura 9.

Figura 9 – Comparativo entre os prêmios de risco hidrológico pago pelos geradores e o custo do risco hidrológico alocado ao consumidor.



Fonte: Elaboração própria com dados do Luz na tarifa/Aneel (risco hidrológico) e da CCEE (prêmio de risco hidrológico); * dados até julho/2021.

157. A Figura 9 evidencia o descompasso entre o prêmio pago pelos geradores e o risco alocado ao consumidor. A diferença acumulada de 2015 a 2021 foi superior a R\$ 70 bilhões. Não fez parte do escopo do presente trabalho entrar nas causas dessa divergência. É necessária a realização de estudos adicionais para determinar se a diferença pode ser explicada apenas pela

má hidrologia ou se o prêmio de risco foi fixado em patamares inadequados. Nesse sentido, destaca-se relatório da CGU (peça 58), que concluiu pela falta de transparência nos repasses do risco hidrológico, com a ocorrência de repasse de custos não relacionados com a hidrologia para os consumidores sob o “guarda-chuva” do repasse de risco hidrológico.

158. *A questão do risco hidrológico é um exemplo da falta de planejamento prévio estruturado e acompanhamento da implementação da política tarifária.*

159. *Indagado sobre os estudos prévios que motivaram a MP 688, o MME encaminhou extensa documentação com as justificativas e expectativas da intervenção proposta na MP 688 /2015 (peça 37). No entanto, na tramitação legislativa ocorreram diversas alterações, algumas inclusive estipulando o valor do prêmio de risco a ser pago (art. 1º, § 3º e § 4º, I da Lei 13.203/2015), não detalhado na MP 688. Na documentação encaminhada pelo MME, essas alterações não foram objeto de análise e avaliação. Arguido sobre os estudos que realizaram a análise dos impactos das alterações legislativas e sobre eventuais divergências entre os efeitos esperados e os obtidos, o MME respondeu que não possuía informação a ser prestada (peça 36, p. 1).*

Exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo em decorrência da Lei 12.783/2013

160. *Outro fator que impactou as tarifas recentemente foi a denominada Conta-ACR. A Conta-ACR também foi resultado direto do contexto que gerou a MP 579. Em 2012 não foi realizado um leilão de energia existente das usinas que estavam próximas do vencimento de suas concessões. A expectativa era de que as usinas aderissem à prorrogação prevista na MP 579. Desta maneira a energia antes contratada em CCEAR seria a mesma que seria alocada nas cotas da MP 579.*

161. *Ocorre que nem todas as geradoras aderiram à prorrogação da concessão. Portanto, a partir de 2013 e 2014, à medida em que alguns contratos de concessão não eram renovados, as distribuidoras ficaram involuntariamente expostas ao mercado de curto prazo (situação em que é permitido repassar os efeitos financeiros da exposição para a tarifa), já que os contratos venceram e não houve possibilidade de contratação para suprir a diferença.*

162. *A alta do preço de curto prazo no período agravou a situação financeira das distribuidoras que estavam subcontratadas e expostas ao mercado de curto prazo. Nessa situação, houve um grande descasamento entre os custos e a receita das tarifas, tanto que as bandeiras tarifárias foram criadas em 2015 para mitigar esse efeito.*

163. *Antes da solução das bandeiras tarifárias, foram realizados três empréstimos, totalizando R\$ 21,2 bilhões, para dar liquidez às distribuidoras em virtude das exposições ocorridas em 2014. Os empréstimos foram remunerados pelo CDI mais um spread de 2,74% ao ano por um período de 4 anos e meio. Houve quitação antecipada do empréstimo em setembro de 2019.*

164. *Embora não impacte a tarifa em 2021, a Conta-ACR impactou as tarifas entre 2015 e 2019 custando em média R\$ 6,6 bilhões ao ano para os consumidores.*

Aumento do valor da energia da UHE Itaipu (variação cambial)

165. *Outra causa para explicar o patamar elevado da tarifa de energia elétrica é a elevação do dólar, associada ao fato da energia de Itaipu ser indexada ao dólar. Por ser a maior hidrelétrica do Brasil, uma variação no preço da energia de Itaipu tem um impacto considerável no setor. Tanto que o efeito do aumento da energia de Itaipu foi de R\$ 21 bilhões de reais entre 2014 e 2019, de acordo com dados dos relatórios de gestão do setor elétrico e informativos tarifários do MME.*

166. *A tarifa da energia de Itaipu era de 129,26 R\$/MWh em 2014 e passou para 296,99 R\$/MWh em 2019. A cotação do dólar é o fator que mais contribui para a elevação do valor da energia de Itaipu. A cotação média do dólar mais que dobrou desde 2014. Segundo dados do Ipea,*

a cotação média do dólar era, em 2014, de R\$ 2,35, enquanto a média de 2020 foi de R\$ 5,15. Em novembro de 2021 a cotação do dólar era de R\$ 5,62.

Criação da Conta-Covid

167. Em decorrência da pandemia da Covid-19, vários consumidores tiveram suas fontes de renda afetadas e, conseqüentemente, menos poder de pagamento. Em virtude da possibilidade de aumento da inadimplência e colapso financeiro do setor, foi elaborada a Conta-Covid, viabilizada com a MP 950/2020. Trata-se de um empréstimo coordenado pelo BNDES junto a dezesseis instituições financeiras, visando a sustentabilidade financeira do setor e a manutenção da capacidade de pagamento dos consumidores. Foram contratados empréstimos que somaram R\$14,8 bilhões, que serão pagos pelos consumidores nos anos seguintes até 2025. De maneira similar à Conta- ACR, os empréstimos serão remunerados pelo CDI mais um spread de 2,8% a.a.

168. Para efeito de comparação, o faturamento das distribuidoras apontado pelo Samp/Aneel em 2020, sem tributos, foi de R\$ 154,7 bilhões. A Conta-Covid representa, sozinha, 9,6% do faturamento das distribuidoras em 2020.

Subsídios tarifários

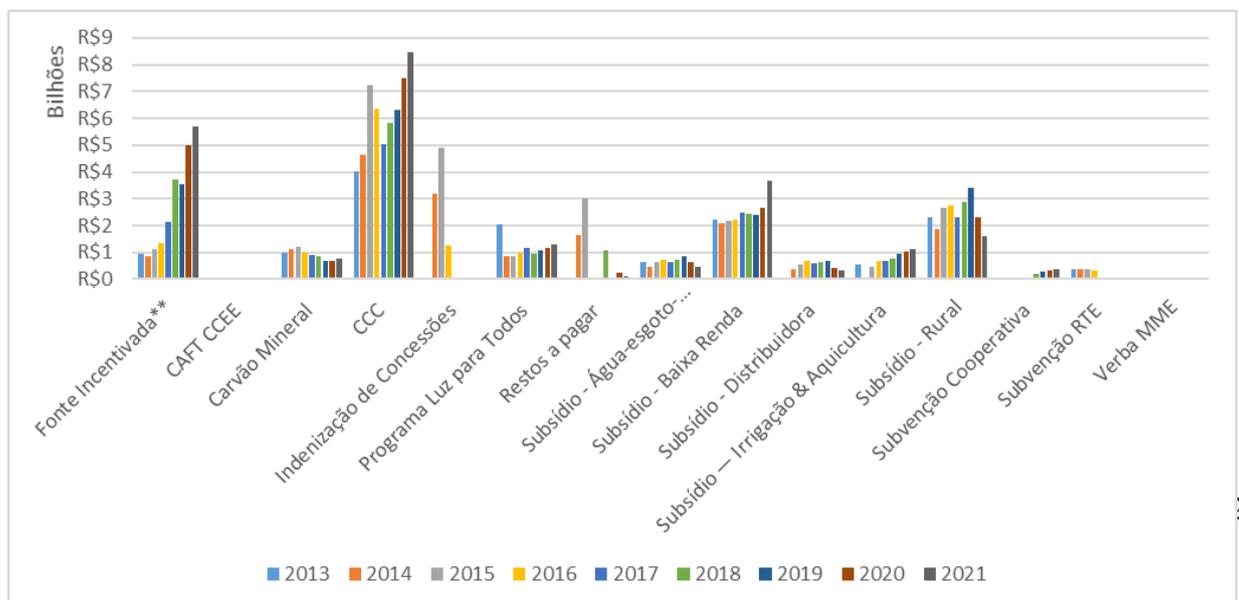
169. Uma das causas para o aumento das tarifas de energia elétrica acima da inflação listadas na seção IV.1 foi o crescimento dos subsídios e encargos presentes na CDE. Sobre a CDE, vale lembrar que existem os Acórdãos 1.215/2019 e 2.877/2019, ambos proferidos pelo Plenário do TCU e de relatoria do Min. Aroldo Cedraz. Os referidos acórdãos foram resultados de Auditoria Operacional que realizou avaliação da política de subsídios na CDE (TC 032.981/2017-1).

170. Dentre as constatações da auditoria, destaca-se que alguns dos subsídios custeados pela CDE não tem relação com o setor elétrico e a deficiência de gestão da política de subsídios. A CDE pode ser entendida como uma conta para políticas públicas custeada pelos consumidores de energia elétrica, que concede subsídios não só ao setor elétrico, mas também a produtores rurais e para a irrigação, por exemplo. Por se tratar de recursos extraorçamentários não há limitação de crescimento (como ocorreria com o teto de gastos do orçamento, em decorrência da Emenda Constitucional 95/2016).

171. Como alguns dos benefícios não são diretamente relacionados com o setor elétrico, nesses casos a arrecadação da CDE se assemelha a uma tributação para a execução de políticas que constam do Orçamento Geral da União.

172. Isto posto, vale trazer o orçamento da CDE e apontar as componentes que mais contribuem para a manutenção das tarifas em um patamar elevado. A evolução das componentes da CDE pode ser visualizada na Figura 10.

Figura 10 – Componentes da CDE no período de 2013 a 2021.



Fonte: elaboração própria. com dados da execução da CDE (2013-2020) e com o orçamento aprovado para 2021.

173. Merecem destaque pelo volume de recursos, as componentes Conta Consumo de Combustíveis (CCC), Fonte Incentivada e o Subsídio de Baixa Renda (Tarifa Social).

174. A CCC é uma espécie de fundo custeado pelos consumidores de energia do País decorrente da política de subsidiar a geração nos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte (com destaque para o estado de Roraima). Seu aumento pode ser explicado pela elevação dos preços de combustíveis e pela interrupção da importação de energia da Venezuela para Roraima, maior sistema isolado e com peso relevante na CCC.

175. A componente Fonte Incentivada é o agregado das componentes: Subsídio distribuição - consumidor fonte incentivada, Subsídio Distribuição - gerador fonte incentivada e Subsídio transmissora, todas relacionadas com os subsídios de fonte incentivada, sendo o Proinfa o principal programa. O crescimento merece uma atenção pelo poder público uma vez que a expansão da geração tem tido relevante participação de usinas eólicas, que podem se beneficiar dos benefícios e sobrecarregar ainda mais a CDE.

176. Também merece destaque o subsídio da Tarifa Social, fornecido aos consumidores de baixa renda e custeados pelos demais consumidores, que se constitui na terceira maior componente da CDE e que passará por um aumento em 2022. A expectativa de aumento dos habilitados a se beneficiarem da Tarifa Social decorre das situação econômico-financeira do País em meio à crise da Covid, bem como da simplificação/automação do mecanismo de concessão do benefício e do compartilhamento de dados sociais. Assim, espera-se que todos os consumidores que tiverem direito serão automaticamente incluídos no programa da Tarifa Social, simplificando a adesão. O impacto de tal medida só será conhecido em 2022, mas estima-se que podem ser adicionadas 11,5 milhões de famílias, a um custo estimado de R\$ 3,4 bilhões por ano (peça 59). Caso o cenário se concretize, o subsídio para a Tarifa Social praticamente dobrará de valor e será a segunda maior componente da CDE.

177. Aponta-se também que foi verificado o crescimento do subsídio de irrigação e aquicultura, sob o qual já existe determinação no âmbito dos Acórdãos 1.215/2019 e 2.877/2019, no sentido de não ser adequado seu financiamento pelos consumidores do setor elétrico.

178. Outro tema relevante, mas que não foi mensurado objetivamente pela equipe, é o impacto dos subsídios cruzados decorrentes do crescimento da geração distribuída (GD), realizada pelos próprios consumidores. Como a estrutura tarifária não prevê a separação das parcelas de uso da rede da energia propriamente dita, ocorre uma distorção tarifária quando é utilizada geração distribuída (usualmente painéis fotovoltaicos em residências e comércio).

179. A necessidade de cálculo e explicitação desse valor já foi objeto de determinação de fiscalização do TCU (Acórdão 3.063/2020 TCU-Plenário, cuja relatoria coube à Min. Ana Arraes, com 1º Min. Revisor Benjamin Zymler, e 2º Min. Revisor Vital do Rego, TC 037.642/2019-7). No entanto, existem recursos sobre a decisão do referido acórdão e ainda não foi publicada uma estimativa oficial do impacto da GD. Vale deixar claro que, nos moldes atuais, os possuidores de GD pagam tarifa proporcionalmente ao seu consumo líquido de energia elétrica, sem parcela de uso da rede de distribuição.

180. Ainda assim, qualitativamente, é possível explicar que existe um impacto tarifário decorrente da ampliação da GD. A quantificação dos efeitos da adoção da GD é tema controverso e complexo, existindo diversas estimativas para tanto. Para o leitor interessado em maiores informações, é pertinente remissão para o processo TC 037.642/2019-7, que trata exclusivamente sobre a GD.

181. Vale lembrar também que a Lei 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, trouxe disposições para o sistema de compensação da GD que

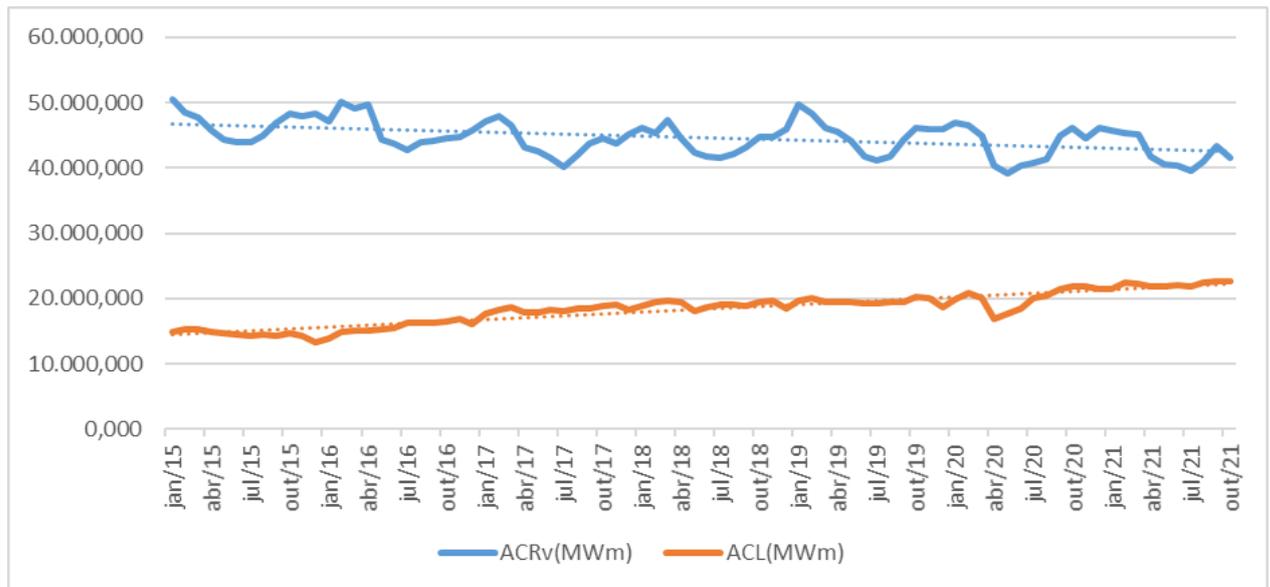
impulsionará, pelo menos no curto prazo, sua expansão, com a previsão de uma transição gradual para a cobrança do uso da rede. Redução de mercado consumidor cativo ou regulado

182. *O mercado regulado de energia é formado pelos consumidores com tarifas reguladas pela Aneel, conectados a uma distribuidora e que só podem comprar energia diretamente da distribuidora de sua região. Esses consumidores são chamados de consumidores cativos e pagam uma fatura mensal que inclui a geração, a transmissão e a distribuição da energia, além de encargos e tributos.*

183. *Atualmente, o mercado livre é formado por consumidores com demanda mínima de 1.000 kW, que podem negociar a compra de energia diretamente com agente de geração ou de comercialização e têm maior flexibilidade para adequar preço, volume, prazo e forma de reajuste. Também não arcam com valores adicionais de bandeiras tarifárias e caso contratem energia de fontes incentivadas podem ter um desconto não inferior a 50% do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), tanto na parcela da geração, quanto na parcela consumo. Na Figura 10 é possível observar o expressivo crescimento do subsídio para fontes incentivadas. Conforme Portaria MME 514/2018, alterada pela Portaria MME 465/2019, a partir de janeiro de 2023, consumidores com carga igual ou superior a 500 kW também poderão integrar o mercado livre. Já a partir de janeiro de 2024, consumidores abaixo de 500 kW também estarão habilitados a fazer parte do mercado livre.*

184. *A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), estima em até 30% a redução de custos dos consumidores que migram do ACR, ambiente de contratação regulada, para o ACL, ambiente de contratação livre, e os limites de acesso (demanda mínima necessária para fazer parte do mercado livre) vêm sendo reduzidos gradativamente. A redução se dá pelos descontos previstos na Lei 9.427/1996 nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição, pela melhor adequação dos contratos de compra de energia às necessidades do consumidor, além da não incidência das bandeiras tarifárias e menor incidência de encargos.*

185. *Com isso, conforme dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), está em curso um movimento de migração de consumidores de energia elétrica do ACR para o ACL. Essa migração vem ocorrendo de forma paulatina e consistente, como demonstra a Figura 11.*

Figura 11 – Evolução do consumo do ACR e ACL entre janeiro de 2015 e outubro de 2021.


