

GRUPO II – CLASSE V – Plenário

TC 016.319/2021-4 [Aposos: TC 018.624/2021-9, TC 041.030/2021-4, TC 009.322/2021-3, TC 041.254/2021-0, TC 016.355/2021-0, TC 015.587/2021-5]

Natureza(s): Relatório de Acompanhamento

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Representação legal: Anamaria do Prado de Castro (104.280/OAB-RJ), Rafaela Vieira Sartore (125.751/OAB-RJ) e outros, representando Operador Nacional do Sistema Elétrico - Ons.

SUMÁRIO: RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO. AÇÕES RELATIVAS AO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) DIANTE DO CENÁRIO HIDROLÓGICO DESFAVORÁVEL. ANÁLISE DAS MEDIDAS ADOTADAS PELO GOVERNO FEDERAL PARA LIDAR COM A CRISE HIDROENERGÉTICA. AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA, TEMPESTIVIDADE E SUFICIÊNCIA DAS AÇÕES PLANEJADAS E EFETIVAMENTE ADOTADAS PARA FAZER FRENTE À SITUAÇÃO CRÍTICA DO SIN. EXAME DO PLANEJAMENTO GOVERNAMENTAL PARA LIDAR COM O RISCO DE DESABASTECIMENTO, O EFEITO DAS MEDIDAS ADOTADAS, OS IMPACTOS TARIFÁRIOS DECORRENTES, BEM COMO AS CAUSAS ESTRUTURAIS QUE CONTRIBUÍRAM PARA A SITUAÇÃO DO AUMENTO DO RISCO DE DESABASTECIMENTO. CONSTATAÇÃO DAS PIORES AFLUÊNCIAS HIDROLÓGICAS NO PAÍS EM 91 ANOS DE HISTÓRICO. MEDIDAS EXCEPCIONAIS ADOTADAS E MANTIDAS EM 2022. CONSTATAÇÃO DA INEXISTÊNCIA DE UM PLANO ESTRATÉGICO DE CONTINGÊNCIA PARA SITUAÇÕES DE CRISE HIDROENERGÉTICA. MEDIDAS COM ALTO IMPACTO TARIFÁRIO, ONERANDO AS CONTAS DE LUZ AO LONGO DOS ANOS. OPORTUNIDADES PARA MAPEAR AS “LIÇÕES APRENDIDAS”, EM LINHA COM AS MELHORES PRÁTICAS DE GERENCIAMENTO DE CRISES. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA. MONITORAMENTO. ARQUIVAMENTO.

RELATÓRIO

Trata-se de acompanhamento das ações relativas ao atendimento energético do Sistema Interligado Nacional (SIN) diante do cenário hidrológico desfavorável, instaurado com fundamento no art. 241, inciso II, do Regimento Interno do TCU.

1 Transcrevo, com os ajustes de forma necessários, o relatório de acompanhamento produzido no âmbito da SeinfraElétrica, que contou com a anuência do corpo dirigente da unidade (peças 261 a 263):

“INTRODUÇÃO

1. *Cuidam os autos de acompanhamento das ações relativas ao atendimento energético do Sistema Interligado Nacional (SIN) diante do cenário hidrológico desfavorável, com fulcro no art. 241, inciso II, do Regimento Interno do TCU (RI/TCU). Este acompanhamento é decorrente de deliberação constante no Despacho de 4/6/2021, do Ministro Benjamin Zymler, no âmbito do TC 015.589/2021-8.*
2. *Conforme análise preliminar desta equipe de auditoria à instrução à peça 89, verificou-se que, considerando os cenários desenhados até então, as medidas que estavam sendo tomadas não eram suficientes para afastar o risco de desabastecimento. Também se evidenciou que várias providências estavam sendo tomadas sem a devida previsibilidade, razoabilidade e celeridade, expondo o setor elétrico a mais insegurança e a maiores custos. Por fim, constatou-se a inexistência de um plano estratégico de contingências com a previsão de medidas a serem adotadas em caso de frustração de expectativas quanto à previsão da ocorrência de chuvas ou em relação à efetividade das medidas já tomadas.*
3. *Em relação a essa situação, consideraram-se presentes indícios dos pressupostos do *fumus boni iuris* e do *periculum in mora* e a inexistência do perigo da demora reverso, o que redundou em proposta de realização de oitiva prévia da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg) para que se manifestasse acerca dos fatos apontados (peças 89-91). O Ministério de Minas e Energia (MME), por sua vez, apresentou considerações acerca desse posicionamento, mesmo antes de manifestação do relator quanto ao pedido de cautelar, com informações e esclarecimentos sobre os pontos controversos para subsidiar a avaliação deste TCU*
4. *Após análise dessa manifestação, esta equipe de auditoria entendeu que, apesar da situação de escassez hídrica ter melhorado, o risco de desabastecimento para 2021 não estava totalmente afastado. No entanto, considerando que houve melhora no prognóstico de chuvas e que o período seco se encerraria no final de novembro, concluiu-se que não havia mais o requisito do *periculum in mora* que justificasse a expedição de determinação cautelar por este Tribunal.*
5. *Nesse contexto, deixou-se de propor a determinação no sentido que o MME apresentasse plano estratégico de contingência para enfrentamento da crise de escassez hídrica de 2021, com fulcro no art. 16, parágrafo único, inciso II da Resolução TCU 315/2020.*
6. *Entretanto, detectou-se que, em razão da expectativa de que o volume dos reservatórios ao final do período úmido de 2021/2022 possa ficar abaixo dos níveis dos reservatórios vivenciados em 2021, existe o risco de a crise hidroenergética se estender para os próximos anos, em especial para 2022. Diante disso, entre outros, a Creg e o MME estipularam a realização de Procedimento Competitivo Simplificado com o objetivo de contratação de reserva de capacidade para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com o suprimento a ser iniciado em maio/2022 até dezembro/2025.*
7. *Em virtude do risco de a crise se estender, propôs-se a realização de oitiva prévia ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), à Creg e ao MME, para que se manifestassem acerca do subtópico “Da situação prevista para 2022”, contido na instrução à peça 130, alertando-os quanto à possibilidade de este TCU vir a determinar que o MME elabore plano de contingência estratégico para enfrentamento da crise hidroenergética em 2022, que estabeleça, de forma detalhada e preventiva, as medidas sequenciais e gradativas, acionadas por meio de parâmetros ou critérios técnicos predeterminados, com base em estudos prévios e estimativa dos impactos financeiros, para a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos em caso de eventual situação de escassez hidroenergética, a fim de garantir a continuidade e a*

segurança do suprimento eletroenergético para a população com maior previsibilidade, transparência e planejamento, sem prejuízo dos usos múltiplos da água, especialmente considerando diferentes cenários quanto ao risco de déficit energético e de potência.

8. *De acordo com o Despacho de Autoridade de 11/11/2021, do Ministro Benjamin Zymler, a proposta formulada por esta Unidade Técnica foi acolhida, tendo sido realizado apenas o ajuste para retirar a Creg dentre os destinatários da oitiva, tendo em vista que a referida câmara foi criada por meio da Medida Provisória 1.055/2021, a qual caducou em 7/11/2021, perdendo, portanto, a sua eficácia (peça 133).*

9. *Dessa forma, o CMSE apresentou manifestação acerca do posicionamento desta Unidade Técnica no Ofício 39/2021/GM-MME, de 2/12/2021 (peça 157), que encaminhou a Nota Informativa 3/2021/CMSE, também de 2/9/2021 (peça 158), contendo informações e esclarecimentos sobre os pontos controversos. Por sua vez, o MME enviou o Ofício 538/2021/SE-MME, de 2/12/2021 (peça 159), corroborando que as informações contidas na documentação remetida pelo CMSE reproduzem seu entendimento quanto ao assunto.*

10. *O presente relatório, portanto, consolida o resultado do acompanhamento realizado pela SeinfraElétrica ao longo do segundo semestre de 2021.*

I.1. Objeto de Auditoria

11. *O objeto da auditoria são as medidas adotadas pelo Governo Federal e demais instituições do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) para lidar com a crise hidroenergética de 2021 no Sistema Interligado Nacional (SIN), diante do cenário hidrológico desfavorável.*

I.2. Antecedentes

12. *O TCU possui um histórico relevante de fiscalizações sobre o setor elétrico, notadamente auditorias operacionais acerca de aspectos estratégicos do setor, como segurança energética, encargos setoriais, inserção de fontes renováveis e participação das termelétricas na matriz elétrica. Entre essas fiscalizações, podem ser destacadas as fiscalizações que trataram dos seguintes temas:*

12.1. *Auditoria sobre Segurança Energética (atualmente monitorada no âmbito do TC 019.228/2014-7), Acórdãos 1.631/2018, 1.171/2014 e 1.196/2010, todos do Plenário, sob a relatoria do Ministro-Substituto Augusto Sherman;*

12.2. *Auditoria sobre a Estruturação de Grandes Empreendimentos Hidrelétricos (TC 029.192/2016-1), Acórdão 2.723/2017-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro;*

12.3. *Levantamento acerca de Medidas Emergenciais e Estruturantes que podem ser adotadas pelo poder público ante a perspectiva de crise do setor elétrico em 2015 (TC 003.025/2015-2), Acórdão 2.519/2015-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro);*

12.4. *Auditoria sobre Bandeiras Tarifárias (TC 025.919/2017-2), Acórdãos 582/2018 (relatoria do Ministro Aroldo Cedraz), 1.166/2019 (relatoria do Ministro Augusto Nardes) e 2.242/2019 (relatoria do Ministro Augusto Nardes), todos do Plenário;*

12.5. *Auditoria de Avaliação das Políticas Públicas de Inserção de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Brasileira (TC 008.692/2018-1), Acórdão 1.530/2019-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz;*

12.6. *Auditoria para Avaliação da Participação das Termelétricas na Matriz Elétrica Nacional (TC 038.088/2019-2), Acórdão 4.070/2020-Plenário, de relatoria da Ministra Ana Arraes;*

12.7. *Acompanhamento da Conta-Covid (TC 016.791/2020-7), que analisou diversas medidas adotadas pelos órgãos competentes para garantir o suprimento de energia elétrica no contexto*

da pandemia, dentre elas, empréstimo de R\$ 16 bilhões, cujos impactos repercutirão sobre as tarifas dos consumidores por cinco anos, Acórdãos 1.346/2020-Plenário e 1.905/2020-Plenário, de relatoria da Ministra Ana Arraes;

12.8. Acompanhamento da atuação de entes do setor elétrico e do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama) quanto ao uso múltiplo das águas do trecho reduzido de Belo Monte, em razão de reduções na vazão destinada à principal casa de máquinas da usina, com consequente impacto potencial em sua capacidade de gerar energia elétrica (TC 006.059/2021-0); e

12.9. Auditoria para avaliar a existência, a efetividade e a coerência da Política Tarifária do Setor Elétrico Brasileiro, inclusive considerando o contexto de modernização do setor (TC 014.282/2021-6).

I.3. Objetivo e escopo

13. O objetivo deste acompanhamento é verificar a eficiência, tempestividade e suficiência das ações planejadas e efetivamente adotadas para fazer frente à situação de crise hidroenergética no SIN em 2021. Nesse sentido, analisaram-se o planejamento governamental para lidar com o risco de desabastecimento, o efeito das medidas adotadas para a mitigação da crise, os possíveis impactos tarifários decorrentes, bem como as causas estruturais que contribuíram para a situação de risco de desabastecimento, além da hidrologia desfavorável propriamente.

14. Para tanto, a equipe elaborou as seguintes questões de auditoria:

Questão 1: Como está estruturado o plano de contingência para lidar com o risco de desabastecimento?

Questão 2: Em que medidas as ações adotadas pelo Governo e demais instituições estão sendo efetivas para a redução do risco de desabastecimento?

Questão 3: Existe estimativa dos impactos tarifários para enfrentar a crise?

Questão 4: Quais as principais causas estruturais que levaram ao risco de desabastecimento em 2021?

15. O escopo da auditoria foi concentrado na avaliação da eficácia e da eficiência das ações adotadas no setor elétrico para buscar o aumento da oferta de energia e potência, e o deslocamento e a redução da demanda por eletricidade no país.

16. Não fizeram parte do escopo da fiscalização: (i) detalhamento de problemas de governança do setor elétrico como um todo (abordado no TC 029.083/2019-2); (ii) avaliação aprofundada dos modelos computacionais de expansão e operação do setor elétrico; (iii) avaliação em geral das ações governamentais visando eficiência energética; e (iv) avaliação da existência, efetividade e coerência da política tarifária do setor elétrico brasileiro (tema abordado no TC 014.282/2021-6).