Fonte: Elaboração Própria. Dados CCEE. Relatórios InfoMercado: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>. Acesso em: 20 nov. 2022).

186. Esse cenário tem aumentado o valor dos subsídios arcados pela CDE, pois ocorre maior contratação de fontes incentivadas, conforme já citado na subseção anterior (parágrafo 162). Ao mesmo tempo, este movimento de migração reduz o universo de consumidores cativos que arcam com os custos das distribuidoras, o que impacta no valor da tarifa, tornando o ACL mais atrativo.

187. Com o crescimento dos custos dos subsídios e encargos (por razões diversas, por exemplo, com crescimento da energia incentivada), e a base de pagantes, que é formada pelo mercado cativo, está em redução, a parcela para cada consumidor que permanece no mercado cativo tende a aumentar.

188. Além disso, número crescente de consumidores vem aderindo à geração distribuída como forma de reduzir seus custos de energia, reduzindo o mercado cativo e onerando mais as tarifas para o restante dos consumidores.

189. Com a redução do mercado consumidor, pode também ocorrer excessos involuntários de energia elétrica contratada pelas distribuidoras (conhecidos como “sobrecontratação involuntária”), o que onera ainda mais os consumidores cativos.

190. Isso pode formar um ciclo vicioso que prejudica os consumidores remanescentes do ACR, em sua maioria consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno e médio porte. Ao se elevar o valor dos subsídios incidentes na fatura de energia elétrica ao mesmo tempo em que se reduz o universo de pagantes, seja pela migração para o ACL, seja pela redução no consumo faturado proporcionada pelos usuários de geração distribuída (o valor é alocado proporcionalmente ao consumo), o valor alocado para cada consumidor do ACR aumenta.

Garantias físicas superdimensionadas e contratação de energia de reserva

191. Denomina-se garantia física (GF) a quantidade de energia que o gerador pode utilizar para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. A garantia física é, de certa forma, o lastro que permite que os geradores negociem energia no sistema elétrico. A expedição dos certificados de garantia física é responsabilidade do MME, que também deve revisá-los regularmente, dentro dos limites normativos.

192. *A primeira revisão das GFs das hidrelétricas só ocorreu em 2017, momento em que se concluiu que diversos empreendimentos não poderiam ter seus níveis de GF ajustados para a realidade em decorrência da limitação de 5% a cada revisão, prevista no art. 21, § 5º do Decreto 2.655/1998. Na oportunidade, cerca de 1 GWmed (peça 60) não pôde ser ajustado em virtude da limitação da revisão prevista no Decreto 2.655/1998. A redução calculada pela EPE foi de 2,1 GWmed e somente foi possível realizar um ajuste de 1,1 GWmed, restando cerca de 1 GWmed de energia assegurada, que pode ser usada para lastrear contratos de compra e venda de energia, mas que, de fato, não contribuem para o sistema. Mesmo esbarrando nos limites do decreto, a revisão realizada então somente considerou parte das variáveis utilizadas para cálculo das GFs.*

193. *Conforme noticiado nos autos do TC 019.228/2014-7, em atenção ao Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário, da relatoria do Ministro Augusto Sherman, que determinou a elaboração de plano de ação a fim de implementação da completa revisão das garantias físicas, o MME está envidando esforços para realizar a segunda rodada de revisão das garantias físicas incluindo as demais variáveis. De toda sorte, quando essa revisão ocorrer, ainda assim as prerrogativas do Decreto 2.655/1998 serão fator limitante para que haja a integral correção dessa grandeza.*

194. *Recentemente, o MME abriu a Consulta Pública 123/2022 para discutir a revisão ordinária das garantias físicas, com o intento de a segunda rodada de revisão vigor a partir de 2023.*

195. *Também é importante mencionar que, por ocasião da desestatização da Eletrobras, regida pela Lei 14.182/2021, cujo acompanhamento é objeto do TC 008.845/2018-2, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, as novas outorgas de concessões de geração atualmente sob gestão da Eletrobras terão revisão integral das GFs, independentemente dos limites do Decreto 2.655/1998.*

196. *Ao longo do tempo, visando suprir o déficit resultante das GFs sobredimensionadas, para não prejudicar a segurança do sistema, foi contratado, junto a geradores com energia disponível, a denominada “energia de reserva”. Desta maneira, há mais um custo para todos os consumidores do sistema. Para fins exemplificativos o valor do encargo de energia de reserva (incidente tanto para o ACL e ACR) foi de R\$1,9 bilhão em 2021. A energia de reserva gerada em 2021 foi de 39 GWmed.*

197. *Um exemplo extremo de GF inexistente é o caso da Usina Hidrelétrica Risoleta Neves, usina que foi soterrada após o desmoronamento de uma barragem de mineração em Mariana/MG, ocorrida em 2015. Mesmo sem capacidade de geração, a GF foi mantida judicialmente e a usina sem nenhuma capacidade de geração ainda era remunerada por sua contribuição ao sistema. Assim, a usina recebeu mais de R\$ 400 milhões pela energia “gerada” (no mecanismo de realocação de energia, MRE, foi alocado uma energia proporcionalmente à sua GF). Somente em 2021 a decisão judicial foi revista e permitiu que a Aneel atuasse para retirar a hidrelétrica do MRE.*

198. *Também vale destacar que o problema da alocação do risco hidrológico (subseção V.1.3) está relacionado com a existência de GFs descasadas da realidade. Sob o aspecto do risco hidrológico, o sobredimensionamento das GFs permite que os geradores vendam mais energia do que conseguem gerar efetivamente. Em auditoria recente, a CGU apontou problema na alocação de GF e estimou o custo da inadequação das GF em R\$ 2,5 bilhões apenas no repasse do risco hidrológico, sem considerar os impactos com a contratação de energia de reserva (peça58, p. 18).*

Conclusão do Achado

199. *As causas aqui explicitadas majoram as tarifas de energia elétrica para os consumidores*

regulados em dezenas de bilhões de reais anualmente. Apenas as causas das subseções V.1.1 a V.1.6, por exemplo, corresponderam, no ano de 2020, a R\$ 78,9 bilhões de reais. O nível de majoração das tarifas pode ser considerado elevado ao se confrontar, por exemplo com o orçamento de investimentos do Ministério da Infraestrutura do mesmo ano, que foi de R\$ 9,4 bilhões.

200. *Como já apontado, fica evidenciada a falta de uma política eficaz para reduzir custos que têm pressionado o preço final da energia elétrica no mercado cativo. A falta de uma política tarifária clara dificulta a implementação de melhorias e facilita a adoção de medidas que pressionam o valor das tarifas, como a criação de subsídios ou o repasse de efeitos do setor ao consumidor (como no caso do risco hidrológico), que não tem capacidade para gerenciar o risco a ele alocado. Como consequência, para evitar a elevação excessiva das tarifas, os gestores terminam por adotar medidas paliativas, como as relatadas na seção a seguir, buscando alívios tarifários no curto prazo.*

201. *Diante da situação evidenciada, no relatório preliminar submetido a comentário dos gestores (peça 63), registrou-se proposta de encaminhamento de recomendação ao MME para realização de estudos técnicos acerca de causas que acarretem o elevado patamar tarifário.*

202. *Em sua manifestação quanto ao relatório preliminar (peça 80), o MME apontou que muitas das causas para o atual patamar das tarifas, apesar de verdadeiras, já se consumaram, e que não há nada mais que possa ser feito em relação a esses fatores.*

203. *Conforme análise constante do Apêndice C, no âmbito das auditorias em geral, a identificação de causas não pressupõe que devam ser concebidas medidas corretivas incidindo sobre todas elas. A formulação de propostas de melhoria pode ser direcionada para um conjunto limitado de fatores que se apresentam com maiores possibilidades de êxito. A análise das causas apontadas para o atual patamar das tarifas reforça a inexistência de uma ação coordenada que busque ativamente a modicidade tarifária. Causas como a Conta-ACR já estão consumadas e pagas, mas foram mencionadas por ilustrar o impacto já repassado aos consumidores e que sem uma ação estruturada pode voltar a ocorrer. Nesse sentido, a proposta geral é de que um plano estruturado buscando modicidade tarifária do setor elétrico possa direcionar ações com o propósito de atuar sobre as causas ainda em andamento, bem como contribuir para que outros novos fatores não venham a se somar aos apontados no relatório. Por fim, o estudo de motivos que influenciam no valor das tarifas deve ser um trabalho constante do MME, propondo ações para corrigir eventuais disfunções, sempre que possível.*

204. *Assim, dadas as elevadas materialidade e complexidade das causas apontadas, propõe-se **recomendar** ao MME que, durante a elaboração de medida indicada na seção III.1, que visa concretizar o planejamento estruturado visando alcançar a modicidade tarifária, sejam elaborados estudos técnicos a respeito das causas apontadas neste trabalho e de seus impactos, incluindo a possibilidade de elaborar ou apresentar análises que indiquem outras causas a serem tratadas, e sejam definidas estratégias de atuação sobre os fatores causais que ainda oferecem oportunidade de mitigar e gerenciar os problemas que contribuem para o elevado do patamar das tarifas.*

205. *Espera-se que as ações recomendadas contribuam para que o plano estruturado para a modicidade tarifária (tratado na seção III.1) seja planejado e implementado levando em consideração as diversas causas que dificultam a redução da tarifa. Ao se realizar um diagnóstico das raízes do problema que impacta o valor das tarifas é possível planejar ações que as combatam e mitiguem os riscos de novos aumentos, contribuindo para a modicidade.*

206. *Além disso, considerando que há diversos projetos de lei que, de alguma maneira, impactam o valor da fatura de energia consumidores de energia elétrica, e os PLs 414/2021 (já*

aprovado no Senado Federal) e 1.917/2015 (Câmara dos Deputados), que propõem mudanças profundas no funcionamento do setor elétrico, propõe-se **encaminhar** à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal o Acórdão, o Relatório e o Voto que antecederem a deliberação do colegiado sobre esta auditoria. O objetivo é dar conhecimento das constatações e do diagnóstico obtidos nesta auditoria contribuir com debates que propõem modificações na legislação do setor elétrico capazes de afetar as tarifas de energia elétrica.

IV.2. Medidas governamentais paliativas para alívio tarifário, com alcance limitado e sem análise de impacto futuro

207. Constatou-se que, na falta de uma política eficaz para reduzir custos que têm pressionado o preço final da energia elétrica no mercado cativo, o Estado passou a adotar medidas paliativas, especialmente nos últimos anos. Apesar de terem um efeito redutor momentâneo, tendo conseguido impedir um aumento maior da tarifa em reajustes no ano de 2021, tais medidas não atacam as causas do elevado patamar atual das tarifas e foram adotadas sem uma análise de impacto futuro. Além disso, há o risco de que essas medidas atrapalhem novas ações voltadas para a modicidade, visto que muitas dessas iniciativas criaram compromissos de custos para exercícios vindouros.

208. Ao não atacar as causas do problema de elevada tarifa, posterga-se a sua resolução, fazendo com que ele cresça a cada ano. Enquanto se espera o enfrentamento das causas, o Brasil permanece com uma das maiores tarifas no mundo, na condição de país com produção de energia barata, mas conta de luz cara, e afastando-se dos objetivos de ampliar a competitividade do Brasil no mercado internacional (art. 1º, XI da Lei 9.478/1997) e, no mercado nacional, de assegurar um serviço público adequado caracterizado por tarifas módicas (art. 6º, §1º da Lei 8.987/1995).

209. Como demonstrado adiante, a viabilização das medidas de alívio tarifário dependeu em parte de autorização excepcional concedida por medida provisória, um instrumento destinado tipicamente para uso em situações de relevância e urgência (art. 62, caput, CF/1988). Parte da situação encontrada na auditoria é refletida nas decisões adotadas pela Aneel e pelo MME nos reajustes tarifários do serviço de distribuição homologados no ano de 2021.

210. Nesses reajustes, a Agência aplicou um pacote de oito medidas de desoneração, que chamou de Mecanismos de Mitigação de Efeitos Tarifários. Os mecanismos foram criados pela Aneel e pelo MME, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações do setor elétrico, com o objetivo de mitigar impactos tarifários agravados pela crise econômica e social decorrentes da pandemia de Covid-19 (peças 40 a 43).

211. A decisão de aplicar alguns ou todos os mecanismos no reajuste de determinada distribuidora foi tomada pela Aneel (peças 40 a 43) ao homologar as propostas de reajuste oferecidas pela distribuidora. O intuito único e explícito dos mecanismos foi, por meio de sua aplicação, evitar reajustes de tarifa acima de 10% no ano de 2021. A meta de reajustar abaixo de 10% não faz parte de norma da Agência, de decreto, lei ou de programas do governo federal integrantes do orçamento público federal (peça 20, p. 7).

212. O contexto de estabelecimento da meta foi explicado pelo Diretor-Geral da Aneel em entrevista concedida a veículo de imprensa em 26/4/2021, quando esclareceu que “reajustes de tarifas de 2 dígitos [percentuais] seriam inaplicáveis no contexto de crise gerada pela pandemia”. Segundo ele, “isso teria sido um dos motivos da negociação travada com as distribuidoras” (peça 44).

213. A negociação a que se referiu o executivo da Aneel se revelou necessária porque parte das medidas de desoneração dependia que distribuidoras aceitassem renunciar ao direito de receber

algumas de suas receitas em 2021, deixando-as com um crédito para o reajuste de 2022, ou que solicitassem uma prorrogação do dever de pagamento de alguns custos que poderiam encarecer a tarifa reajustada. A negociação, além de mencionada em entrevista, teve sua existência confirmada nos debates realizados no painel de referência realizado nesta auditoria com especialistas do setor elétrico e gestores. Apesar de as notas técnicas da Aneel e os documentos trocados entre distribuidoras e Aneel nos processos administrativos de reajuste homologados em 2021 não apresentarem o teor da negociação, também dão indícios de que ela ocorreu (peças 40a 43).

214. O esforço da Agência em criar mecanismos de mitigação, em negociar com as concessionárias e em cumprir a meta teve o respaldo e o apoio do MME. O esforço conseguiu reduzir o reajuste médio das distribuidoras de 18,2% para 8,5%, segundo informações da Aneel (peça 44). Em audiência pública que contou com a presença de parlamentares, o Superintendente de Gestão Tarifária da Agência acrescentou ainda que as medidas trouxeram alívio de R\$ 18,8 bilhões nas faturas (Audiência pública realizada na Comissão de Legislação Participativa da Câmara dos Deputados em 16/8/2021, “Aumentos abusivos na conta de luz” (<https://www.youtube.com/watch?v=huh7lS7KTr0>, acesso em 7/10/2021). O efeito financeiro de cada mecanismo no reajuste médio é mostrado na Figura 12.

Figura 12 – Estratégia Aneel – Atenuação de reajustes em 2021.



Fonte: Aneel. Audiência Pública na Câmara dos Deputados, “Aumentos abusivos na conta de luz”, realizada em 16/8/2021.

215. A auditoria fez uma revisão analítica dos oito mecanismos mitigadores citados, que constaram descritos nas Notas Técnicas Aneel 64/2021-SGT-Aneel (RTA 2020 CPFL-Paulista), 75/2021-SGT/Aneel (RTA 2020 Energisa Mato Grosso do Sul) e 79/2021-SGT/Aneel (RTA 2020 Equatorial Alagoas, Ceal). O resultado da análise é mostrado a seguir.

Mecanismo 1 – Reversão dos Recursos da Conta-Covid

216. Este mecanismo consistiu em reverter para o cômputo da tarifa reajustada em 2021 valores que foram transferidos no passado a cada distribuidora, em operação financeira destinada ao alívio do caixa dessas empresas, no âmbito da denominada Conta-Covid, criada pela Medida Provisória 950/2020 e regulamentada pelo Decreto 10.350/2020. A Conta-Covid foi uma das medidas temporárias emergências destinadas ao setor elétrico para o enfrentamento

do estado de calamidade pública e da emergência de saúde pública decorrentes da pandemia da Covid-19.