I.4. Critérios

17. Considerando o objeto definido para a auditoria, utilizaram-se, principalmente, os seguintes critérios legais, normativos, contratuais e de boas práticas:

a) Art. 37, caput, da Constituição Federal, que trata do princípio da publicidade e eficiência da administração pública;

b) Art. 5º, XXXIII da Constituição Federal, que trata do princípio da transparência dos atos administrativos;

c) Lei 9.478/1997, que dispõe sobre a Política Energética Nacional;

d) *Lei 9.433/1997, conhecida como Lei das Águas, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos;*

e) *Lei 13.844/2019, que trata da organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios. Registra-se que o parágrafo único do art. 41 aborda as competências do MME;*

f) *Decreto-Lei 200/1967, que dispõe sobre a organização da Administração Federal, e dá outras providências;*

g) *Atas das Reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), extraídas do seguinte endereço: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas>*

h) *Atas das Reuniões da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg), obtidas no seguinte endereço <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/ata>*

i) *Medida Provisória (MP) 1.055/2021, que instituiu a Creg;*

j) *Resolução Creg 2/2021, que instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B no mercado regulado do Sistema Interligado Nacional (SIN);*

k) *Resolução Creg 3/2021, que determinou à Aneel a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$ 142,00/MWh;*

l) *Resolução Creg 4/2021, que determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da MP 1.055/2021;*

m) *Medida Provisória (MP) 1.078/2021, que autorizou empréstimo financeiro em nome do consumidor para aliviar e postergar os efeitos financeiros da crise e possibilitou o estabelecimento de nova bandeira tarifária;*

n) *Submódulos 2.7, 2.9, 6.8 e 9.1 do PRORET, Procedimentos de Regulação Tarifária da Aneel;*

o) *Referenciais para Avaliação de Governança de Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas, ambos do TCU;*

p) *Avaliação de Políticas Públicas – Guia Prático de Análise Ex Ante, do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA); e*

q) *Publicação “Política Pública em Dez Passos”, do TCU.*

18. *Ao longo do relatório, os referidos critérios, bem como outros mais específicos são justificados e detalhados, à medida que são utilizados para cada um dos achados de auditoria.*

1.5. Metodologia

19. *O trabalho seguiu o disposto no Manual de Acompanhamento do TCU (Portaria-Segecex 27/2016), nas Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT-TCU), sendo utilizadas principalmente as seguintes técnicas de auditoria: análise documental; pesquisa em sistemas informatizados; confronto de informações e documentos; e análise quantitativa e qualitativa de dados.*

20. *Realizaram-se também várias reuniões com instituições e especialistas do setor elétrico, tanto na fase de planejamento como durante a execução da auditoria, a exemplo de Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional de Sistema (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Associação Brasileira de distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) e a Consultoria PSR.*
21. *Ao longo da execução do trabalho, aplicaram-se os procedimentos estabelecidos na matriz de planejamento (peça 185). Dados, informações e documentos complementares foram solicitados por meio de ofícios de requisição, encaminhados aos principais envolvidos.*
22. *Conforme previsto no Manual de Auditoria Operacional e na Resolução TCU nº 315/2020, o relatório preliminar (peça 198) foi remetido aos órgãos e entidades envolvidos com a temática com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores acerca do teor das constatações efetuadas, bem como das respectivas propostas de encaminhamento. As diligências com a solicitação de comentários foram realizadas por meio dos Ofícios 72955/2021-TCU/Seproc, de 27/12/2021 (peça 200), 72956/2021-TCU/Seproc, de 27/12/2021 (peça 201), 0004/2022-TCU/SeinfraElétrica, de 20/1/2022 (peça 211), e 0005/2022-TCU/SeinfraElétrica, de 20/1/2022 (peça 212), que foram encaminhados, respectivamente, a Aneel, MME, ONS e EPE.*
23. *Em resposta, a Aneel enviou suas contribuições por meio do Ofício 3/2022-AIN/ANEEL, de 12/1/2022 (peça 204), e do Ofício 8/2022-AIN/ANEEL, de 3/2/2022 (peça 247). O MME remeteu seus comentários no Ofício 37/2022/SE-MME, de 24/1/2022 (peça 216), que encaminhou a Nota Informativa 1/2022/SE, de 24/1/2022 (peça 217), e demais documentos anexos (peças 218 a 244). O ONS, por sua vez, encaminhou suas observações no Documento CTA-ONS DGL 0208/2022, de 2/2/2022 (peça 248). Finalmente, a EPE fez suas contribuições por meio do Ofício 0135/2022/PR/EPE, de 4/2/2022 (peça 253).*
24. *Após a devida avaliação, as contribuições foram incorporadas nesta versão final do relatório. No Apêndice C, foram registrados os comentários dos gestores de forma resumida bem como foi feita análise detalhada a respeito.*

I.6. Declaração de conformidade com as normas aplicáveis

25. *A auditoria foi conduzida de acordo com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT) e com o Manual de Acompanhamento do TCU, 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.7. Organização do relatório

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

27. *O Capítulo II contém a visão geral do objeto, incluindo breve contextualização sobre o panorama geral do Setor Elétrico Brasil (SEB) e sobre a crise hidroenergética experimentada em 2021.*

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

Achado 1.1 – Ausência de plano estratégico de contingência para enfrentamento de situações hidroenergéticas críticas;

Achado 2.1 – Falhas no planejamento das ações para enfrentamento da crise hidroenergética de 2021;

Achado 3.1 – Ausência de estimativa prévia dos impactos tarifários para os consumidores;

Achado 3.2 – Autorização para a estruturação de operação de crédito financeiro com base em estudos prévios deficientes; e

Achado 4.1 – Ausência de investigação das causas estruturais e conjunturais determinantes para a crise hidroenergética de 2021.

29. No Capítulo III, foi realizado também o exame da resposta à oitiva do CMSE, determinada pelo Despacho de Autoridade de 11/11/2021, do Ministro Benjamin Zymler.

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

31. Constam, ainda, três apêndices ao relatório: (i) o Apêndice A, que apresenta uma tabela com as indicações das peças processuais de todos os ofícios de requisição e informações, bem como os documentos dos órgãos e entidades fiscalizados com as respectivas respostas; (ii) o Apêndice B, que realiza análise específica do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, considerando as falhas de planejamento, execução e comunicação identificadas em relação ao Programa; e (iii) Apêndice C, no qual registram-se os comentários dos gestores ao relatório preliminar bem como a análise desta equipe a respeito

II. VISÃO GERAL

II.1. Panorama geral do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

32. O Brasil possui um sistema [antes dito como] hidrotérmico [e diante dos avanços das energias renováveis, renovável-térmico] de grande porte para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, ocupando a oitava posição entre os maiores produtores e consumidores de eletricidade do mundo. O país alcançou, em dezembro/2020, 170 GW de capacidade instalada, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

33. Não obstante ter ocorrido uma importante diversificação da matriz elétrica nas duas últimas décadas a fim de garantir segurança do fornecimento, a geração, com múltiplos proprietários, ainda tem como principal fonte de energia as usinas hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões.

34. Como essas usinas são construídas em localização geográfica onde melhor se pode aproveitar as aflúências e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no país uma complexa malha de transmissão que propicia a transferência de energia até os centros de consumo, áreas de concessão das distribuidoras.

35. O Sistema Interligado Nacional (SIN) atende às diversas regiões do país unindo sistemas de geração e a malha de transmissão de energia elétrica e buscando obter os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras. Dessa feita, geograficamente, o SIN abrange as Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e boa parte da região Norte.