217. *Os valores que foram transferidos para as distribuidoras são revertidos como componente financeiro negativo no processo de reajuste, devidamente atualizados pela taxa Selic. Os montantes incidentes como abatimento de custo no reajuste referem-se aos itens previstos nos §1º e §2º do Art. 5º da Resolução Normativa Aneel 885/2020.*

Mecanismo 2 - Destinação temporária para a CDE de recursos de P&D e de Programas de Eficiência Energética (PEE)

218. *O mecanismo consistiu em um abatimento temporário de custos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que incidem sobre a tarifa de energia elétrica.*

219. *O abatimento decorreu de uma inovação legal (Lei 14.120/2021, oriunda da MP 998/2020) que definiu que deveriam ser repassados à CDE pelo menos 70% dos recursos entre 1º/9/2020 a 31/12/2025, os quais estavam destinados a projetos de pesquisa e desenvolvimento, bem como de eficiência energética, mas que não estavam comprometidos com projetos contratados ou iniciados. Em agosto de 2020, época da proposição legal (MP 998/2020), o governo federal havia identificado que havia recursos não utilizados, da ordem de R\$ 3,4 bilhões, que ainda não haviam sido aplicados em projetos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência. A proposta foi direcionar tais recursos para a CDE, estabelecendo à Aneel a competência de regular e fiscalizar tal destinação. Nos reajustes de 2021, o valor destinado à CDE foi da ordem de R\$ 2,23 bilhões.*

220. *O ingresso desses recursos na CDE diminui o montante que deve ser arcado pelos consumidores via pagamento de encargos que são cobrados nas tarifas, e dessa forma, acabam por reduzir o nível de reajuste necessário. Esse aporte de recursos extraordinário na CDE, previsto em lei, objetivou a modicidade tarifária para enfrentamento dos efeitos da pandemia de Covid-19 e foi regulamentado pela REN Aneel 929/2021.*

Mecanismo 3 – Abatimento de Créditos de PIS/Cofins

221. *O mecanismo consistiu em um abatimento temporário de custos em alguns reajustes tarifários futuros, resultando em redução da tarifa, com base em créditos tributários disponíveis de PIS e Cofins decorrentes de decisões judiciais que determinaram a retirada do ICMS da base de cálculo dos tributos federais.*

222. *De acordo com a sentença judicial, tal retirada é válida para as cobranças feitas em faturas de energia elétrica a partir de 15/3/2017, para a maioria das empresas concessionárias.*

223. *Extinguindo o saldo desses créditos tributários, cessa a possibilidade de emprego desse mecanismo de mitigação.*

Mecanismo 4 – Transmissão - Reperfilamento de custos de Rede Básica Sistema Existente (RBSE)

224. *Constatou-se que a presença desse custo na estrutura da tarifa remonta a um dever da União de ressarcir concessionárias de transmissão por ativos de transmissão que existiam na data de 31/12/2000, que não haviam sido amortizados totalmente, e que foram abarcados na prorrogação de nove concessões de transmissão ocorrida no passado.*

225. *Depois de disputas nas esferas administrativa e judicial, a União reconheceu o direito de ressarcimento dessas concessionárias e realizou o parcelamento das indenizações com recursos tarifários. Contudo, como parte dos pagamentos realizados nos ciclos de 2017/2018 e 2019/2020 não continham parcela remuneratória nos termos da Portaria MME 120, de 2016, em razão de liminar judicial, a Aneel calculou o saldo devedor desse componente, constituído pelo custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio até a data do efetivo*

pagamento (1/7/2020), descontado dos valores pagos trazidos a valor presente pela mesma métrica de constituição da dívida.

226. *O mecanismo de mitigação em questão consistiu em reperfilar a dívida com as concessionárias, passando-os para um período de 8 anos, com amortização de forma gradativa, assegurado o valor presente líquido da operação.*

227. *Identificou-se que o mecanismo constituiu, em essência, um diferimento de repasse tarifário que excluiu do cômputo do reajuste do ano de 2021 custos que deveriam ser cobertos pela tarifa reajustada. Foram excluídos custos da transmissão de energia elétrica que incidem sobre a chamada Parcela A da tarifa.*

Mecanismo 5 – Antecipação de Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN 414/2010 e 379/2009)

228. *Este mecanismo consistiu em uma antecipação da reversão de recursos para a tarifa. São recursos que, pelos regramentos, teriam de ser revertidos para a tarifa em algum momento, mas não necessariamente no ano de 2021. Tratou-se, pois, de uma antecipação da reversão de valores, favorecendo um reajuste menor da tarifa.*

229. *Diz respeito a recursos que foram recebidos pela distribuidora, mas que não são de sua titularidade e devem ser abatidos da tarifa no momento da Revisão Tarifária. São valores que estão associados às REN Aneel 414/2010 e 379/2009 oriundos de recursos recebidos pela distribuidora de: (i) encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores; (ii) créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final e (iii) multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada (CCER).*

Mecanismo 6 – Antecipação Uder - Financeiro Extraordinário de Reversão de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (Uder)

230. *Este mecanismo constituiu uma antecipação de reversão de recursos para a tarifa. Pela regulamentação da Aneel (item 3.4 do Submódulo 2.1 do Proret), os valores denominados no processo tarifário como Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (Uder), para as empresas que ainda não assinaram o aditivo contratual, devem ser contabilizados e considerados como um redutor da Parcela B da tarifa, a partir da segunda revisão tarifária posterior ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica.*

231. *No entanto, excepcionalmente, nos reajustes de algumas distribuidoras que aderiram ao mecanismo, a Aneel considerou a antecipação da reversão dos respectivos recursos faturados entre a última revisão tarifária e a competência mais recente disponível. A Aneel considerou quena próxima revisão tarifária da concessionária, momento em que ocorrerá uma fiscalização de valores pela Aneel, será feito o acerto entre os valores de UD e ER contabilizados no ciclo tarifário, na forma do Submódulo 2.1 do Proret, e aqueles que foram revertidos no reajuste do ano de 2021, garantido à concessionária o pagamento de um spread de 2,8% a.a. aplicado ao montante antecipado.*

Mecanismo 7 – Itaipu - Diferimento de Saldo de Itaipu (efeito Decreto 10.665/2021)

232. *O Decreto 10.665/2021, editado em 31/3/2021, alterou regras de comercialização de energia elétrica gerada por Itaipu Binacional, entre outras providências.*

233. *A nova norma possibilitou, mediante requerimento de cada distribuidora, o diferimento de pagamentos destinados à Eletrobras, provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu por essa distribuidora, no limite do saldo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu e dos respectivos excedentes financeiros extraordinários realizados e projetados para o período do diferimento. O processo administrativo Aneel 48500.001671/2021-16 detalha a*

operacionalização desse diferimento permitido pelo decreto.

234. Assim, a partir de um pedido de distribuidoras, a Aneel retirou do cômputo do reajuste de 2021 valores que deveriam ser cobertos pela tarifa reajustada. O prazo e as condições de diferimento variaram a depender do pedido da distribuidora à Agência. Os valores retornarão às faturas em reajustes futuros.

Mecanismo 8 – Diferimento de Parcela B da tarifa

235. A aplicação desse mecanismo no reajuste dependeu de pedidos das distribuidoras à Aneel. A distribuidora solicita que alguns custos associados à Parcela B da tarifa, que deveriam ser cobertos pelo novo valor da tarifa reajustada em 2021, sejam cobrados apenas no próximo reajuste. Em outros termos, a distribuidora resolve assumir o custo em um primeiro momento.

236. Pela regulamentação da Aneel, quando isso ocorre, o valor retorna no cômputo do próximo reajuste acrescido de uma taxa de remuneração baseada na variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação de Custódia (Selic), mais correção do IPCA.

237. **Da análise dos mecanismos, constata-se que três deles têm a natureza de diferimentos de repasses tarifários (Mecanismo 4, 7 e 8). Sua aptidão para desonerar o reajuste em 2021 é baseada no fato de que tais medidas postergam a incidência de custos para próximos reajustes. No reajuste seguinte, tais custos retornarão, com um montante maior porque o custo postergado é acrescido de juros, correções monetárias ou por taxas de spread (este último aplicável apenas para o Mecanismo 4). Conforme apurado junto à seção “Componentes Tarifários Financeiros” constante das notas técnicas da Aneel que subsidiaram os atos de reajuste de 2021 (peças 40 a 43), o alívio promovido em 2021 pela via dos diferimentos foi de R\$ 7,33 bilhões.**

238. **Outros dois mecanismos (Mecanismos 2 e 3) abatem temporariamente alguns custos do cômputo da tarifa que será reajustada.** No caso do Mecanismo 3, ele é temporário porque há um saldo limitado de créditos tributários (PIS/Cofins) que foram cobrados a mais em reajustes de anos anteriores, os quais, tão logo sejam computados nos reajustes, não poderão ser utilizados novamente. No Mecanismo 2, a Lei 14.120/2021 fixou que, após 31/12/2025, os recursos de P&D e PEE não mais poderão ser destinados como fonte de recursos para a CDE. Nos dois casos, tem-se, pois, mecanismos que abatem apenas temporariamente elementos de custos presentes na tarifa.

239. **Por fim, os três últimos mecanismos (Mecanismos 1, 5 e 6) são reversões de valores para o cômputo da tarifa, mas que não alteram sua estrutura permanente de custos.** Referem-se a saldos financeiros em favor do consumidor ou da modicidade tarifária que ainda não haviam sido computados no cálculo e, nos reajustes de 2021, passaram a ser computados. A restituição de valores do Mecanismo 1 cessará, assim como sua possibilidade de redução de nível de reajuste, tão logo seja devolvida parte do valor do auxílio financeiro que foi dado às distribuidoras para combater efeitos da pandemia da Covid-19 em suas operações, lastreado em dever de pagamento pelos consumidores. Quanto aos Mecanismos 5 e 6, apesar de terem constituído antecipações de reversões de valor, ou seja, em um momento anterior ao que previa a regulamentação, eles não eliminam de modo permanente custos relevantes da tarifa. Constituem, antes disso, na restituição de valores que já seriam devidos.

240. **A partir da análise do funcionamento desses mecanismos, conclui-se que nenhum deles elimina de modo permanente custos relevantes ou enfrenta as causas que hoje explicam a elevada tarifa brasileira do mercado cativo, mencionadas, não exaustivamente, no Capítulo V deste relatório.** Tratam-se, em resumo, de medidas paliativas que foram apresentadas pelo Estado e que conseguiram evitar um reajuste elevado em um determinado ano.

241. Examinou-se também as perspectivas futuras de viabilidade de uso dos mesmos mecanismos mitigadores em reajustes seguintes, como forma de aliviar a pressão tarifária.

242. **Do exame, constatou-se que o pacote de mecanismos tem um alcance limitado, que restringe o espaço de aplicação desses mecanismos em novos reajustes.** Isso porque a natureza de alguns dos mecanismos os impõe um limite temporal de uso, como é o caso dos Mecanismos 2 e 3, conforme mencionado anteriormente.

243. No caso do Mecanismo 8 (Diferimentos de Parcela B), há risco de que parte das distribuidoras de energia elétrica não tenham interesse ou condições de postergar novamente – o que poderia ser denominado de “diferimento do diferimento” – parte de sua receita de Parcela B, os quais devem ser cobertos pela tarifa reajustada. O risco foi apurado em entrevista realizada com a Abradee – Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica que, ao ser questionada sobre o tema, mencionou que, das informações que dispõe, havia algumas de suas associadas que poderiam ter dificuldade de diferir receitas da Parcela B uma segunda vez, de modo sucessivo, por impactarem o fluxo de caixa dessas empresas.

244. O tema foi suscitado a partir de manifestação do governo federal que, em 16/8/2021, já dava indícios de que estudava novo diferimento, em audiência pública no Congresso Nacional. Na ocasião, a Aneel informou aos parlamentares que, mesmo após a implantação dos mecanismos mitigadores em 2021, havia identificado um déficit projetado do saldo da Conta Bandeiras Tarifárias de R\$ 8 bilhões e que haveria mais três fatores principais de pressão tarifária em 2022:

- a) perspectiva de manutenção do preço do dólar em valores elevados, o qual encarece o preço da energia gerada pela Hidrelétrica de Itaipu.
- b) grande variação do IGP-M, que é o indexador de contratos de concessão de distribuição antigos, de 17 distribuidoras com reajuste em 2022;
- c) agravamento do cenário hidrológico adverso; e
- d) incidência de valores que foram diferidos no passado (Parcela B, no valor de R\$ 4,19 bilhões, e outros diferimentos, na ordem de R\$ 411 milhões).

245. Na oportunidade, a Aneel estimou que o reajuste médio, em 2022, seria de 16,88%, caso nada fosse feito, mas tentaria reverter esse quadro, aplicando novas medidas mitigadoras para, tal como foi feito em 2021, se mantivesse um reajuste igual ou abaixo de 10%. Entre as possíveis medidas em estudo, citou as seguintes (Audiência pública realizada na Comissão de Legislação Participativa da Câmara dos Deputados em 16/8/2021, “Aumentos abusivos na conta de luz” (<https://www.youtube.com/watch?v=huh7IS7KTr0>, gravação em vídeo, acessada em 7/10/2021):

- a) postergar o pagamento do diferimento de Itaipu para 2023 (Decreto 10.665/2021 – R\$ 1,5 bilhões);
- b) postergar a incidência de valores de Parcela B que foram diferidos nos reajustes de 2021 (R\$ 2,4 bilhões);
- c) antecipar para 2022 o aporte de recursos da futura e ainda incerta capitalização da Eletrobras para reduzir encargos pagos pelos consumidores (R\$ 5 bilhões); e
- d) reduzir o serviço da dívida de Itaipu (US\$ 600 milhões).

246. Tal manifestação da Aneel sobre perspectivas para o ano 2022 é relevante para os fins desta auditoria, considerando que, conforme se verifica, pelo menos duas das quatro medidas mitigadoras aventadas pelo Executivo são para diferir novamente algo que já foi objeto de diferimento em reajuste anterior – uma medida envolvendo Itaipu e outra a Parcela B.

247. Caso essas distribuidoras aceitem diferir novamente, o mais provável, segundo a regulamentação atual da Aneel, é a incidência de novos juros remuneratórios e atualização

monetária, acumulados com os de diferimentos anteriores, o que aumentará a dívida dos consumidores para com as distribuidoras.

248. Se por um lado, há risco de serem criados custos adicionais ao consumidor em 2022, de outro lado, há risco de que a medida sequer seja aplicada a todas as distribuidoras porque, segundo a lógica empresarial, também aplicável às distribuidoras, um pedido para postergar o recebimento de receita deve fazer sentido econômico. Em não fazendo sentido, a tendência é de empresas não requererem o diferimento.

249. Pelo menos no que concerne à Parcela B, o êxito do novo diferimento para conter reajustes na tarifa depende mais das distribuidoras do que da Aneel. Isso porque o reajuste de tarifas é um direito da distribuidora que, nos termos do art. 15, IV, §§1º e 2º da Lei 9.427/1996 e dos contratos de concessão, é exercido mediante proposta à Agência, que o avalia e responde homologando ou rejeitando a proposta. Conforme foi constatado nesta auditoria, ao examinar-se 13 processos administrativos de reajuste de 2021 que contiveram algum diferimento de Parcela B – conforme listagem apresentada pela Aneel (peça 46 e Apêndice A), toda vez que há um diferimento de Parcela B ele surge de um pedido da distribuidora, que, por razões próprias, solicita que valores a que teria direito de receber no momento, sejam cobrados dos consumidores em reajuste posterior.

250. **Identificou-se, ainda, que têm aumentado a quantidade de diferimentos de Parcela B nos reajustes tarifários homologados pela Aneel. E há risco de que a eventual aplicação sucessiva de diferimentos, envolvendo uma quantidade maior de distribuidoras, e criando novos custos aos consumidores, e com a responsabilidade cada vez maior no êxito, ou não, da modicidade tarifária, abra espaço para dúvidas sobre até que ponto diferimentos deste tipo estão se afastando aos poucos do conceito de mera gestão tarifária, regularmente exercido pela Aneel, e passando a assumir a feição de uma política pública em sentido estrito, competência que não cabe à Agência. Essa questão é objeto de maior detalhamento no Apêndice A.**

251. Apesar de praticados há anos, os Diferimentos de Parcela B ocorriam em menor quantidade e em ocasiões mais específicas. Foram aplicados de modo relevante nos primeiros ciclos de revisões tarifárias periódica – entre 2003 e 2006, época em que o método da revisão, que impõe benchmarking entre empresas, ainda era recente e havia maior variação em valores referenciais entre empresas. Os diferimentos continuaram a ser realizados em anos seguintes e contribuíram quando se desejava diminuir a volatilidade no valor do preço da energia. A elevada volatilidade das tarifas é indesejável do ponto de vista do consumidor, que pode perder sua capacidade de organizar-se para conseguir pagar fatura de energia em valores muito maiores do que do mês anterior, antes do reajuste.

252. Conforme apurado no Apêndice A, não houve nenhum diferimento de Parcela B em 2016. Nos anos que se seguiram - entre 2017 e 2021 - foram realizados 28 diferimentos, totalizando R\$ 2,3 bilhões. Não se identificou ocorrência relevante de diferimentos em anos seguidos de uma mesma distribuidora. Em 2018, iniciou-se um movimento de ascensão no montante diferido anualmente, até que em 2021 atingiu seu valor máximo no período dos cinco anos examinados. Os diferimentos, que até 2019 envolviam entre 2% e 9% do universo de distribuidoras, passou a alcançar 25% do universo das 53 distribuidoras analisadas. A evolução do montante anual de diferimentos é mostrada na Figura 13.

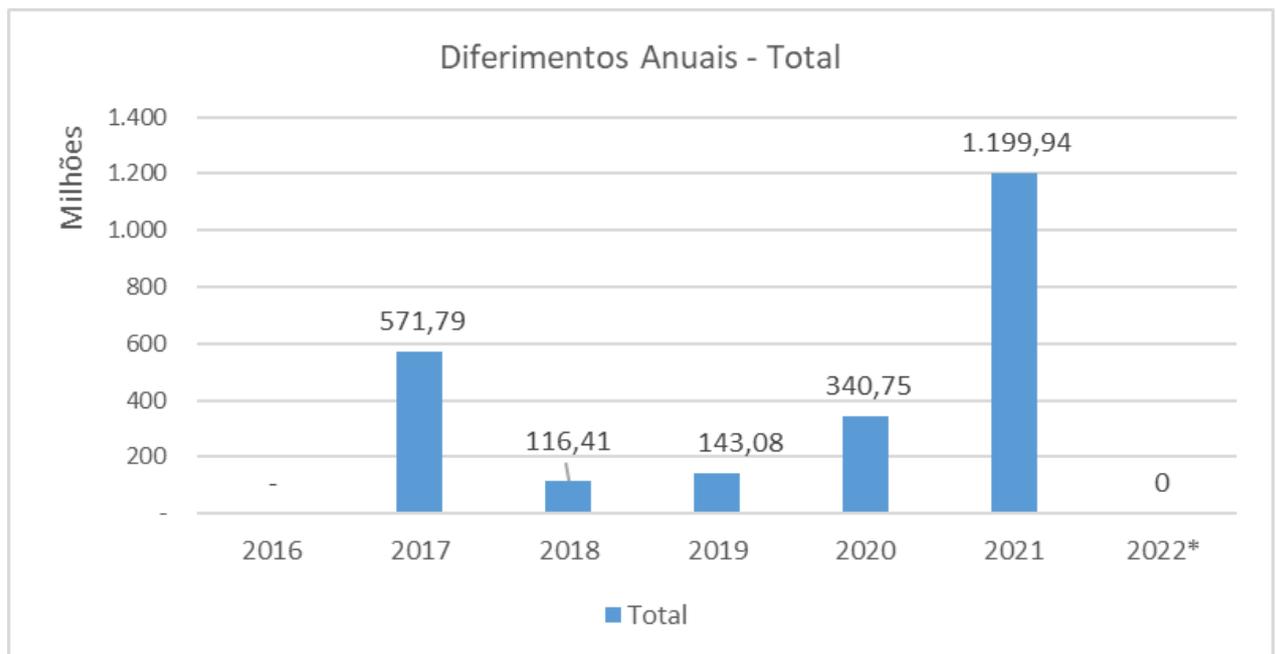


Figura 13 – Diferimentos de repasse tarifário (2016 a 2021) – valor total.

Fonte: Elaboração própria. Dados Aneel (peça 46).

253. Questionada, a Aneel informou não haver diretriz formal de um outro órgão sobre o tema dos diferimentos, como o CNPE ou o MME (peça 20, p. 6). Não há, por exemplo, diretrizes formais sobre quando devem ser aceitas ou rejeitadas pela Aneel propostas de diferimento formuladas por distribuidoras. Há menções na regulamentação para casos especiais sobre forma de repasse de custos e receitas da CDE, mas que não se confundem com o diferimento de Parcela B em questão, o qual tem sido solicitado pelas distribuidoras à Agência. Não se identificou nos processos de 2021 avaliados um pedido de diferimento que tenha sido rejeitado, por exemplo.

254. A Aneel esclareceu também que não há uma meta de reajuste tarifário máximo fixa. A avaliação é feita caso a caso e depende da área de concessão e da conjuntura social e econômica no momento em que o reajuste está sendo aplicado. Entretanto, especificamente nesse ano de 2021, houve uma meta de manter os índices abaixo dos 10%, tendo essa meta não formalizada, em alguns casos, balizado os diferimentos realizados pela Aneel (peça 20, p. 7).

255. A Aneel também informou que não realiza estudos sobre a sustentabilidade de diferimentos no curto, médio ou longo prazos, nem das consequências futuras previstas (peça 20, p. 7). O entendimento da Agência foi no sentido de que a prática de diferir é uma iniciativa que parte da própria concessionária, que após estudos e avaliações, entende ser possível e sustentável prorrogar o recebimento de parcela de receita a que tem direito, por sua conta e risco.

256. A auditoria não identificou nos processos administrativos que documentam os reajustes das distribuidoras em 2021, a presença de tais estudos de impacto dos diferimentos no longo prazo sob o ponto de vista, por exemplo, de capacidade de pagamento ou de impacto para o consumidor no reajuste seguinte, mesmo considerando-se que a regulamentação da Aneel prevê que o montante diferido aumente, devido a juros e atualizações.

257. Entende-se que tais estudos são importantes, principalmente, considerando-se o atual cenário de elevação constante, ano após ano, do montante de valores diferidos e da quantidade de distribuidoras que têm se utilizado desse recurso, conforme mencionado anteriormente.

258. Entende-se recomendável a realização e a disponibilização desses estudos, considerando que as agências reguladoras, além de necessitarem indicar os pressupostos de fato e

de direito que determinam suas decisões, também devem assegurar proporcionalidade e transparência na decisão que vier a tomar em atos de homologação de reajustes (arts. 4º e 5º da Lei 13.848/2019; art. 2º parágrafo único, VI e VII da Lei 9.784/1999; art. 37, caput, da CF/1988 e art. 3º, VI do Decreto 9.203/2017).

259. Sobre esse último ponto, **propõe-se recomendação à Aneel** para que, ao realizar medidas de diferimento de reajustes, também realize análises de impactos futuros, juntando tais análises nos processos administrativos dos respectivos reajustes, e que seja avaliado o custo-benefício de realizar tais medidas. Um dos benefícios esperados caso a medida seja implementada é aumentar a qualidade da deliberação por parte da Diretoria Colegiada da Aneel ao homologar reajustes de tarifas, além de dar transparência e favorecer o controle social sobre os atos de reajuste.

260. **A auditoria também constatou haver risco de esgotamento de medidas mitigadoras neutras do ponto da tarifa no futuro, ou seja, que não acarretem comprometimento de reajustes de anos seguintes ou prejudiquem a previsibilidade regulatória.**

261. A conclusão foi extraída ao examinar-se o contexto e a natureza da sequência de decisões adotadas em 2021. Para cumprir a meta de reajustes inferiores a dois dígitos naquele ano, foi preciso que o Estado adotasse providências incomuns, cuja repetição sistemática pode em algum momento prejudicar a previsibilidade regulatória. De outro lado, refletem traços do grau de precariedade dessas ações.

262. A Aneel chegou a suspender temporariamente o direito contratual de sete concessionárias distribuidoras - Energisa Mato Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul, Energisa Sergipe, CPFL Paulista, Enel Ceará, Coelba e Cosern (peças 44 e 45) - a ter tarifas reajustadas após 12 meses do último reajuste. Também extrapolou os trinta dias que a lei conferiu à Agência para analisar e se manifestar sobre tais pedidos de reajuste. E, por fim, postergou o processamento das propostas de reajuste com base em justificativas que fugiram a uma busca de comprovação de fatos alegados pelas distribuidoras para o reajuste ou dos índices utilizados, situação essa que é vedada pelo §1º do art. 15 da Lei 9.427/1996.

263. Foi somente em 22/4/2021, após a realização do acordo setorial com as distribuidoras do qual resultaram os Mecanismos de Mitigação de Efeitos Tarifários, que o colegiado da Agência retomou a apreciação desses sete pedidos de reajuste (peças 44 e 45). O andamento dos reajustes foi suspenso pela Aneel porque envolviam contratos de concessão que preveem atualização de custos gerenciáveis (Parcela B da tarifa) indexados ao IGP-M, o qual sofreu forte alta no período, com prognóstico de reajustes em nível superior ao que o governo estava disposto (menor que dois dígitos). A solução encontrada no acordo permitiu que os reajustes médios das tarifas dessas empresas caíssem de cerca de 24% para 8,93%.

264. Ocorre que, segundo declaração do Diretor-Geral da Aneel, as negociações com as distribuidoras não foram fáceis e, a cada ano, são diminuídas as margens em que a Aneel pode atuar para fazer frente a cenários adversos de pressão tarifária (peça 44).

265. O receio contra elevados reajustes na energia elétrica em 2021 também adquiriu uma componente política que ultrapassou a esfera da agência reguladora. Em 20/2/2021, cerca de dois meses antes de a Aneel ter decidido suspender os reajustes, o Chefe do Executivo, havia prometido em discurso a apoiadores que também agiria no mercado de energia elétrica, em momento em que apresentava críticas à política de preços que estava sendo praticada em outro setor de infraestrutura, o de Petróleo e Gás. Àquela época, a Petrobras poderia reajustar o preço dos combustíveis no País em 32%, um nível de reajuste que foi classificado como intolerável pelo Presidente (<https://veja.abril.com.br/brasil/vamos-meter-o-dedo-na-energia->

eletrica-diz-bolsonaro/, acesso em 7/10/2021).

266. *Ademais, tal como mencionado na seção IV.1 e na introdução do Capítulo V, no decorrer da presente auditoria foi publicada mais uma medida provisória que buscou mitigar ou diluir reajustes tarifários em 2022, mas postergando custos para os anos seguintes (MP 1.078/2021). Conforme já relatado no TC 016.319/2021-4, que aborda o acompanhamento das ações tomadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021, a edição da referida MP foi uma “medida emergencial que não teria o condão de resolver os problemas estruturais do setor”.*

267. *Ocorre que a MP 1.078/2021 foi a segunda medida tomada em menos de dois anos para a realização de empréstimos para solucionar os impactos financeiros de agentes do setor. A primeira medida nesse sentido foi a MP 950/2020 que criou a Conta-Covid (abordada nos parágrafos 153-155). Houve ainda outra MP que redirecionou recursos para evitar impactos tarifários, a MP 998/2020 (abordada no parágrafo 200).*

268. *A regulamentação desse novo empréstimo foi objeto de consulta pública no âmbito da Aneel (Consulta Pública 2/2022) e prevê a contratação de até R\$10,8 bilhões de empréstimos que serão repassados ao consumidor. Em sua primeira tranche, os empréstimos totalizam até R\$5,3 bilhões e serão depositados nas próximas semanas na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e posteriormente repassados às distribuidoras, conforme os quantitativos solicitados pelos agentes e aprovados pela Aneel. Nesse montante estariam inclusos cerca de R\$ 2,32 bilhões de diferimentos concedidos nos processos tarifários de 2021 e 2022 (R\$ 1,42 bilhão referente a 2021 e R\$ 910 milhões relativos a 2022) (peça 82, p. 21-24). Os outros itens que completam o valor total de R\$ 5,3 bilhões da operação são os seguintes: R\$ 0,54 bilhões proveniente do Saldo Conta Bandeiras previsto para o mês de abril; R\$ 0,79 bilhões de importação de energia realizado entre julho e agosto de 2021; e R\$ 1,68 bilhões relativo ao bônus a ser pago no âmbito do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica. Ou seja, o empréstimo nomeado como Conta Escassez Hídrica, em sua primeira tranche, conforme também registrado no TC 016.319/2021-4 dedicará 44% dos montantes para diferimentos ocorridos em 2021 ou até 8 de abril de 2022.*

269. *Vê-se, pois, que seja por meio da edição de Medidas Provisórias, as quais, pela lógica constitucional, são medidas reservadas para tratar casos que envolvem matéria urgente e relevante, ou pela criação de medidas emergenciais para evitar reajustes com níveis elevados em determinado ano, o Executivo tem atuado no sentido de apenas mitigar o efeito de problemas que têm afetado negativamente a tarifa, porém, sem resolvê-los em definitivo ou sem criar custos adicionais futuros.*

270. *As diligências promovidas na auditoria indicaram que, apesar da preocupação do Executivo com elevados patamares de reajuste, não há, por exemplo, uma diretriz do CNPE para nortear um caminho a ser trilhado em anos seguintes, notadamente para reduzir estruturalmente os custos mais elevados que compõem a tarifa, notadamente a Parcela A.*

271. *Dada a ocorrência reiterada e buscando dar maior previsibilidade a medidas como a obtenção de empréstimos em nome do consumidor para alívio tarifário no curto prazo e diminuir o caráter subjetivo do processo de tomada de decisão, propõe-se **recomendar** ao MME que, no âmbito do plano para a modicidade tarifária proposto na subseção III.1, defina critérios e premissas para nortear eventuais novos empréstimos em nome dos consumidores.*

V. DO MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DE POLÍTICA PARA MODICIDADE TARIFÁRIA

272. *Este capítulo retoma a análise realizada sob o modelo do ciclo das políticas públicas abordado na seção III. No entanto, o foco recai na avaliação dos resultados das medidas implementadas.*

273. Ainda que não existam diretrizes e objetivos claros para a política tarifária, buscou-se verificar se as iniciativas governamentais voltadas à modicidade tarifária vêm sendo apropriadamente monitoradas e avaliadas.

V.1. Inadequado monitoramento e avaliação de iniciativas para modicidade tarifária

274. A avaliação de políticas públicas, que até pouco tempo se situava em grande medida no campo das boas práticas, recomendações aos órgãos e normas infralegais, tornou-se um mandamento com amparo constitucional a partir da Emenda Constitucional 109/2021, que incluiu o § 16 ao artigo 37 da Constituição Federal, tornando obrigatória aos órgãos e entidades da administração pública a avaliação de políticas públicas, inclusive com divulgação dos resultados alcançados. Embora ainda careça de regulamentação legal, a norma possui eficácia e tem como objetivo institucionalizar, organizar e estruturar a avaliação das políticas públicas.

275. Apesar da existência de monitoramento da evolução histórica dos valores das tarifas pelo MME, identificou-se que não há um plano estruturado de monitoramento e avaliação dos resultados das diversas iniciativas governamentais associadas à política tarifária do setorelétrico. Na medida em que não há objetivos e diretrizes claros, assim como indicadores e metas formalmente estabelecidos, as iniciativas governamentais voltadas para a modicidade tarifária carecem de um acompanhamento estruturado. A ausência de avaliação sistemática da política tarifária prejudica o aprimoramento das ações voltadas a modicidade tarifária no curto, médio e longo prazo.

276. Ressalta-se que a carência de diretrizes, princípios norteadores e objetivos claros, assim como indicadores, metas formais e um plano estruturado buscando modicidade tarifária dificulta ou mesmo inviabiliza o adequado monitoramento e avaliação da política tarifária.

277. O Decreto 9.203/2017, em seu artigo 3º, elenca entre os princípios da governança pública (i) a capacidade de resposta, (ii) a melhoria regulatória, (iii) a prestação de contas e (iv) a transparência. Para que estes princípios sejam plenamente atendidos, é fundamental o monitoramento e a avaliação das políticas públicas por parte da Administração Pública. Nessa mesma linha, o artigo 4º, incisos I e III, estabelece como diretrizes da governança pública: (i) direcionar ações para a busca de resultados para a sociedade; e (ii) monitorar o desempenho e avaliar a concepção, a implementação e os resultados das políticas. E como um dos mecanismos para o exercício da governança pública, o artigo 5º inclui o controle, que compreende processos estruturados para mitigar os possíveis riscos com vistas ao alcance dos objetivos institucionais e para garantir a execução ordenada, ética, econômica, eficiente e eficaz das atividades da organização. Já o artigo 6º atribui à alta administração dos órgãos e entidades o dever de implementar e manter mecanismos, instâncias e práticas de governança em consonância com os princípios e as diretrizes estabelecidas neste decreto e, em seu parágrafo único, estabelece que os mecanismos, as instâncias e as práticas de governança de que trata o caput deverão incluir formas de acompanhamento de resultados.

278. O Decreto 10.531/2020, por sua vez, instituiu a Estratégia Federal de Desenvolvimento para o Brasil no período de 2020 a 2031 e estabeleceu que os órgãos e as entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverão considerar, em seus planejamentos e em suas ações, as diretrizes, os desafios e as orientações estabelecidos no decreto. Sobre monitoramento e avaliação há a orientação para incorporar ao processo decisório as práticas de avaliação periódica de eficácia e efetividade das políticas públicas e dos subsídios, de forma a buscar o fortalecimento das capacidades de governança e gestão do Estado.

279. Além disso, o Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas do TCU expõe que o monitoramento e a avaliação das políticas públicas devem assegurar aprendizado e aperfeiçoamento contínuos e criar condições para que haja accountability.

280. O Referencial de Controle de Políticas Públicas do TCU expõe que as políticas públicas precisam ser continuamente avaliadas para garantir que as intervenções operem conforme o planejado, que o desempenho destas seja eficiente e adequado e que entreguem produtos e serviços de qualidade ao menor custo e que os objetivos sejam alcançados. Elenca como boas práticas avaliar a coerência, a eficácia, a efetividade, os impactos e a sustentabilidade da política pública.

281. Ao serem questionados formalmente sobre o processo de acompanhamento das iniciativas governamentais com reflexo no valor das tarifas, gestores do MME responderam que não há um plano estruturado e sistêmico para monitoramento e avaliação das iniciativas governamentais relacionadas a modicidade tarifária (peça 36).