36. A utilização integrada dos recursos de geração e transmissão do SIN permite reduzir os custos operativos, minimizar a produção térmica mais cara e reduzir o consumo de combustíveis, sempre que houver superávits hidrelétricos em algum ponto do sistema. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas contribuem para o atendimento do mercado (funcionam como um seguro do suprimento energético). Assim, a participação das usinas térmicas no atendimento ao mercado consumidor, que em princípio seria complementar, bem como as demais fontes renováveis intermitentes de energia já implantadas e em execução, também exigem interconexão e integração entre os agentes.

37. Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN), ano base 2020, 65,2% da geração de energia elétrica foi proveniente de usinas hidrelétricas, que se espalham em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões. Ademais da presença marcante das hidrelétricas, nesse mesmo ano, as demais fontes renováveis representaram 19,6% da energia gerada e as termelétricas (gás natural, petróleo, carvão mineral e nuclear), 15,3%.

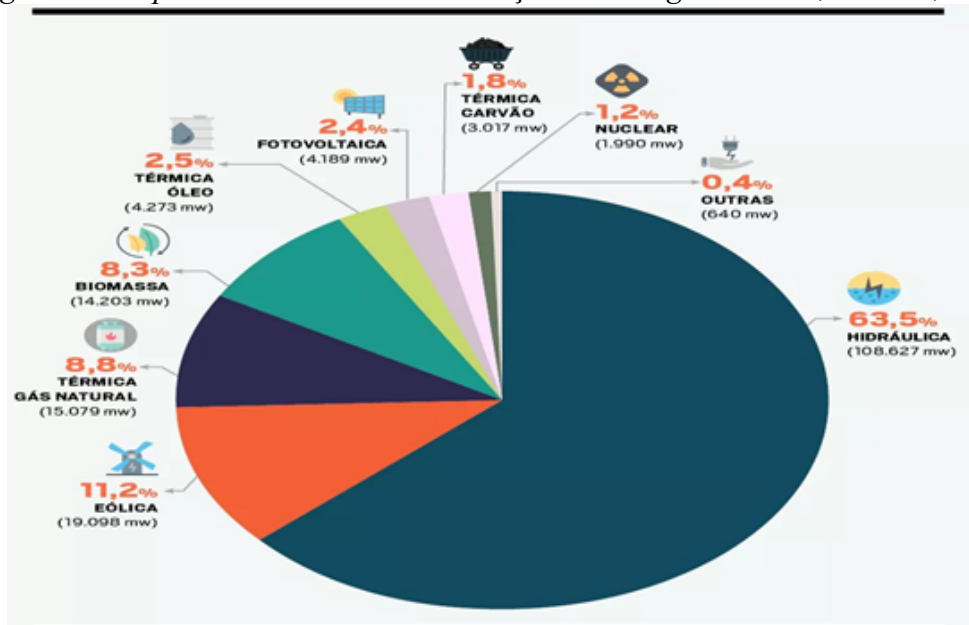
38. Assim, a participação das fontes renováveis corresponderam a 84,8% da matriz elétrica brasileira, o que coloca o Brasil em posição privilegiada em relação aos percentuais do mundo (23% no ano base 2018) e da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE (27% no ano base 2019) (peça 80, p. 38-39).

39. Quanto à capacidade instalada de geração do país em 2021, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as usinas a biomassa, solar e eólicas, que vêm conquistando espaço na matriz elétrica brasileira, são cerca de 22% da capacidade, de acordo com Figura 1. Por sua vez, as fontes não renováveis (gás natural, petróleo, carvão mineral e nuclear) representam aproximadamente 14,3% da capacidade instalada.

40. Ainda, pode-se verificar que a participação de todas as fontes termelétricas (gás natural, biomassa, derivados do petróleo, carvão mineral e nuclear) no total da capacidade instalada de geração de energia elétrica foi de 22,6% do total produzido.

41. Como foi afirmado, as mudanças nas fontes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) nos últimos vinte anos, predominantemente baseada na geração hídrica, vêm sendo incrementadas de forma a diversificar as fontes geradoras. Observa-se que, ao se comparar a situação da matriz elétrica no término de 2021 em relação à da década de 2000, houve uma redução considerável na participação da fonte hídrica (passou de 89,3% para 63,5% de capacidade instalada) e um aumento expressivo na participação das térmicas (passou a ser responsável por 22,6% do total instalado, frente a 9,3% em 2001), conforme demonstra a Figura 1.

Figura 1 – Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica, em MW, 2021



Fonte: ONS.

42. Cabe esclarecer que a participação das diferentes fontes na geração efetiva de energia elétrica difere da participação dessas mesmas fontes quando se avalia a capacidade instalada no país. Isso porque existem restrições momentâneas, operacionais (restrições técnicas) ou

energéticas, que fazem com que determinada fonte fique impedida de produzir energia por um período ou que sua operação não se daria em bases econômicas.

43. Ainda que haja uma mudança verificada no parque gerador brasileiro – seja em razão da diminuição de potenciais hídricos disponíveis, de maiores resistências de setores da sociedade à construção de usinas hidroelétricas, especialmente com reservatórios, ou, ainda, por decisão do Governo –, verifica-se que a matriz brasileira permanece bastante dependente da água para manter a oferta de energia sustentável, estando, portanto, suscetível ao regime hidrológico.

II.1.1. Das funções e atribuições dos agentes institucionais

44. O Sistema Elétrico Brasileiro possui uma complexa rede de instituições e agentes, que desempenham diferentes funções, guiadas por um marco legal e regulatório que tem como um dos pilares a segurança operativa a menor custo. Esse marco vem sendo alterado no decorrer das últimas duas décadas, por meio de leis e decretos, a exemplo da Lei 9.427/1996, que trata da criação da Aneel; da Lei 9.478/1997, que dispõe sobre a Política Energética Nacional e institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); da Lei 9.648/1998, que cria o ONS; e da Lei 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163/2004 (novo modelo institucional do setor elétrico - criação da EPE, do CMSE e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

45. A implantação do “Novo” Modelo do Setor Elétrico em 2004, que tinha como premissas a modicidade tarifária para os consumidores, a continuidade e a qualidade na prestação do serviço, a justa remuneração aos investidores e a universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso, foi sendo modificada por meio da redefinição das funções e atribuições dos agentes institucionais, dispostas, em apertada síntese, nos parágrafos seguintes.