282. Em resposta a ofício, o MME ressaltou que publica Informativo Tarifário, com a evolução das tarifas. Porém, em análise do documento citado, observou-se que este não se propõe a monitorar ou avaliar políticas públicas, mas a apresentar informações sobre as tarifas, tributos, subsídios e encargos, retratando a evolução e a dinâmica regulatória nos processos de reajustes e revisões. O documento não avalia a eficácia, a efetividade ou a sustentabilidade das ações governamentais. Também não monitora o desempenho operacional das ações, assim como não contempla indicadores vinculados a metas ou objetivos

283. O MME também foi questionado em relação a duas iniciativas com relevantes impactos tarifários trazidos pela MP 688/2015: a repactuação do risco hidrológico e a bonificação pela outorga de concessão de geração, transmissão e distribuição. Em resposta, os gestores afirmaram que não possuíam informações a serem prestados acerca da existência ou não de monitoramento e avaliação dos efeitos, dos impactos tarifários ou de possíveis divergências entre os efeitos esperados e os obtidos, nem sobre eventuais pontos de melhoria que possam ter sido identificados (peça 36).

284. Adicionalmente, foi analisado o 3º ciclo de monitoramento do planejamento estratégico do MME, que contempla diversos indicadores e objetivos estratégicos definidos para o período de 2017 a 2019 (peça 61), porém não foi encontrado nenhum indicador relacionado especificamente à política tarifária.

285. A falta de um adequado desenho, estruturação e institucionalização da política tarifária acaba inviabilizando um sistema estruturado de monitoramento e avaliação das iniciativas desenvolvidas.

286. A carência de uma sistemática estruturada de monitoramento e avaliação tem diversos efeitos negativos. Tende a prejudicar o processo de tomada de decisões baseadas em evidências, o que pode resultar na manutenção de iniciativas ineficientes, ineficazes, não efetivas, antieconômicas ou não sustentáveis. A falta de controle também dificulta a evolução e a otimização das iniciativas e reduz a transparência quanto à qualidade e ao valor público das iniciativas. Além disso, uma política pública que não é monitorada durante a sua execução, nem avaliada posteriormente, possui um maior risco de não atingimento dos objetivos e uma consequente redução de sua eficiência, sua eficácia e seu impacto em favor da sociedade.

287. Do exposto, conclui-se que inexistente uma sistemática estruturada de monitoramento e avaliação das iniciativas para modicidade tarifária, consequência da baixa maturidade da governança da política tarifária, o que prejudica a tomada de decisões, o alcance de objetivos e metas e o controle das iniciativas, elevando risco de baixa efetividade da política. Como órgão competente, o MME, a partir da definição de diretrizes por parte do conjunto de atores que

integram o CNPE, tem o poder-dever para estruturar, formalizar e institucionalizar a política tarifária do setor elétrico, definindo objetivos, metas, indicadores, monitorando a execução e avaliando a política de forma a buscar a modicidade tarifária. A adoção dessas medidas constitui-se em um requisito do serviço público adequado e um pressuposto para o atendimento ao princípio constitucional da defesa do consumidor.

288. *Em sua manifestação (peça 80) apresentada a partir da leitura da versão preliminar do relatório de auditoria, o MME argumentou que a tarifa de energia não é um resultado que se busca obter, mas resultante de custos que devem ser cobertos, como também um instrumento para viabilizar a distribuição de energia elétrica. A argumentação do MME sustentou que o estabelecimento de metas não trará melhorias e envolverá mais custos sem trazer benefícios. Segundo os gestores, monitorar a tarifa não impedirá que procedimentos inadequados continuem a ser adotados.*

289. *Conforme está detalhado na análise desenvolvida no Apêndice C, a sistemática para monitoramento e avaliação proposta não é apenas da tarifa de energia, mas sim da política tarifária formalizada e do plano de modicidade proposto. A utilização de indicadores permite acompanhar o planejamento realizado e pode, efetivamente, indicar a necessidade de medidas adicionais ou a correção procedimentos inadequados, quando que se observa que os objetivos almejados não estão sendo alcançados. O monitoramento das tarifas, em que pese não garantir, por si só, tarifas mais baixas, é uma obrigação e serve para identificar eventuais distorções entre o que é previsto e desejado e o que efetivamente está ocorrendo, sinalizando a necessidade de eventuais medidas adicionais.*

290. *Diante da irregularidade evidenciada e considerando que a implementação das providências imediatas necessárias para sanar a irregularidade não são factíveis em virtude da complexidade do tema, propõe-se: **determinar ao MME** que, em 360 dias, inclua no plano estruturado para a busca modicidade tarifária do setor elétrico proposto na seção III.1, um programa sistematizado de monitoramento e avaliação da política tarifária, bem como das demais ações relacionadas à modicidade tarifária.*

291. *Enfim, o estabelecimento de um programa estruturado para monitoramento e avaliação permitirá a identificação mais tempestiva de disfunções na política tarifária e o aperfeiçoamento das políticas públicas corretas. Permitirá saber se a política está alinhada com as demandas da população, se é coerente com outras intervenções públicas, se os objetivos e metas estão sendo ou foram alcançados, se produziram os resultados esperados e se os efeitos são sustentáveis.*

VI. CONCLUSÃO

292. *A atual política tarifária do setor elétrico está fundamentada em várias leis, instrumentos contratuais e normas e decisões do ente ministerial e do órgão regulador. Os principais normativos estão listados no Apêndice D. Merece menção o fato de que não existem formalmente diretrizes, princípios norteadores, objetivos claramente definidos nem metas e indicadores de desempenho.*

293. *Concluiu-se que, na ausência de uma política tarifária do setor elétrico no Brasil devidamente institucionalizada e estruturada, o conjunto de iniciativas governamentais frequentemente é pouco articulada entre si e limita-se a procurar solucionar problemas emergenciais, o que não tem possibilitado a geração de tarifas módicas e que sejam sustentáveis no médio e longo prazo.*

294. *A ausência da institucionalização da política tarifária também prejudica a avaliação e monitoramento das tarifas, pois não há metas a serem alcançadas nem indicadores a acompanhar.*

295. *Ainda que não exista a política institucionalizada e estruturada, pode-se afirmar que não há o monitoramento satisfatório das diversas medidas que afetam a modicidade tarifária.*
296. *Sem uma sistemática estruturada de monitoramento e avaliação tarifária surgem diversos efeitos negativos, prejudicando a transparência do setor e dificultando o acompanhamento pela sociedade civil. Além disso, também ficam prejudicadas as decisões dos gestores, seja pela falta de objetivos a alcançar seja pela maior dificuldade em se corrigir políticas que não alcançam os resultados previstos, já que os resultados não são apurados sistematicamente,*
297. *O peso da tarifa sobre os consumidores regulados – abrangendo consumidores residenciais, industriais e comerciais - tem aumentado acima de outros custos incorridos pela sociedade. Além de pressionar o orçamento das famílias, tem contribuído negativamente para a competitividade do Brasil.*
298. *Grandes consumidores, que se enquadram nos requisitos legais e regulamentares, podem migrar para o mercado livre e usufruir de uma redução de custos estimada em 30% do que experimentaríamos no mercado regulado.*
299. *A promoção da modicidade tarifária, apesar de, formalmente, ser um dos pilares do atual modelo do setor elétrico, em vigor desde 2004, não tem conseguido o êxito desejável. O planejamento setorial e o processo regulatório frequentemente têm tratado a modicidade tarifária como mera consequência do resultado de mecanismos de mercado que, por si só, produziriam eficiência, e de iniciativas governamentais voltadas à preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.*
300. *Apesar de materialmente relevantes, há outras causas, além da carga tributária do País e da desvalorização do real frente ao dólar, que explicam o elevado patamar atual das tarifas de energia elétrica. Várias causas, apresentadas de forma não exaustiva no presente relatório, são reflexos de medidas provisórias, decisões e outras ocorrências anteriores que incluíram no cômputo das tarifas valores bilionários, que estão sendo cobrados agora e que ainda permanecerão por alguns anos. Alguns dos fatores decorrem da carência de estruturação da política tarifária, sobretudo de deficiências no planejamento e de acompanhamento da implementação das políticas.*
301. *A falta de uma política eficaz para otimizar de modo permanente os custos que compõem a fatura de energia elétrica tem levado à tomada de sucessivas medidas excepcionais por órgãos como a Aneel e o MME, mas que têm um efeito apenas paliativo. Parte das medidas apenas postergam custos para próximos reajustes, que se somam a atualizações monetárias e a juros remuneratórios.*
302. *Como as medidas paliativas não atacam as causas do problema da elevada tarifa, posterga-se a sua solução, fazendo com que ele cresça a cada ano. Enquanto se espera o enfrentamento das causas, o Brasil tem uma das maiores tarifas no mundo, na condição de país com potencial para produção de energia barata, mas conta de luz cara, e afastando-se dos objetivos de ampliar a competitividade do Brasil no mercado internacional (art. 1º, XI da Lei 9.478/1997) e, no mercado nacional, de assegurar um serviço público adequado caracterizado por tarifas módicas (art. 6º, §1º da Lei 8.987/1995).*
303. *Esse cenário, de deficiências na institucionalização da política tarifária, de ausência de planejamento estruturado visando modicidade tarifária, de crescimento das tarifas acima da inflação, de tarifas elevadas quando comparadas a outros países e da frequente adoção apenas de medidas paliativas, com a postergação da solução de questões estruturais, indica uma tendência de insustentabilidade e de maior pressão sobre a modicidade tarifária no médio e longo prazo caso nada seja feito.*

304. Além da necessária transparência, é importante que propostas de criação, expansão ou aperfeiçoamento de medidas governamentais que impactam o valor da tarifa sejam devidamente fundamentadas e analisadas previamente, bem como acompanhada a sua implantação e avaliados os resultados obtidos das intervenções.

305. Por fim, menciona-se que a manifestação do MME quanto ao relatório preliminar não contesta a situação encontrada propriamente. A descrição feita pelo Ministério sobre o processo vigente para o desenvolvimento das iniciativas governamentais relacionadas com a política tarifária é muito semelhante à retratada no relatório de auditoria. As ressalvas apresentadas dirigem-se mais sobre o que seria desejável frente às condições vigentes. Por exemplo, o MME não apresentou argumentos no sentido de que há um planejamento estruturado relacionado às tarifas de energia. Na verdade, questionou a sua viabilidade. No mesmo sentido, o MME também não discordou de que os valores pagos pelos consumidores têm crescido acima da inflação, nem que os valores cobrados no Brasil são elevados frente a parâmetros internacionais. A Aneel, por sua vez, não apresentou qualquer objeção ou contribuição ao relatório preliminar.

VII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

306. Sugere-se a remessa dos autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator Benjamin Zymler, com as seguintes propostas de encaminhamento, com fundamento nos arts. 71, inciso IV, da Constituição Federal, 1º, inciso II, e 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, incisos II e III, do Regimento Interno:

307. Determinar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com base no art. 4º da Resolução-TCU 315, de 2020, que, no prazo de 120 dias, estabeleça **diretrizes e objetivos para a política tarifária do setor elétrico**, em especial considerando que a modicidade tarifária é um dos requisitos para a prestação de serviço público adequado de energia elétrica, em conformidade com o disposto no art. 174, caput, da Constituição Federal e do art. 6º do Decreto 9.203/2017; art. 1º, III, X, e XI e art. 2º, VI, da Lei 9.478/1997 (seção III.1);

308. Determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com base no art. 4º da Resolução-TCU 315, de 2020, que, em 360 dias, em conformidade com o art. 174, caput, da Constituição Federal e o art. 6º do Decreto 9.203/2017; e o art. 41, IV e VI da Lei 13.844/2019 e art. 1º, VI e IX; art. 15, inc. I, VI, VII, XIII e XX; art. 16, inc. I, XII e XIX; art. 18, VII, IX, X; art. 19, I, II, IX e XIV art. 20, inc. IV; art. 21, inc. I, II, VI e IX; art. 22, inc. VI, do Anexo I do Decreto 9.675/2019:

a) elabore **plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico**, que contemple, entre outros aspectos, indicadores e metas, projeções para o valor da tarifa e levantamento de fatores de risco para modicidade tarifária no curto, médio e longoprazos, (seção III.1);

b) inclua no plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico, um **programa sistematizado de monitoramento e avaliação da política tarifária, bem como das demais ações relacionadas à modicidade tarifária** (seção VI.1);

309. Recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com base no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que o **plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico**:

a) seja elaborado com base em metodologia semelhante à adotada no Relatório de Modernização do Setor Elétrico conduzido sob liderança do MME, ou seja, contemplando a realização de consultas públicas, a formalização de grupo de trabalho interinstitucional e baseado em diagnósticos prévios (seção III.1);

b) *seja incluído como uma das ações ou frentes de atuação da implementação da modernização do Setor Elétrico regulamentada pela Portaria Normativa GM/MME 31/2021 (seção III.1);*

c) *contemple os seguintes elementos, tendo em vista o que dispõem os arts. 37, § 16; o art. 6º do Decreto 9.203/2017, os arts. 1º e 2º da Lei 9.478/1997 e o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 das Nações Unidas (ODS 7):*

c.1) *o estabelecimento e uso de indicadores de desempenho para o monitoramento da evolução do valor da tarifa de energia elétrica que levem em consideração aspectos sociais, o comprometimento dos orçamentos familiares para pagamento da tarifa de energia elétrica e o impacto na competitividade da indústria nacional e que permitam comparação das tarifas com as praticadas em s, bem como o confronto de sua evolução com índices inflacionários (seção IV.1);*

c.2) *elaboração de estudos técnicos a respeito das causas do elevado patamar das tarifas de energia no Brasil neste trabalho e de seus impactos, que contemplem, entre outros fatores, o repasse do risco hidrológico ao consumidor, a exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo e a redução de mercado consumidor cativo regulado, incluindo a possibilidade de elaborar ou apresentar análises que indiquem outras causas a serem tratadas (seção V.1);*

c.3) *definição de estratégias de atuação sobre os fatores causais que oferecem oportunidade de mitigação e gerenciamento dos problemas que contribuem para o elevado patamar das tarifas (seção V.1); e*

c.4) *definição de critérios e premissas para nortear tomadas eventuais de novos empréstimos, que venham a constituir dívida a ser saldada por consumidores (seção V.2);*

310. *Recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do diferimento, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que seja avaliado o custo-benefício de se realizar tais medidas (seção V.2);*

311. *Nos termos do art. 8º da Resolução TCU 315, de 2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de encaminhar à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, o Acórdão, o Relatório e o Voto que antecederem a deliberação do colegiado sobre a presente fiscalização, com vistas a informar a situação encontrada em relação à política tarifária e contribuir com o debate de projetos de lei correlatos ao tema, em especial o PL 414/2021, que propõe reforma do modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, além de outras alterações, eo PL 1.917/2015, que dispõe sobre portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica, além de outras providências; e*

312. *Nos termos do art. 8º da Resolução-TCU 315, de 2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de monitorar todas as recomendações que vierem a ser expedidas.”*

É o relatório.

VOTO

Trata-se de auditoria operacional com o objetivo de avaliar a existência, a efetividade e a coerência da política tarifária do setor elétrico brasileiro.

2. As análises empreendidas pela SeinfraElétrica envolveram o conjunto de iniciativas e decisões governamentais, dentre ações, normas, atos regulatórios e administrativos, produção legislativa e demais decisões, a materializar uma mobilização política e administrativa – o que se convencionou titular como “política pública” – adotadas entre os anos de 2013 e 2021, impactantes nas tarifas de energia dos consumidores no mercado regulado.

3. O objetivo foi apurar se as iniciativas voltadas para a modicidade tarifária cumprem os requisitos mínimos de uma boa política pública. Também se examinou como as tarifas se apresentam frente aos valores praticados internacionalmente, quais são as perspectivas de sustentabilidade das contas de energia elétrica a longo prazo e as respectivas causas para o alto valor das contas de energia, identificando as principais dificuldades para reduzi-las.

4. De sorte a entender a abrangência e os desafios do presente trabalho, anoto que o volume de recursos fiscalizado supera os R\$ 211 bilhões, tomando por base a soma dos valores que todos os consumidores do ambiente de contratação regulada pagaram às respectivas distribuidoras, no ano de 2020. Qualquer aumento, nesse montante, impacta diretamente a inflação, em efeito cascata em todo o setor produtivo. Tarifas caras têm efeito imediato na vida do cidadão, eminentemente o mais pobre. Além disso, a disponibilidade/universalidade do fornecimento de energia relaciona-se intimamente aos princípios constitucionais de segunda e terceira geração, como a qualidade de vida e a dignidade humana.

5. Em verdade, existe um dilema – comum a toda regulação de mercado pelo governo – em equilibrar as políticas voltadas a baixar o preço do serviço com o prestígio aos demais valores regulatórios e/ou requisitos legais dos demais serviços públicos concedidos, como a continuidade, a generalidade, a atualidade, a cortesia e a segurança. Ao tempo em que se deseja o melhor serviço prestado pela menor tarifa possível, há de se cuidar também para a existência de um mercado competitivo e saudável, cuja previsibilidade regulatória é mais que desejável. No caso específico do mercado de energia elétrica, esses dilemas assoberbam-se, em face de discussões atualíssimas sobre “transição energética”, com diminuição da emissão de carbono, a digitalização das redes, a modulação da geração e a diversificação da malha. Enfileiram-se ao problema, o aumento exponencial dos custos dos combustíveis fósseis, discussões sobre independência energética, crises econômicas e geopolíticas mundiais, demandas ambientais, além da própria pandemia da Covid-19.

6. Como situa o brocardo popular, “*são muitos pratos para manter girando*”. As decisões governamentais e regulatórias nessa área espraiam-se em diversas outras funções de governo: economia e planejamento (mais inflação, maiores os juros e maior o endividamento); indústria; agricultura; meio ambiente; infraestrutura; só para citar algumas. Sem esquecer dos efeitos sociais e políticos.

7. Antecipo, portanto, que versar sobre “*políticas públicas voltadas à modicidade tarifária*” no setor elétrico é assunto intrinsecamente complexo, porquanto é multicausal, multidisciplinar, multifuncional e de tormentosa previsibilidade, em face de suas múltiplas consequências e interdependência decisória, a carecer da articulação de atores e pastas governamentais diversas.

8. Tal reconhecimento tanto pode redundar em um “engessamento” das políticas voltadas especificamente ao tema, tornando o assunto lateral, em comparação a outras políticas e princípios regulatórios, como ao contrário: podem levar a decisões ad hoc, tomadas de forma não planejada e açodada, sem a avaliação consecutiva das finas engrenagens que giram de forma articulada ao preço de

energia. Os efeitos de ações voluntaristas, ou que tendam a conferir soluções momentâneas, sem uma perfeita ponderação desses riscos, cobrarão então o seu preço por décadas (**vide** o efeito nas tarifas, até hoje e para o futuro, das MPs 579/2012 e 688/2015).

9. Creio que, nesse nível de codependência, o diálogo intra e extragovernamental, a transparência decisória e a certeza regulatória são sempre caminhos a serem fomentados. A definição precisa de prioridades catalisa a declaração de objetivos e respectivas metas e gestão de riscos para atingi-las. Assim o é para qualquer resultado declarado desejado, inclusive para políticas priorizadas. Se não há prioridade clara – em face dos tantos “*pratos a girar*” –, tampouco existem diretrizes, metas e objetivos definidos; não há gestão de riscos; não há coerência decisória; prejudica-se a estabilidade regulatória, e, principalmente, não há prestação de contas. Resultados indesejados serão, assim, culpa do acaso, o que termina por reduzir o pleno domínio do alcance de objetivos de interesse público por parte dos gestores.

10. E é nesse guia que ponderei os achados de auditoria e os respectivos encaminhamentos ofertados pela SeinfraElétrica, já ressaltando que reconheço o imenso desafio de ofertar sugestões de solução para o problema, tanto para a unidade técnica, quanto (principalmente) para os órgãos e entidades aos quais se propôs encaminhamentos: Ministério de Minas e Energia; Agência Nacional de Energia Elétrica e Conselho Nacional de Política Energética.

11. Nessa acepção, e considerando a legitimidade do governo eleito de priorizar as suas políticas em meio a tal complexidade – quaisquer que sejam –, antecipo que me inclino a aposição de recomendações, em vez de as determinações sugeridas no relatório instrutivo, assunto sob o qual aprofundarei com mais detalhes no corpo deste voto.

II – Questões de fiscalização e achados de auditoria

12. Como norte comparativo, diante da ausência de definição legal/normativa para o termo política pública, a equipe de fiscalização seguiu o estabelecido no “*Referencial de Controle de Políticas Públicas*” do TCU, de 2020. Segundo a publicação:

“Considerando o mandato e as competências dos órgãos de controle externo no Brasil, para fins do presente Referencial de Controle de Políticas Públicas, são consideradas políticas públicas o conjunto de intervenções e diretrizes emanadas de atores governamentais, que visam tratar, ou não, problemas públicos e que requerem, utilizam ou afetam recursos públicos”

13. Dentro desse contexto, são consideradas políticas públicas não apenas aquelas explicitadas em atos normativos, como, por exemplo, as constantes dos programas e planos governamentais (plurianuais, nacionais, setoriais, regionais, organizacionais), mas, também, outras ações concretas e diretrizes, emanadas de atores políticos/governamentais, mesmo que não regulamentadas em ato normativo, que orientam a ação – ou inação – estatal e da sociedade quanto ao tratamento de problemas públicos.

14. Nesse norte, formularam-se as seguintes questões de auditoria:

- 1) As iniciativas governamentais voltadas para a modicidade tarifária do setor elétrico são devidamente estruturadas, formalizadas, institucionalizadas e articuladas?
- 2) Como as tarifas aplicadas aos consumidores cativos no Brasil se apresentam frente aos valores praticados internacionalmente e às necessidades internas brasileiras e quais as perspectivas quanto à sustentabilidade no longo prazo?
- 3) Quais fatores explicam o patamar atual do valor das tarifas e as dificuldades para reduzi-las?

4) As iniciativas governamentais voltadas para a modicidade tarifária do setor elétrico são adequadamente monitoradas e avaliadas?

15. A unidade técnica, então, em resumo, assim respondeu aos quesitos formulados:

- a) as iniciativas governamentais para a modicidade tarifária não se apresentam devidamente estruturadas, formalizadas e institucionalizadas;
- b) aumento tarifário elevado para consumidores regulados supera a inflação, no período entre 2001 a 2020;
- c) a tarifa de energia elétrica no Brasil é elevada, em comparação a valores praticados internacionalmente;
- d) ensaiaram-se as principais causas do elevado patamar das tarifas de energia no Brasil, nos últimos anos;
- e) enumeraram-se algumas medidas consideradas paliativas para o alívio tarifário, com alcance limitado e carente de avaliação de impacto futuro; e
- f) inadequado monitoramento e avaliação de iniciativas para a modicidade tarifária.

16. Em mais detalhes, ainda que sumariamente, apurou-se a ausência de diretrizes, de princípios norteadores e de objetivos claros para a política de preços para o setor elétrico, além de metas formais e de indicadores que permitam a respectiva avaliação. A ausência desses elementos, segundo a unidade técnica, tem prejudicado o alcance da modicidade das tarifas, conforme exigido pela Lei 8.987/1995 e pelo marco legal do setor. A modicidade tarifária teria sido entendida pelos atores governamentais como naturalmente obtida mediante a aplicação de todas as normas aplicáveis, sem haver maiores ações voltadas objetivamente a tais objetivos. Fato é que, de acordo com a SeinfraElétrica, a ausência de um planejamento estruturado visando modicidade tarifária para o setor tem prejudicado a execução e o êxito de iniciativas que ultimam promover a redução do valor pago pelo consumidor.

17. Identificou-se, além disso, que, nos últimos vinte anos, a tarifa cresceu acima da inflação oficial, não refletindo o potencial de gerar energia elétrica a preço baixo. A tarifa residencial brasileira é uma das mais caras do mundo, em especial quando se compara o poder de compra em cada país. Na indústria, em face dos elevados valores, a “alta” prejudica a competitividade da indústria nacional. Fato é que as razões do elevado patamar atual da tarifa vão além da elevada carga de tributos e encargos que incidem sobre o setor elétrico. Várias delas são reflexo direto de medidas e escolhas que tiveram e continuarão tendo impacto bilionário nas faturas de energia nos próximos anos, como o ato de transferir o risco hidrológico para o consumidor (mais de R\$ 70 bilhões entre 2015 e julho de 2021).

18. Com a carência de um planejamento eficaz relacionado à modicidade tarifária – ou pelo menos objetivos e diretrizes declarados para tal –, o Estado empreende esforços paliativos, como empréstimos e diferimentos de reajustes que oneram ainda mais o consumidor, no longo prazo. Identificou-se, aliás, um crescimento expressivo na quantidade de diferimentos de reajustes. Ambas as medidas têm um efeito redutor momentâneo nas tarifas, mas que criam compromissos de custos ainda maiores para exercícios futuros e postergam a resolução do problema.

19. O resultado são contas crescentes e de difícil governabilidade redutora: existem, já, numerosos compromissos assumidos, mas ainda não computados nas contas de luz de 2021, que onerarão os valores da conta de energia até, pelo menos, 2028.

20. Segundo a unidade técnica, esse cenário, de deficiências na institucionalização da política tarifária, de ausência de planejamento estruturado visando modicidade tarifária, de

crescimento das tarifas acima da inflação, de tarifas elevadas quando comparadas a outros países e da frequente adoção apenas de medidas paliativas, com a postergação da solução de questões estruturais, indica uma tendência de insustentabilidade e de maior pressão sobre a modicidade tarifária no médio e longo prazos caso nada seja feito. Diante dessa consequência, além da necessária transparência, necessário que propostas de criação, expansão ou aperfeiçoamento de medidas governamentais que impactam o valor da tarifa sejam devidamente planejadas, fundamentadas e analisadas previamente, bem como tenham a sua implantação acompanhada e avaliada, quanto aos resultados obtidos a partir dessas intervenções.

21. Nesse quadro, como encaminhamento do trabalho, a SeinfraElétrica sugeriu:

- determinar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que, no prazo de 120 dias, estabeleça diretrizes e objetivos para a política tarifária do setor elétrico, em especial considerando que a modicidade tarifária é um dos requisitos para a prestação de serviço público adequado de energia elétrica;
- determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) que:
 - elabore plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico que contemple, entre outros aspectos, indicadores e metas, projeções para o valor da tarifa e levantamento de fatores de risco para modicidade tarifária no curto, médio e longo prazos;
 - inclua no plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico um programa sistematizado de monitoramento e avaliação da política tarifária, bem como das demais ações relacionadas à modicidade tarifária;
- recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME) que o plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico:
 - seja elaborado com base em metodologia semelhante à adotada no Relatório de Modernização do Setor Elétrico conduzido sob liderança do MME, ou seja, contemplando a realização de consultas públicas, a formalização de grupo de trabalho interinstitucional e baseado em diagnósticos prévios;
 - seja incluído como uma das ações ou frentes de atuação da implementação da modernização do Setor Elétrico regulamentada pela Portaria Normativa GM/MME 31/2021;
 - contemple os seguintes elementos dispostos a legislação em vigor e coerentes com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 das Nações Unidas (ODS 7), assim resumido:
 - estabelecimento e uso de indicadores de desempenho para o monitoramento da evolução do valor da energia, que levem em consideração aspectos sociais, o comprometimento dos orçamentos familiares para pagamento da tarifa de energia elétrica e o impacto na competitividade da indústria nacional e que permitam comparação das tarifas com as praticadas internacionalmente, bem como o confronto de sua evolução com índices inflacionários;
 - elaboração de estudos técnicos a respeito das causas do elevado patamar das tarifas de energia no Brasil neste trabalho e de seus impactos, que contemplem, entre outros fatores, o repasse do risco hidrológico ao consumidor, a exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo e a redução de mercado consumidor cativo regulado, incluindo a possibilidade de elaborar ou apresentar análises

que indiquem outras causas a serem tratadas; e

- definição de estratégias de atuação sobre os fatores causais que oferecem oportunidade de mitigação e gerenciamento dos problemas que contribuem para o elevado patamar das tarifas; e
- definição de critérios e premissas para nortear tomadas eventuais de novos empréstimos, que venham a constituir dívida a ser saldada por consumidores

- recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que, ao realizar medidas de diferimento de custos para os próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício da postergação, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizarem tais medidas;

- encaminhar à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal o Acórdão, o Relatório e o Voto que antecederem a deliberação do colegiado sobre a presente fiscalização, com vistas a informar a situação encontrada em relação à política tarifária e contribuir com o debate de projetos de lei correlatos ao tema; e

- monitorar a decisão proferida.

22. Passo a tratar de cada encaminhamento em específico.

III – Análise dos encaminhamentos sugeridos pela SeinfraElétrica

III.1 – Determinações ao CNPE e ao MME para elaboração de diretrizes e de um plano estruturado para atingimento de metas para a modicidade tarifária

23. Trago, abaixo, os fundamentos para a formulação das determinações sugeridas.

24. Segundo já mencionei, constatou-se a ausência de diretrizes, de princípios norteadores e de objetivos claros para a política tarifária do setor elétrico, além de ausência de metas formais e de indicadores que permitam a avaliação da política. A falta desses elementos prejudicaria o alcance da modicidade tarifária prevista em lei, que vem sendo tratada apenas como uma mera consequência, direta ou indireta, da aplicação de mecanismos de mercado, de regras regulatórias e de ações diversas do Executivo e do Congresso Nacional.

25. Nesse sentido, em extrato, a Lei 9.478/1997 estabelece que o CNPE possui as competências de propor ao Presidente da República a formulação de políticas nacionais e diretrizes destinadas a proteger os interesses do consumidor de energia quanto a preço, de definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica e de estabelecer diretrizes para programas específicos.

26. Do mesmo modo, de forma mais específica, a Lei 13.844/2019 (art. 41, inciso VI), estabeleceu que as diretrizes para o planejamento do setor de energia e para as políticas tarifárias estão dentro da área de competência do MME. Igualmente, o Decreto 9.675/2019, que aprova a estrutura regimental e as competências do MME, definiu diversas unidades de sua estrutura organizacional com a atribuição de executar ações de planejamento relacionadas à sua área de competência.

27. Em verdade, para a unidade técnica, a aposição de políticas claras, com diretrizes e metas bem definidas, além de constituir dever intrínseco do CNPE e do MME, fortalece a governança do setor e contribui para o atingimento dos resultados declarados. Seria um poder/dever do administrador, derivado da obrigação de prestar contas sobre a boa implementação

das políticas públicas ao qual se propõe a praticar, perfiladas aos princípios fundamentais regulatórios, dentre os quais, a própriamodicidade tarifária.

28. Segundo a SeinfraElétrica, “[...] *pode-se afirmar que a modicidade tarifária é requisito não apenas para a prestação de um serviço público adequado, mas principalmente para atendimento ao princípio constitucional da defesa do consumidor e do cumprimento do artigo 170 da CF, que assegura a todos uma existência digna*”.

29. Em argumento de peso, cita-se o novel dispositivo da Carta Magna, criado a partir da Emenda Constitucional nº 109/2021, a exigir instrumentos objetivos para medição de resultados das políticas públicas:

Art. 37 [...]

§ 16. Os órgãos e entidades da administração pública, individual ou conjuntamente, devem realizar avaliação das políticas públicas, inclusive com divulgação do objeto a ser avaliado e dos resultados alcançados, na forma da lei. (grifei)

30. Assim, advindo desse dever de prestar contas, os órgãos e entidades da administração pública devem ter instrumentos objetivos que permitam a avaliação de resultados de suas ações priorizadas, e a ausência absoluta de diretrizes, metas e demais norteadores de resultado padeceriam, desde os mais altos valores constitucionais, de irregularidade.

31. O MME, em comentários prévios ao relatório de auditoria preliminar, defendeu que: (i) desconhece a existência de diretrizes, princípios ou objetivos para a política tarifária e, também, a existência de um plano estruturado buscando a redução dos custos de energia; e (ii) não há projeções ou metas oficiais para o valor das tarifas no curto, médio e longo prazo, inexistindo estudos quanto a fatores que possam prejudicar a dita modicidade tarifária.

32. Acrescentou aquela pasta governamental que o conceito de política tarifária do setor elétrico caracteriza-se como um “pequeno conjunto de diretrizes gerais, algumas não escritas, moldadas a partir dos anos 90 e que passou por poucas alterações desde então” e se posicionou contrário à expedição das determinações sugeridas. Apontou, entre outros, que a tal política seria o resultado de diversas políticas e não subsiste por si só. Além disso, a definição da nominada política seria, em última instância, competência do Congresso Nacional, e não do MME.

33. O Ministério considerou, finalmente, ser inadequada a proposição de metas e indicadores para o alcance de modicidade tarifária. Entende ser praticamente impossível a realização de projeções para o médio e longo prazo para as tarifas, em razão de fatores não controláveis e imprevisíveis. Assim, não poderia haver um valor ideal a ser perseguido. A elaboração de um plano estruturado, portanto, nos moldes sugeridos, seria um desperdício de recursos e não teria efetividade.

34. Em julgamento da questão, de sorte a organizar a análise, divido as discussões em dois tópicos distintos:

- o primeiro, sobre a conveniência e oportunidade da expedição de determinações, em comparação a recomendações, no que toca a assuntos afetos ao planejamento, transparência e motivação de políticas públicas e “melhorias de gestão”;
- o segundo, respectivo à conveniência de expedição de comandos a estabelecer medidas específicas para o efetivo alcance da modicidade tarifária, sem necessariamente abranger outros valores também regulatórios e as demais externalidades dependentes e relacionadas à conta de energia.

35. Quanto ao primeiro ponto, na dicotomia entre expedir determinação ou recomendação, inicio assentindo com a lógica defendida pela unidade técnica. A declaração de diretrizes claras de

política a ser prestigiada, albergando resultados e metas palpáveis, permitem um planejamento mensurável. Planos bem definidos, passíveis de monitoramento e controle, alavancam a eficácia e efetividade da gestão de riscos para atingi-los. Julgo, aliás, que, uma vez priorizada a política, tal aparato de planejamento seja inclusive obrigatório, pautando-me pelo novel art. 37, §16, da Constituição Federal (incluído por meio da Emenda Constitucional nº 109/2021 – **vide** itens 26 e 27 deste voto), bem como o art. 70, **caput**, da mesma Carta.