46. Registra-se que o parágrafo único do art. 41 da Lei 13.844, de 18/6/2019, que trata da organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios, aborda as competências do MME, que é o órgão do Governo Federal responsável pela formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE, entre as quais se destacam a responsabilidade de zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país, estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

47. Por sua vez, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão criado pela Lei 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto 5.175/2004, sob a coordenação direta do MME, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (art. 14), ou seja, identificar as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial e institucional e outros que afetam, ou possam afetar, a regularidade e a segurança do abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia. O CMSE exerce papel preponderante em momentos de perspectiva de crise, por meio do acompanhamento e da avaliação da continuidade e da segurança, buscando mitigar os riscos de descontinuidade no suprimento elétrico do país.

48. Vinculada ao MME, a Aneel foi instituída por meio da Lei 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto 2.335/1997, e tem por finalidade controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios, as concessões, permissões e os serviços de energia elétrica, buscando o equilíbrio do mercado. Destaca-se que a lei estabeleceu que uma das atribuições da Agência Reguladora é a de implementar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, e estabelecer tarifas.

49. Já a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que foi criada pela Lei 10.847/2004 e

regulamentada pelo Decreto 6.685/2008, é uma empresa pública federal vinculada ao MME, cujo escopo de atuação se concentra na prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras, sendo regulamentada pelo Decreto 6.685, de 10/12/2008.

50. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pela Lei 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto 5.177/2004, é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, e atua sob autorização do poder concedente e regulação e fiscalização da Aneel, segundo a Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa Aneel 109/2004. Além disso, é responsável pela execução de leilões de compra e venda de energia e viabilizar a comercialização de energia elétrica no país.

51. Por fim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado pela Lei 9.648/1998, e regulamentado pelo Decreto 5.081/2004, como pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos. Sua finalidade é operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivo principal atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país, ou seja, define quanto as usinas devem produzir e enviar à rede de transmissão.

Figura 2 – Instituições que compõem o SEB e suas atribuições



Fonte: ONS.

52. Vale informar, ainda, que diante da perspectiva de agravamento da crise hidroenergética de 2021, foi instituída, por meio da Medida Provisória (MP) 1.055, de 28/6/2021, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg), com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país.

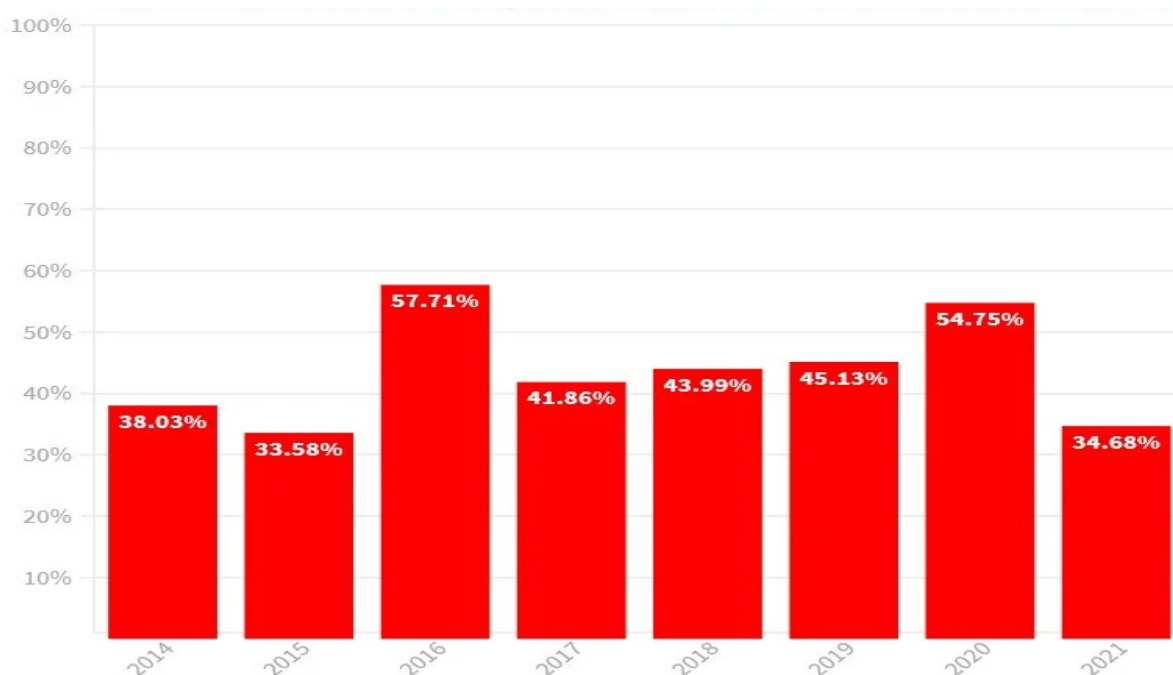
II.2. Panorama geral da crise hidroenergética

53. Há uma grande disponibilidade hídrica no Brasil. Todavia, a sua distribuição, como não poderia deixar de ser num país de dimensões continentais, ocorre de forma heterogênea. As

variações climáticas naturais acarretam ciclos de abundância e, no outro extremo, cenários de escassez.

54. Em relação aos principais reservatórios do país, o período úmido compreende-se, em regra, entre os meses de dezembro e abril. Segundo o ONS, em 2021, os armazenamentos nos reservatórios equivalentes dos subsistemas do SIN permaneciam baixos, destacadamente no Sudeste/Centro-Oeste, ao finalizarem o mês de março com apenas 35,3%, enquanto o volume do reservatório equivalente de todo o SIN verificado ao final de março foi de 45%. A Figura 3 traz um retrospecto dos níveis dos reservatórios em abril, de 2014 a 2021, para as Região Sudeste/Centro-Oeste, onde se concentra a maior parte dos grandes reservatórios do país, a fim de se ter uma dimensão do problema vivenciado no início do período seco de 2021.

Figura 3 – Nível dos reservatórios da Região Sudeste/Centro-Oeste no mês de abril (início do período seco), no período de 2014 a 2021.



Fonte: ONS.

55. Além de ter terminado o período úmido com o pior montante de armazenamento desde 2014 no reservatório equivalente do SIN, verificou-se, entre setembro de 2020 e agosto de 2021, a ocorrência das piores afluências para o SIN em 91 anos de histórico (Ata da 254ª Reunião do CMSE).

56. Durante esse período, diversas foram as medidas tomadas pelos órgãos competentes, de maneira a garantir o suprimento de energia elétrica e evitar o desequilíbrio entre oferta e demanda. Majoritariamente, essas medidas atuaram no campo da oferta, através do aumento da geração térmica e da importação de energia de países vizinhos, o que pretendeu poupar os reservatórios do SIN até a chegada do próximo período úmido.

57. Os cenários projetados foram sendo atualizados semana a semana de acordo com a variação da oferta e da demanda. Nesse contexto, os órgãos foram tomando decisões e adotando medidas gradativas, dentre elas: despacho de térmicas fora da ordem de mérito; aumento da importação; flexibilização de restrições operativas; contratação de térmicas até então sem contratos (usinas Merchant); campanha de conscientização da população; programa de resposta da demanda para consumidores industriais; programa de resposta da demanda para consumidores cativos; leilão emergencial; etc.