36. E não se alegue que a imponderabilidade de cenários se faça absolutamente impeditiva de se estabelecerem objetivos tendentes a prestigiar a modicidade tarifária. A declaração de objetivos, frente a um futuro volúvel, exigirá uma gestão de riscos ainda mais efetiva. A transparência sobre as prioridades, ademais, contribui para a previsibilidade regulatória e aumenta a coerência de decisões para o setor, em verdadeiro significado do termo prestação de contas e alinhamento ao princípio do planejamento.

37. A questão é que, em um ambiente de escassez de recursos, financeiros e materiais, todo gestor público deve estabelecer suas prioridades. O TCU não poderia, diante de suas competências, estabelecer as políticas – quaisquer que sejam – a serem priorizadas ou declaradas. Avalia-se, sim, a sua legalidade, legitimidade, economicidade, inclusive sob seus aspectos operacionais; mas a decisão alocativa, inexistindo lei que assim objetivamente o estabeleça, será sempre do governo. E fato é que o privilégio (ainda que balanceado) da modicidade tarifária, em detrimento de outros Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), seria um exemplo dessa priorização.

38. Dito de outra forma: a modicidade tarifária é princípio regulatório legalmente disposto, tal qual a obrigação de se manter um serviço adequado, e tanto quanto o princípio do desenvolvimento sustentável. A constituição das tarifas não é variável independente. A formação do preço justo esbarra na própria formação da matriz energética – a trazer fontes mais ou menos onerosas –, na atratividade do mercado (cuja concorrência efetiva é também para o preço ofertado), na segurança energética; e, também, em outras prioridades de outras pastas governamentais.

39. Seria razoável, por óbvio, que em face das diversas consequências econômicas, sociais, políticas, fiscais e mesmo ambientais do custo de energia, que houvesse uma política de modicidade tarifária declaradamente formulada. Ainda mais após episódios de crise hídrica, aumento do preço dos derivados de petróleo e a alta inflacionária. Nessa seara, contudo, novamente, podemos unicamente transparecer e recomendar ações governamentais voltadas ao assunto, mas sempre com base em critérios técnicos e legais explícitos e bem definidos. Uma vez explicitada a ação, os prestadores de contas responderiam por suas decisões, podendo justificar, em face de suas prioridades, o porquê do seu não atendimento.

40. Nessa esteira de coerência, defendo a linha de proferir recomendações (não determinações) ao MME e ao CNPE. Seria de se esperar, diante do histórico recente, aliado ao impacto econômico e social do valor da energia, a formulação de políticas e diretrizes regulatórias para prestigiar a modicidade tarifária. Caso acatada a recomendação, tendo em vista a mobilização do aparato governamental para tal, com dispêndio de recursos, produção normativa e produção de atos administrativos, obriga-se, em dever de planejamento e de prestação de contas, que se abarquem diretrizes, objetivos, metas e forma de acompanhar, monitorar e prestar contas do sucesso da política, nos moldes do art. 37, §6º e art. 70, **caput**, da Constituição Federal.

41. Sobre o estrito teor da recomendação, a unidade sugere que o CNPE estabeleça diretrizes e objetivos para a política tarifária do setor elétrico, em especial considerando que a modicidade tarifária é um dos requisitos para a prestação de serviço público adequado de energia elétrica. Por sua vez, o MME deveria elaborar um plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico, que contemple, entre outros aspectos, indicadores e metas, projeções para o valor

da tarifa e levantamento de fatores de risco para modicidade tarifária no curto, médio e longo prazos.

42. Confesso minha dificuldade em recomendar ações explícitas voltadas à modicidade tarifária, inclusive quanto a metas objetivas a serem atendidas, de forma desvencilhada das demais externalidades envolvidas ao assunto. Em repetição necessária, nos caminhos de transição energética, a tarifa tanto é origem como consequência das demais ações (e metas) do setor relacionadas à composição da matriz energética. Depende também da forma de remuneração pelo fornecimento de energia (impactante na sua própria disponibilidade), da quantidade de emissões de carbono, das políticas voltadas à modulação da geração; sem contar o efeito da crise hídrica, além das metas inflacionárias macroeconômicas e impactos nos demais setores produtivos, além das metas ambientais.

43. O efetivo alcance da modicidade envolve, portanto, um exercício de coerência, abrangendo as demais variáveis formadoras do preço da energia, além de “acordos” entre diversos ministérios e também diretrizes de centro de governo. Por isso, aliás, o Conselho Nacional de Política Energética é composto por dez ministros de estado e o Presidente da Empresa de Pesquisa Energética, incluindo, entre outros, os ministérios de Minas e Energia, da Economia, da Infraestrutura, do Meio Ambiente, do Desenvolvimento Nacional e o Ministro Chefe da Casa Civil.

44. Questiono, então, se a explícita política tarifária, com metas formalmente definidas, excluiria os demais objetivos subjacentes. Obviamente que não.

45. Ajuízo mais adequado, nesse tom, tecer encaminhamento um pouco mais abrangente, mas realista. Que se recomende, sim, ao CNPE a implementação de diretrizes, objetivos claros e definidos para a política tarifária do setor elétrico, mas ponderando o impacto macroeconômico e social do valor das tarifas, de forma estruturada e coerente com os demais princípios regulatórios intitulados no art. 6º, §1, da Lei 8.987/1995, bem como com as demais políticas governamentais.

46. Para tal, na realidade, será necessário um estudo considerando todo o setor, balizado em uma política declarada pelo centro de governo, sob pena de se idealizarem metas não factíveis ou que desvirtuem ou concorram com outras políticas públicas de igual relevância.

47. Nessa esteira, a recomendação a ser dirigida ao MME volta-se à elaboração de um plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico, que contemple, entre outros aspectos, indicadores e metas, projeções para o valor da tarifa e levantamento de fatores de risco para modicidade tarifária no curto, médio e longo prazo, pautado no equilíbrio dos princípios regulatórios aplicáveis ao assunto e coerente com as demais políticas de centro de governo.

48. Quanto à inclusão, no dito plano, de um programa estruturado de monitoramento e avaliação da política declarada, bem como a sugestão de adoção de metodologia adotada no Relatório de Modernização do Setor Elétrico (conduzido sob liderança do próprio MME), nada a opor ao ofertado pela unidade instrutiva.

III.2 – Recomendações ao MME, para elaboração de plano estruturado de modicidade tarifária do setor elétrico, considerando indicadores de resultado e estratégias objetivamente delineadas, baseadas em fatores causais relacionados ao preço da tarifa e definição de critérios e premissas para nortear novos empréstimos.

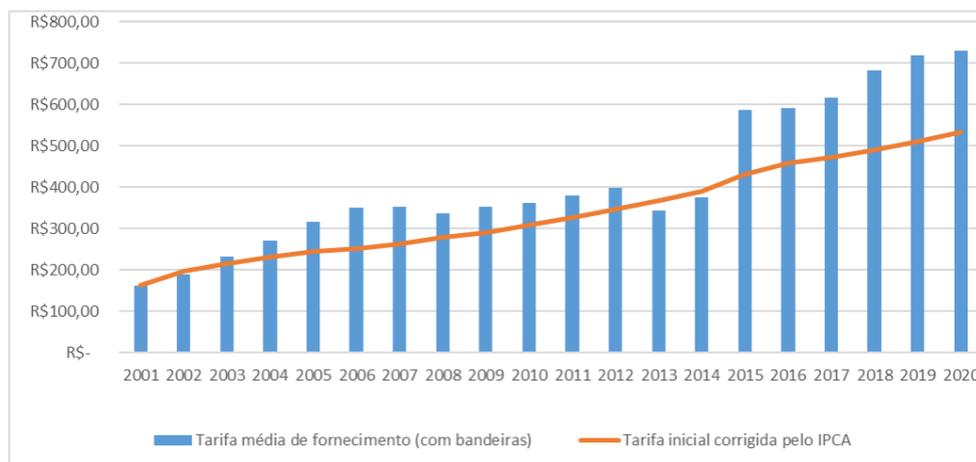
49. O relatório de fiscalização demonstrou que, tanto as tarifas de energia elétrica evoluíram, nos últimos vinte anos, acima da inflação, quanto encontram-se em patamares superiores aos praticados em outros países.

50. Observou-se que, nas últimas duas décadas, os valores das tarifas residenciais no

Brasil subiram 351,1%, enquanto o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), foi de 230,3% no mesmo período. Em todo o período analisado, a maior diferença percentual entre o crescimento das tarifas e a inflação ocorreu entre 2014 e 2015, em virtude de efeitos posteriores decorrentes da MP 579.

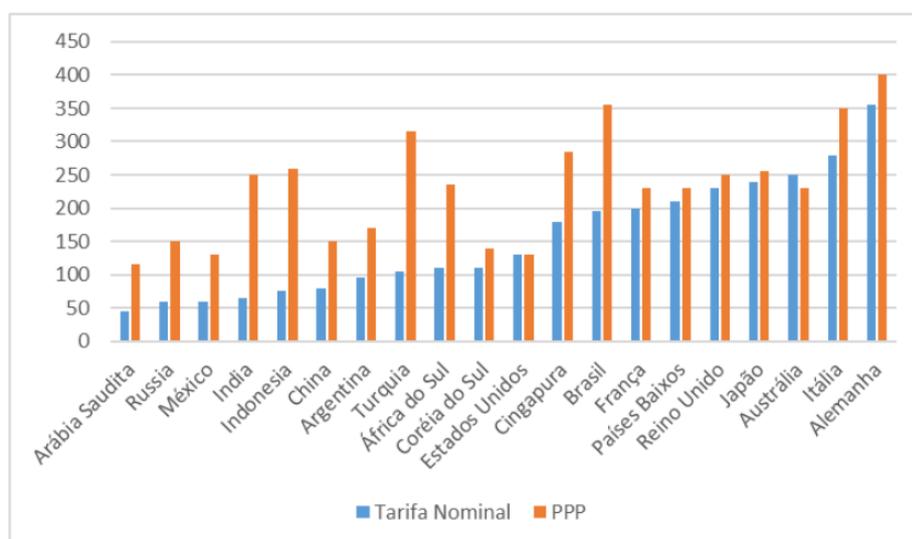
51. O gráfico abaixo, extraído do relatório instrutivo, é elucidativo:

Figura 2 – Tarifa média anual do ACR (R\$/MWh, com tributos e, a partir de 2015, bandeiras tarifárias) em comparação com a inflação do período, medida pelo IPCA.



52. Também se constatou que a tarifa nominal brasileira era de 195 USD/MWh, em 2018, sendo mais cara que a praticada em 75% dos países analisados em 2020 pela Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês). A situação de tarifa elevada estaria agravada ao se considerar a Paridade de Poder de Compra (também conhecida pela sigla em inglês PPP, de **Power Purchasing Parity**). Nessa métrica, que tenta mitigar distorções locais, a tarifa residencial brasileira de 2018 era a segunda mais elevada dentre os países selecionados no relatório da IEA. Reproduzo, novamente, gráfico produzido pela SeinfraElétrica, transcrito no relatório precedente:

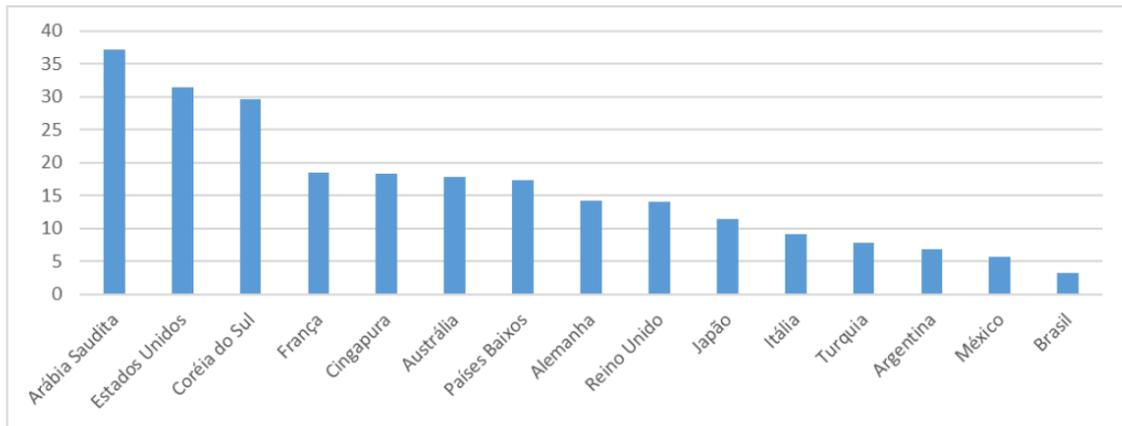
Figura 5 – Compilado das tarifas residenciais para países selecionados pela IEA para ajuste de PPP.



Fonte: *Statistic report: World Energy Prices Overview* (peça 51), publicado pela IEA em 2020 com dados de 2018.

53. Em termos de quantidade de energia (MWh) comprada com o salário médio do brasileiro, a comparação do valor das tarifas brasileiras com outros países fica ainda mais clara:

Figura 6 – Quantidade de energia (MWh) comprada com o salário médio.



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da IEA (peça 51) e OIT (disponível em <https://ilostat.ilo.org>. Acesso em: 22 fev. 2022).

54. Em avaliação de tal cenário, faz-se inegável que o custo de energia integra os diversos desafios para a maior competitividade do país. Também não se questiona que os patamares dos valores de energia afetam de modo desigual o poder de compra das famílias, com impacto social relevante. Tais constatações reafirmam a coerência em recomendar políticas de curto, médio e longo prazos, para tratar do assunto, formulando os respectivos indicadores, tal qual já encaminhado.

55. A SeinfraElétrica, porém, desafiou-se a enfrentar as causas de tais patamares de preços, elencando nove possíveis razões explicativas para o atual patamar de tarifa, bem como as dificuldades para a sua redução:

- a) carga tributária e encargos sobre a tarifa;
- b) pagamento de indenização de ativos de transmissão;
- c) repasse do risco hidrológico ao consumidor;
- d) exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo, pela desconstrução de relevante parcela de geradores, ao não aderirem às condições de antecipação de prorrogação das concessões oriunda da MP 549;
- e) aumento do valor da energia da UHE Itaipu (variação cambial);
- f) criação da Conta-Covid (empréstimos às distribuidoras decorrentes, principalmente, do aumento da inadimplência);
- g) subsídios tarifários;
- h) redução do mercado consumidor cativo ou regulado (com diminuição de receitas das distribuidoras);
- i) garantias físicas superdimensionadas e ensejar maior contratação de energia de reserva (mais cara).

56. De destaque, as causas explicitadas majoram as tarifas de energia elétrica para os consumidores regulados anualmente em dezenas de bilhões de reais. Em levantamento da unidade técnica, apenas com relação à carga tributária, os encargos sobre a tarifa e os subsídios tarifários corresponderam, somente no ano de 2020, a custos de R\$ 78,9 bilhões de reais. É um montante extraordinariamente alto se comparado, por exemplo, com o orçamento de investimentos do Ministério da Infraestrutura do mesmo ano, que foi de R\$ 9,4 bilhões.

57. Por ser elucidativo, reproduzo quadro-resumo produzido pela equipe de fiscalização, identificando as principais causas, e respectivos impactos dos aumentos recentes dos valores das tarifas de energia:

Principais causas do elevado patamar das tarifas nos últimos anos.

<i>Causa</i>	<i>Impacto/Efeito estimado</i>
<i>Tributos e encargos</i>	<i>R\$ 79 bilhões/ano</i>
<i>Pagamento de indenização de ativos de transmissão</i>	<i>R\$ 72 bilhões (decorrentes da MP 579/2013, parcelados até 2028)</i>
<i>Repasse do risco hidrológico ao consumidor em decorrência da MP 688/2015</i>	<i>R\$ 70 bilhões acumulados (até julho de 2021), variando entre R\$ 4,2 bilhões em 2016 (ano com menor valor repassado) e R\$ 17,9 bilhões em 2017 (ano com maior valor repassado, com a ressalva de que não havia dados completos para 2021 durante a execução da auditoria)</i>
<i>Não realização de leilões em 2012 em decorrência da renovação das concessões próximas do vencimento</i>	<i>Exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo e necessidade de assunção de empréstimo (Conta-ACR) de R\$ 21 bilhões para cobrir os gastos extras em virtude de crise hídrica que elevou o preço de curto prazo</i>
<i>Aumento do custo da energia da UHE Itaipu (variação cambial)</i>	<i>R\$ 21 bilhões acumulados (período 2014-2019)</i>
<i>Criação da Conta-Covid</i>	<i>Postergação de R\$ 14,8 bilhões de aumentos tarifários em 2020</i>
<i>Aumento de subsídios tarifários</i>	<i>Elevação da tarifa para a coletividade em virtude da concessão de benefícios a grupos específicos prescindindo de estudos aprofundados ou estimativas de impacto.</i>
<i>Redução do mercado consumidor regulado</i>	<i>Aumento da tarifa por dois motivos básicos: 1- rateio de custos por menos consumidores; 2- aumento de subsídios a fontes incentivadas, uma vez que, até certo patamar de carga, a migração para o mercado livre fica é motivada por contratação de fontes incentivadas pelo migrante.</i>
<i>Garantias físicas superdimensionadas e contratação de energia de reserva</i>	<i>Não há estimativa para o impacto total, que inclua os gastos com energia dereserva, que levem em consideração a degradação da segurança do sistema.</i>

Fonte: Relatório de auditoria, pg. 26.