58. *Consoante o disposto na Ata da 8ª Reunião da Creg, de 5/11/2021, com o início do período chuvoso, houve aumento do armazenamento equivalente das usinas hidrelétricas (UHE) dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul do Brasil em relação ao verificado ao final do mês de setembro. O resultado foi também refletido em termos agregados para o SIN, cujo armazenamento equivalente, em 28/10/2021, correspondeu a 25,4%, valor 4,6 pontos percentuais superior ao previsto anteriormente.*

59. *Conforme informado pelo ONS, com o período chuvoso já configurado e a consequente melhoria nas condições do solo, houve aumento das aflúncias observadas, destacadamente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país. Como resultado, foi possível dar continuidade ao reenchimento dos reservatórios de relevantes usinas hidrelétricas, contribuindo para o aumento do armazenamento equivalente de todos os subsistemas, com exceção do Norte, em comparação ao final de outubro/2021.*

60. *A melhoria das condições dos reservatórios foi confirmada pelo ONS, conforme Ata da 261ª Reunião do CMSE, realizada em 2/2/2022. Segundo o Operador, em janeiro de 2022, foi observada melhora nas aflúncias, principalmente, nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte do país. A carga do SIN apresentou uma variação positiva de 2,1%, em relação ao mês anterior, e uma queda de 0,7% quando comparada a janeiro de 2021. Nesse contexto e com o plano de recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o volume do reservatório equivalente do SIN atingiu 49,4% ao final do mês de janeiro, 5,1% acima do previsto em reunião anterior do CMSE realizada em janeiro.*

61. *Além disso, de acordo com informações da referida Ata, houve melhora da perspectiva de Energia Natural Afluente (ENA) do estudo prospectivo. No cenário menos conservador do estudo, o acréscimo de energia associado à melhoria do cenário hidrológico foi de cerca de 10 GWmed para o período de fevereiro a julho de 2022, em relação ao cenário apresentado na reunião do CMSE de janeiro. Para fevereiro de 2022 em específico, há a expectativa de um acréscimo de 4,5% na carga de energia elétrica em relação a janeiro de 2022. Já o armazenamento do SIN ao final de fevereiro deve se situar entre 55,2% e 60,6%, acima dos 38,3% verificados ao final de fevereiro de 2021.*

62. *Diante dos resultados apresentados, considerando a continuidade da recuperação dos armazenamentos de relevantes reservatórios de usinas hidrelétricas, o atendimento aos usos múltiplos da água e as incertezas intrínsecas associadas à evolução da estação chuvosa em 2022, o CMSE manifestou-se pela redução da intensidade das medidas excepcionais para o atendimento à carga e a garantia do atendimento em 2022, cuja aplicação continuará a ser reavaliada periodicamente, em reuniões técnicas.*

63. *Todavia, ainda que tenha ocorrido evolução positiva importante nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, o ONS informou a permanência das condições hidrológicas desfavoráveis na região Sul, conforme Ata da 262ª Reunião do CMSE, realizada em 24/2/2022. Na visão do Operador, essas condições desfavoráveis têm acarretado uma deterioração das condições de armazenamento dos reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Uruguai, com perda expressiva de geração na cascata do rio Uruguai. Dessa maneira, o ONS destacou algumas ações importantes com vistas ao gerenciamento dos recursos eletroenergéticos, à preservação da governabilidade das usinas hidráulicas do Sul e à garantia do respectivo atendimento energético, contemplando: (i) a maximização do intercâmbio de energia para o subsistema Sul, (ii) a manutenção do acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito, priorizando as de menor custo, e (iii) a importação de energia elétrica dos países vizinhos.*

64. *Em virtude das novas informações do ONS, no tocante ao atendimento aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, o CMSE apresentou proposta para suspensão das medidas adicionais relacionadas aos despachos termelétricos e à importação como recurso*

adicional para atendimento a esses mercados, resultando em menores custos ao consumidor brasileiro. Contudo, deliberou-se pela adoção das medidas excepcionais indicadas pelo Operador para assegurar o recebimento máximo de energia pelo subsistema Sul, conforme condições expressas na deliberação da reunião.

65. De acordo com o CMSE, as condições de atendimento continuarão a ser permanentemente avaliadas, inclusive em reuniões técnicas do CMSE, uma vez que o cenário ainda é de recuperação gradativa dos reservatórios e de recuperação de importantes armazenamentos que viabilizam os usos múltiplos.

II.3. A questão dos Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos

66. A considerável reserva hídrica superficial disponível no Brasil, a maior do planeta, pois concentra cerca de 12% de todas as reservas de água existentes no mundo, não isentou o país de vivenciar a crise hidroenergética de 2021.

67. A questão da água está permeada por diversos conflitos de interesses, como a necessidade não apenas para geração de energia, mas também para uso doméstico, industrial, agrícola, navegação, pesca, turismo e recreação, etc.

68. As condições hidrológicas desfavoráveis associadas a uma crescente demanda por água amplificam esse embate, tendo em vista que o setor elétrico, historicamente mais organizado e apto a apresentar suas prioridades, e diante das mudanças de contexto, introduzidas principalmente pela Lei 9.433/1997, é visto somente como mais um dos usuários dos recursos hídricos.

69. Aprovada em 1997, a Lei 9.433/1997, conhecida como Lei das Águas, instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Essa lei prescreve que a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas (art. 1º, IV). Porém, em situações de escassez, o uso prioritário dos recursos hídricos deve ser para o consumo humano e para a dessedentação de animais (art. 1º, III). Relembre-se que o uso de recursos hídricos para geração de energia elétrica é considerado como não consutivo; já a agricultura, segundo a Organização das Nações Unidas para a Alimentação e Agricultura (FAO), demanda consumo de água em torno de 70% dos recursos hídricos disponíveis.

70. A despeito da instituição da Creg, a PNRH já havia criado um diversificado sistema para arbitrar os conflitos relacionados com os recursos hídricos bem como regular e controlar o uso dos recursos hídricos. Integram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (art. 33):

I – o Conselho Nacional de Recursos Hídricos;

I-A. – a Agência Nacional de Águas;

II – os Conselhos de Recursos Hídricos dos Estados e do Distrito Federal;

III – os Comitês de Bacia Hidrográfica;

IV – os órgãos dos poderes públicos federal, estaduais, do Distrito Federal e municipais cujas competências se relacionem com a gestão de recursos hídricos;

V – as Agências de Água.

71. Em momentos de escassez, a gestão dos recursos hídricos torna-se ainda mais desafiadora. Cita-se como exemplo o caso da bacia hidrográfica do rio Parnaíba, localizada em importante região socioeconômica, com diversos usos potencialmente conflitivos e cujo plano da bacia é composto por dezenas de programas e subprogramas.

72. Nesse sentido, considerando vazões e níveis mínimos dos reservatórios, que tiveram o objetivo de adequar a gestão dos reservatórios para a realidade hídrica atualmente vivenciada, medidas de flexibilização das restrições hidráulicas foram implementadas pelo ONS, em articulação com o MME, a Aneel, os agentes de geração hidroeétrica, a ANA, órgãos ambientais e outros setores usuários de recursos hídricos, demonstrando uma contribuição efetiva da Creg para essa articulação entre os diversos atores, em função do caráter obrigatório de suas decisões.

73. Ainda nesse contexto, houve a decretação, em maio/2021, de emergência hídrica pelo Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) para a região hidrográfica da Bacia Hidrográfica do Rio Paraná, situação reconhecida pela ANA com a publicação, em 1º/6/2021, da Resolução ANA 77/2021.

74. Finalmente, destaca-se que a reguladora de águas publicou a Resolução ANA 111/2021, de 29/11/2021, que dispõe sobre as recomendações de operação de reservatórios das usinas hidrelétricas de Serra da Mesa, no rio Tocantins; Três Marias, Sobradinho e Xingó, no rio São Francisco e Jupia e Porto Primavera, no rio Paraná, para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional. A resolução deve vigorar de 1º de dezembro de 2021 até 30 de abril de 2022 ou até a sua revogação, para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

75. Cumpre ressaltar que a CCEE informou que, a partir da primeira semana operativa do mês de janeiro/2022, que inicia no dia 1º/1/2022, as restrições de defluência consideradas na referida resolução passarão a ser representadas na cadeia de modelos de formação de preço (<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-consideracao-da-resolucao-da-ana-n-111-2021-para-a-formacao-de-preco-a-partir-de-janeiro-de-2022>).

II.4. Das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética

76. Inicialmente, importa registrar que a instituição da Creg, em 28/6/2021, por meio da edição da Medida Provisória (MP) 1.055/2021, representou uma ação relevante para o enfrentamento da crise hidroenergética. O objetivo da criação da Câmara foi estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país.

77. Dessa forma, em suma, a MP 1.055/2021, estabeleceu: (i) a criação de um órgão no Poder Executivo, formado pelos Ministros de Estado de Minas e Energia, da Economia, da Infraestrutura, da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, do Meio Ambiente, e do Desenvolvimento Regional, com poderes para reduzir a vazão das usinas hidrelétricas, respeitada a vazão que ocorreria se esses empreendimentos não existissem; (ii) a contratação simplificada de empreendimentos para garantir o suprimento de energia elétrica; e (iii) o repasse para as tarifas de energia elétrica dos custos associados às medidas de contratação de reserva de capacidade e de mitigação dos impactos ambientais relacionadas às reduções de vazões.

78. Isto posto, cabe salientar que os trabalhos da Creg visavam a articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos, com o objetivo de adotar medidas excepcionais efetivas, para preservar a segurança e continuidade do fornecimento de energia e o uso da água. Desse modo, as decisões da Creg deveriam observar a adequada compatibilização entre as políticas energética, de recursos hídricos e ambiental.

79. Além disso, cumpre ressaltar que a operação hidráulica dos reservatórios é apenas um dos instrumentos para manter a segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica ao

longo do período seco, motivo pelo qual as demais medidas foram tratadas no âmbito dos órgãos, entidades e instituições que compõem o CMSE.

80. Assim, durante a vigência da Creg, as deliberações do CMSE, desde que homologadas pela Creg, foram dotadas, excepcional e temporariamente, de caráter obrigatório, com vistas a garantir sua efetividade, com a tempestividade necessária.

81. Vale informar que a Creg emitiu quatro resoluções, sendo que a primeira abordou as regras de seu funcionamento e as outras três efetivaram importantes medidas no enfrentamento à crise hidroenergética, conforme descrição resumida a seguir:

(i) em 8/7/2021, por meio da Resolução Creg 1/2021, foram aprovadas as regras de funcionamento do Colegiado;

(ii) em 31/8/2021, por intermédio da Resolução Creg 2/2021, foi instituído o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B no mercado regulado do SIN;

(iii) também em 31/8/2021, conforme Resolução Creg 3/2021, determinou-se à Aneel a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$ 142,00/MWh; e

(iv) por fim, em 9/9/2021, consoante a Resolução Creg 4/2021, determinou-se a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da MP 1.055/2021.

82. Nesse sentido, verifica-se a importância da Creg para o enfrentamento à crise hidroenergética, especialmente por se tratar de um órgão centralizador da tomada de decisão, com o objetivo de conferir maior agilidade e celeridade às deliberações tomadas no âmbito do CMSE, cujas decisões não são revestidas de obrigatoriedade quanto ao seu cumprimento.

83. Destaca-se que a Creg foi criada com o prazo de funcionamento previsto até o dia 30/12/2021, mas a MP 1.055/2021 caducou e perdeu sua eficácia, em função de não ter sido recepcionada pelo Congresso Nacional. Apesar disso, as decisões da Câmara adotadas enquanto vigente se estenderão no horizonte até o final de 2025, impactando por muitos anos o SEB.