58. Dado o levantamento, a formulação de soluções para o custo de energia pode ser direcionada para um conjunto limitado de fatores que se apresentam com maiores possibilidades de êxito.

59. Nesse sentido, a proposta geral é de que um plano estruturado buscando modicidade tarifária do setor elétrico possa direcionar ações com o propósito de atuar sobre as causas ainda em andamento, bem como contribuir para que outros novos fatores não venham a se somar aos apontados no relatório. O estudo de motivos que influenciam no valor da energia elétrica, nesse sentido, deve ser um trabalho constante do MME, propondo ações para corrigir eventuais disfunções, sempre que possível.

60. Assim, dada a elevada materialidade, aliada à complexidade das causas apontadas, propôs-se recomendar ao MME que, durante a elaboração dos planos sugeridos tendentes a buscar a almejada modicidade das tarifas, sejam providenciados estudos técnicos a respeito das causas apontadas neste trabalho e de seus impactos, incluindo a possibilidade de empreender ou apresentar análises que indiquem outras causas a serem tratadas, de sorte a pautar estratégias de atuação sobre os fatores originários que ainda oferecem oportunidade de mitigar e gerenciar os problemas que contribuem para o elevado patamar das tarifas.

61. Em análise do encaminhamento, concordo com a proposta sugerida – ressaltando o que já comentei neste voto, sobre o fato de a modicidade não ser uma variável independente, mas um exercício de coerência entre as prioridades transparentemente acolhidas pelo governo, tanto para o setor elétrico como para as demais funções governamentais, envolvendo, inclusive, o centro

de governo.

62. No que se refere, finalmente, à utilização de indicadores para mensuração da política, bem como as balizas do Relatório de Modernização do Setor Elétrico, contemplando audiências públicas, a formalização de grupo de trabalho interinstitucional e diagnósticos prévios, por tudo o que discorri, concordo com a proposta.

III.3 – Recomendação à Aneel para que, ao realizar medidas de diferimento de custos para os próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício

63. Para embasar tal recomendação, a unidade técnica reportou que, na carência de uma política eficaz para reduzir custos que têm pressionado o preço final da energia elétrica no mercado cativo, o Estado passou a adotar medidas paliativas, especialmente nos últimos anos.

64. Segundo a SeinfraElétrica, tais medidas, apesar de surtirem um efeito redutor momentâneo, tendo conseguido impedir um aumento maior da tarifa em reajustes no ano de 2021, não atacam as causas do elevado patamar atual das tarifas e foram adotadas sem uma análise de impacto futuro. Além disso, há o risco de que essas providências atrapalhem novas ações voltadas para a modicidade, visto que muitas dessas iniciativas criaram compromissos de custos para exercícios vindouros.

65. Na realidade, diversas foram as eventualidades – tal qual apontado em tópico anterior – a pressionar o preço das tarifas. Em efeito direto, em se tratando de medidas que não atacam as causas estruturas das tarifas elevadas, ou se repassavam para o consumidor, imediatamente, os efeitos financeiros dessas externalidades (em aumento abrupto da tarifa, de um ano para o outro, acompanhado das consequências sociais e inflacionárias decorrentes); ou se parcelam os aumentos (os chamados “diferimentos tarifários”, com pagamentos de juros, tal como foi feito); ou, ainda, se antecipam outros “benefícios”, em alívio no fluxo de caixa das empresas, porém, comprometendo o usufruto desses recursos no futuro.

66. Nesse viés, numerosos foram os “mecanismos mitigadores” do custo das tarifas, no que a unidade técnica cita os seguintes:

- Mecanismo 1 – reversão dos recursos da Conta-Covid;
- Mecanismo 2 – destinação temporária para a CDE de recursos de P&D e de Programas de Eficiência Energética (PEE);
- Mecanismo 3 – abatimento de créditos de PIS/COFINS;
- Mecanismo 4 – transmissão – reperfilamento de custos de Rede Básica Sistema Existente (RBSE);
- Mecanismo 5 – antecipação de Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN 414/2010 e 379/2009);
- Mecanismo 6 – antecipação Uder – Financeiro Extraordinário de Reversão de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos;
- Mecanismo 7 – diferimento de saldo de Itaipu (efeito do Decreto 10.665/2021);
- Mecanismo 8 – diferimento de Parcela B da tarifa.

67. Da análise desses mecanismos, constata-se que três deles têm a natureza de diferimentos de repasses tarifários (Mecanismo 4, 7 e 8). Sua aptidão para desonerar o reajuste em 2021 é baseada no fato de que tais medidas postergam a incidência de custos para próximos reajustes. No reajuste seguinte, tais custos retornarão, com um montante maior porque o custo postergado é acrescido de juros, correções monetárias ou por taxas de spread (este último aplicável apenas para o Mecanismo 4). Conforme apurado, o alívio promovido em 2021 pela via dos diferimentos foi de R\$ 7,33 bilhões.

68. Outros dois mecanismos (2 e 3) abatam temporariamente alguns custos do cômputo da

tarifa que será reajustada. No caso do Mecanismo 3, trata-se de providência temporária, porque existe um saldo limitado de créditos tributários (PIS/Cofins) que foram cobrados a mais em reajustes de anos anteriores, os quais, tão logo sejam computados, não poderão ser utilizados novamente. No Mecanismo 2, a Lei 14.120/2021 fixou que, após 31/12/2025, os recursos de P&D e PEE não mais poderão ser destinados como fonte de recursos para a CDE. Nos dois casos tem-se, pois, providências que abatem apenas temporariamente elementos de custos presentes na tarifa.

69. Finalmente, os demais (1, 5 e 6) são reversões de valores para o cômputo da tarifa, mas que não alteram sua estrutura permanente de custos. Referem-se a saldos financeiros em favor do consumidor ou da modicidade tarifária que ainda não haviam sido considerados no cálculo e, nos reajustes de 2021, passaram a ser abrangidos. A restituição de valores do Mecanismo 1 cessará, assim como sua possibilidade de redução de nível de reajuste, tão logo seja devolvida parte do valor do auxílio financeiro que foi dado às distribuidoras para combater efeitos da pandemia da covid-19 em suas operações, lastreado em dever de pagamento pelos consumidores. Quanto aos Mecanismos 5 e 6, apesar de terem constituído antecipações de reversões de valor, ou seja, em um momento anterior ao que previa a regulamentação, não eliminam de modo permanente custos relevantes da tarifa. Constituem, antes disso, na restituição de valores que já seriam devidos.

70. Graficamente, o efeito e a materialidade das medidas tomadas para a contenção do preço de energia podem ser visualizados de modo mais claro (em transcrição do reproduzido pela SeinfraElétrica no relatório precedente):

Figura 12 – Estratégia Aneel – Atenuação de reajustes em 2021.



Fonte: Aneel. Audiência Pública na Câmara dos Deputados, “Aumentos abusivos na conta de luz”, realizada em 16/8/2021.

71. De primordial, nenhum dos mecanismos atua de forma permanente nas causas ensejadoras dos aumentos de custo de energia, mas apenas mitigam, temporariamente, a sua efetivação.

72. Como efeito mais preocupante, a adoção sucessiva de postergações dos reajustes dificulta, ou mesmo impede, a efetivação de políticas que visem a abrandar o valor das tarifas para os próximos anos: os bilionários aumentos diferidos já estão empenhados para o futuro. Na prática, os cidadãos já “emprestaram” recursos, com pagamento de juros e correções, para financiar as ditas postergações de aumentos que não tiveram a menor ingerência em produzir. Paga-se duas vezes, e se continuará pagando muito, por anos a fio.

68. Neste ponto, a auditoria constatou haver risco de esgotamento de medidas mitigadoras

neutras do ponto da tarifa no futuro, ou seja, que não acarretem comprometimento de reajustes de anos seguintes ou prejudiquem a previsibilidade regulatória.

69. Em contraponto à constatação, em uma análise benevolente de tais políticas de diferimento, ponderando qual seria a conduta diversa exigível dos administradores em período recente. Ao menos no curto prazo, a omissão na adoção de medidas – mesmo paliativas – em anos de pandemia, de crises mundiais e incertezas fiscais e econômicas, certamente produziriam consequências ainda mais nocivas. Nesse teor, na ausência de um plano a indicar estratégias estruturais par ao futuro, o leque de respostas apresentado, a evitar um pico tarifário ainda mais acentuado, pode ser considerado louvável.

70. Nada obstante, a se tratar de uma visão de médio e longo prazo, em cenário futuro desejável – ou priorizado – natural que se idealize uma política de estado para o assunto, a cargo, tanto dos órgãos executivos do setor, mas também das próprias comissões temáticas do Congresso Nacional. Novamente, o estabelecimento de diretrizes claramente delineadas auxilia a formulação transparente de políticas, com uma saudável previsibilidade regulatória e debate aberto sobre as consequências (inclusive econômicas e ambientais, mas principalmente sobre o valor das tarifas), quaisquer que sejam as prioridades elencadas.

71. Sobre o assunto, a unidade técnica propôs recomendação para que a Aneel, ao realizar medidas de diferimento de reajustes, também empreenda análises de impactos futuros, juntando tais análises nos processos administrativos dos respectivos reajustes, e que seja avaliado o custo-benefício de se realizarem tais medidas. Um dos benefícios esperados de tal providências seria aumentar a qualidade da deliberação por parte da Diretoria Colegiada daquela agência reguladora ao homologar reajustes de tarifas, além de conferir publicidade e favorecer o controle social sobre os atos de reajuste.

72. Por considerar sempre saudável (e exigível) a transparência, a clareza regulatória e o dever de prestação de contas, anuo a tal sugestão.

IV – Demais encaminhamentos e conclusão

73. Termino este voto reafirmando minha crença em não reconhecer no TCU competência para atuar de forma cogente no aprimoramento das políticas públicas, passando a ser um “centro emissor de regras” para a condução das prioridades de governo. A agregação de valor fruto das ações desta Corte, na avaliação dessas políticas, é diagnosticar os resultados das ações governamentais, por critérios objetivos e indicadores parametrizados, estabelecendo um processo dialético de construção de alternativas, que afinal serão escolhidas pelos atores políticos e pelos gestores públicos, esses, sim, responsáveis pela concretização das referidas políticas.

74. Ressalvo, também, que não fizeram parte do escopo deste trabalho a avaliação da pertinência das políticas públicas relativas aos encargos setoriais e dos tributos que compõem a fatura de energia elétrica. Também não foi objeto de exame a adequação das rubricas que compõem os custos das distribuidoras (Parcelas A e B) e da conformidade de processos específicos de reajustes e de revisões tarifárias. Ainda, as análises envolvendo a tarifa de energia limitaram-se ao mercado regulado de energia (mercado cativo).

75. Reporto, ainda, por dever, haver fiscalização específica, já em meu gabinete, com o objetivo de analisar de forma aprofundada os impactos tarifários relacionados à crise hidroenergética do exercício de 2021 (TC 016.319/2021-4). Os possíveis aspectos tarifários que tangenciam o tema, principalmente quanto a medidas previamente planejadas sobre a “gestão da crise hídrica”, apesar de terem sido mencionados neste trabalho, serão analisados mais detidamente na oportunidade em que for levado o processo para apreciação deste Plenário.

76. Em derradeiro, acompanho a proposta da SeinfraElétrica de fazer registrar em ata

desta sessão, nos moldes estabelecidos pelo art. 8º da Resolução 315/2020, o encaminhamento deste acórdão, acompanhado do voto e relatório que o fundamentam, à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal.

77. As informações aqui disponíveis certamente auxiliarão a formação de um juízo abrangente do poder legislativo sobre as oportunidades que rodeiam o tema “política tarifária”, contribuindo com o debate de projetos de lei correlatos ao tema, em especial: o PL 414/2021, que propõe reforma do modelo regulatório e comercial do setor elétrico, com vistas à expansão do mercado livre, além de outras alterações; e o PL 1.917/2015, que dispõe sobre portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica, além de outras providências.

Ante o exposto, VOTO por que seja adotada a deliberação que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de junho de 2022.

BENJAMIN ZYMLER
Relator

ACÓRDÃO Nº 1376/2022 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 014.282/2021-6.
2. Grupo II – Classe de Assunto: V
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério da Economia; Ministério de Minas e Energia.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraEle).
8. Representação legal: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de auditoria operacional com o objetivo de avaliar a existência, a efetividade e a coerência da política tarifária do setor elétrico brasileiro,

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo relator, em:

9.1. recomendar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com base no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, considerando que a modicidade tarifária é um dos requisitos para a prestação de serviço público adequado de energia elétrica, e ponderando o impacto macroeconômico e social do valor das tarifas, que estabeleça, de forma estruturada e coerente com os demais princípios regulatórios intitulados no art. 6º, §1, da Lei 8.987/1995, bem como com as demais políticas governamentais, diretrizes e objetivos claros e definidos para a política tarifária do setor elétrico, em conformidade com o disposto no art. 174, **caput**; art. 37, §6º; e art. 70, **caput**, da Constituição Federal, bem como com o art. 6º do Decreto 9.203/2017; art. 1º, III, X e XI, e art. 2º, VI, da Lei 9.478/1997 (seção III.1 do relatório da unidade técnica);

9.2. recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com base no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, que, em conformidade com o art. 174, **caput**; art. 37, §6º; e art. 70, **caput**, da Constituição Federal, bem como com o art. 6º do Decreto 9.203/2017; e o art. 41, IV e VI, da Lei 13.844/2019; e art. 1º, VI e IX, art. 15, incisos I, VI, VII, XIII e XX, art. 16, inc. I, XII e XIX, art. 18, VII, IX, X, art. 19, I, II, IX e XIV, art. 20, inc. IV, art. 21, inc. I, II, VI e IX e art. 22, inc. VI, do Anexo I do Decreto 9.675/2019:

9.2.1. elabore plano estruturado para modicidade tarifária do setor elétrico, que contemple, entre outros aspectos, indicadores e metas, projeções para o valor da tarifa e levantamento de fatores de risco para o valor da energia nos curto, médio e longo prazos, pautado no equilíbrio dos princípios regulatórios aplicáveis ao assunto e coerente com as demais políticas de centro de governo (seção III.1, do relatório da unidade técnica);

9.2.2. inclua no plano mencionado no subitem anterior, um programa sistematizado de monitoramento e avaliação da política tarifária, bem como das demais ações relacionadas à modicidade tarifária, considerando (seção VI.1 do relatório da unidade técnica):

9.2.2.1. a elaboração com base em metodologia semelhante à adotada no Relatório de Modernização do Setor Elétrico conduzido sob liderança do MME, ou seja, contemplando a realização de consultas públicas, a formalização de grupo de trabalho interinstitucional e baseado em diagnósticos prévios (seção III.1 do relatório da unidade técnica);

9.2.2.2. a inclusão, como uma das ações ou frentes de atuação, da implementação da modernização do Setor Elétrico regulamentada pela Portaria Normativa GM/MME 31/2021 (seção III.1 do relatório da unidade técnica);

9.2.2.3. a contemplação dos seguintes elementos, tendo em vista o que dispõem os arts. 37, § 16, e 6º, do Decreto 9.203/2017, os arts. 1º e 2º da Lei 9.478/1997, e o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 das Nações Unidas (ODS 7):

9.2.2.3.1. o estabelecimento e uso de indicadores de desempenho para o monitoramento da evolução do valor da tarifa que levem em consideração aspectos sociais, o comprometimento dos orçamentos familiares para pagamento da conta de energia elétrica e o impacto na competitividade da indústria nacional e que permitam comparação das tarifas com as praticadas internacionalmente, bem como o confronto de sua evolução com índices inflacionários (seção IV.1 do relatório da unidade técnica);

9.2.2.3.2. a elaboração de estudos técnicos a respeito das causas do elevado patamar das tarifas de energia no Brasil neste trabalho e de seus impactos, que contemplem, entre outros fatores, o repasse do risco hidrológico ao consumidor, a exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo e a redução de mercado cativo regulado, incluindo a possibilidade de elaborar ou apresentar análises que indiquem outras causas a serem tratadas (seção V.1 do relatório da unidade técnica);

9.2.2.3.3. a definição de estratégias de atuação sobre os fatores causais que oferecem oportunidade de mitigação e gerenciamento dos problemas que contribuem para o elevado patamar das tarifas (seção V.1 do relatório da unidade técnica); e

9.2.2.3.4. a definição de critérios e premissas para nortear tomadas eventuais de novos empréstimos, que venham a constituir dívida a ser saldada por consumidores (seção V.2 do relatório da unidade técnica);

9.3. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas (seção V.2 do relatório da unidade técnica);

9.4. encaminhar cópia desta decisão, acompanhada do relatório e voto que a fundamentam, à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, com vistas a informar a situação encontrada em relação à política tarifária e contribuir com o debate de projetos de lei correlatos ao tema, em especial, o PL 414/2021, que propõe reforma do modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, além de outras alterações, e o PL 1.917/2015, que dispõe sobre portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica, além de outras providências.

9.5. arquivar os presentes autos.

10. Ata nº 22/2022 – Plenário.

11. Data da Sessão: 15/6/2022 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1376-22/22-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Bruno Dantas e Vital do Rêgo.

13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)

ANA ARRAES

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

Procuradora-Geral