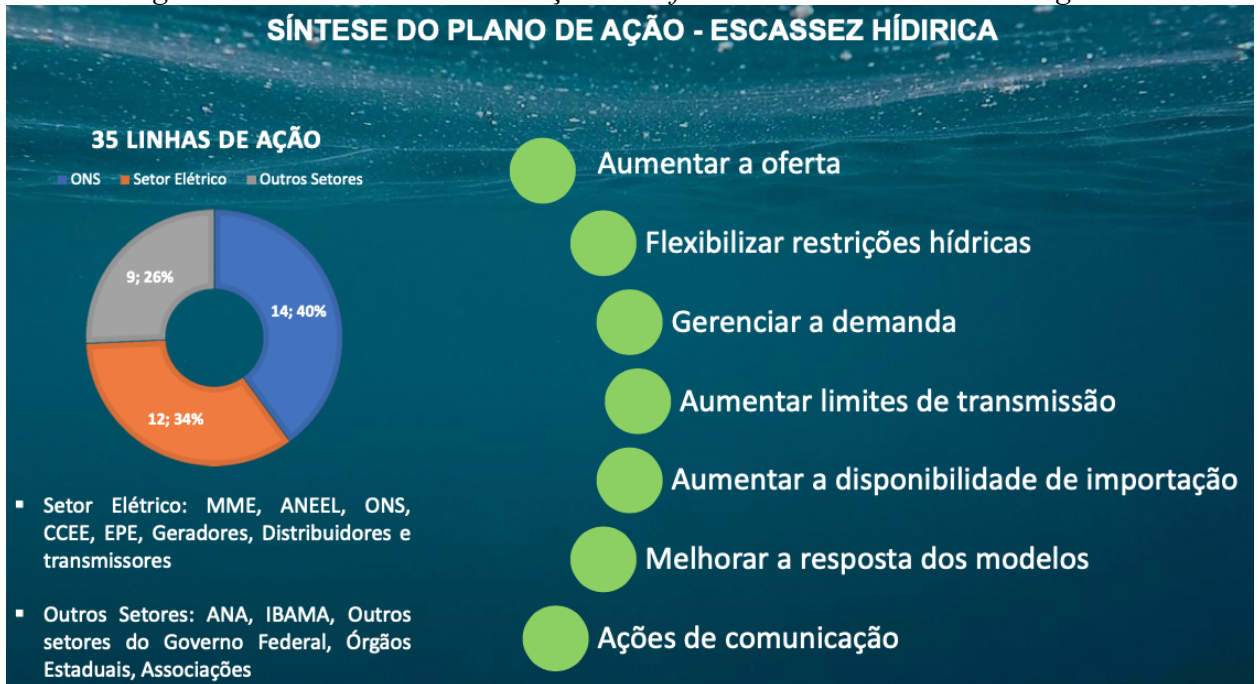
84. Segundo o MME, a Creg desempenhou papel relevante na construção de melhores condições de operação para o SIN durante o ano de 2021 e os temas então debatidos no Colegiado continuarão a ser avaliados permanentemente no âmbito do Governo Federal, por meio das governanças já estabelecidas, com a continuidade da participação, articulação e decisão multissetorial, com os endereçamentos adequados. Dentre os fóruns existentes, menciona-se, por exemplo, a Sala de Situação, sob coordenação da Casa Civil da Presidência da República, para avaliação de temas anteriormente também abrangidos pela Creg, com a devida identificação de ações, prazos e andamentos, e de forma a garantir a necessária tempestividade e assertividade na tomada de decisão pelos responsáveis (peça 177, p. 3).

85. Em termos de medidas mais operacionais para enfrentamento da crise, o ONS elaborou, em maio/2021, um Plano de Ação para mitigar o risco de perda da capacidade de gestão do atendimento eletroenergético ao SIN na transição do período seco para o período úmido em 2021, listando uma série de medidas conjunturais para a garantia do atendimento aos requisitos de energia e potência do SIN, construído em conjunto com MME, Aneel, EPE e CCEE (Ata da 246ª Reunião do CMSE).

86. O Plano é composto por 35 linhas de ação, cujos desenvolvimentos careceriam de atuação do ONS e das instituições do setor elétrico brasileiro, inclusive na interface com outros órgãos,

dentre os quais a ANA, o Ibama e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), conforme demonstrado na Figura 4, a seguir.

Figura 4 – Síntese do Plano de Ação de enfrentamento à crise hidroenergética

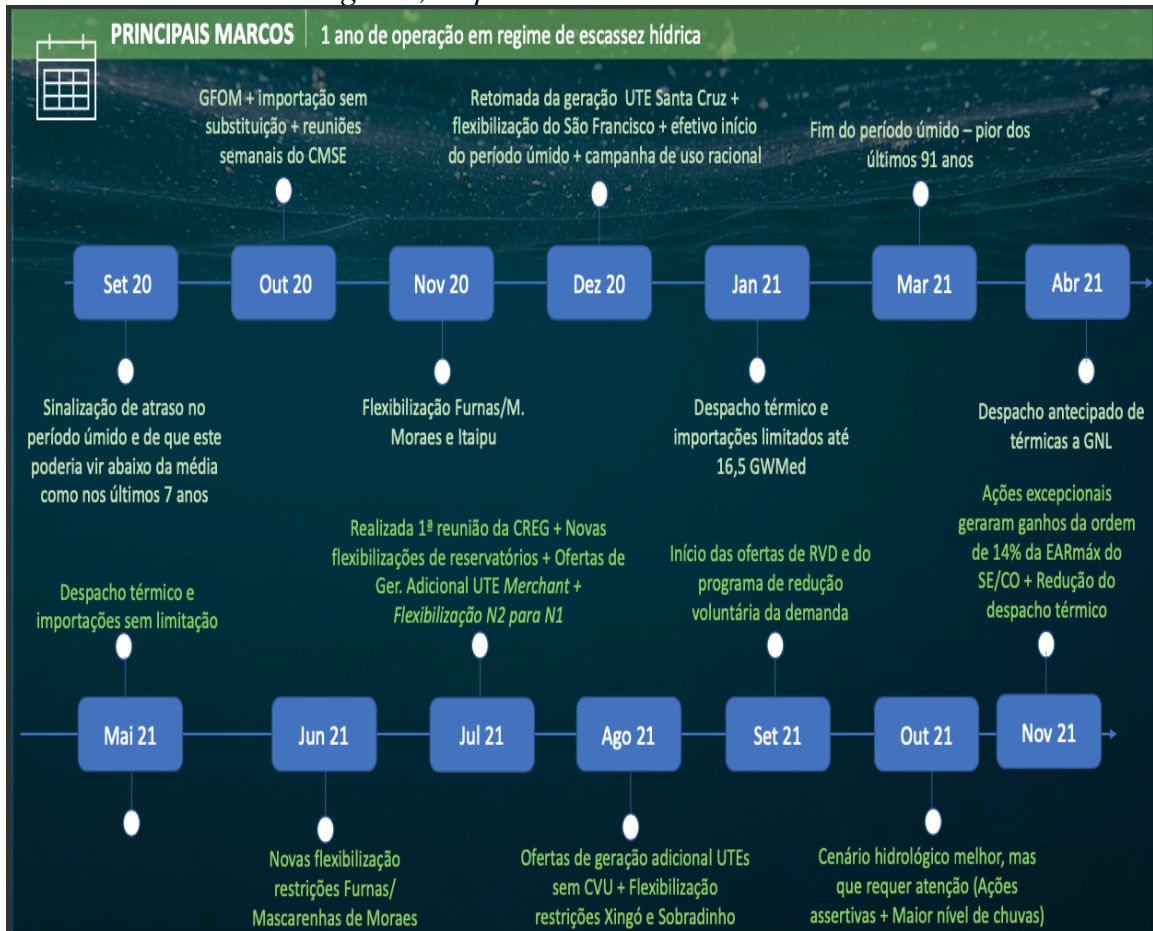


Fonte: Apresentação do ONS durante audiência pública da Comissão Temporária Externa para averiguar as causas e efeitos da crise hidroenergética (CTECCRHE), realizada em 1/12/2021 (peça 186, p. 15).

87. Observa-se que foram utilizadas diversas alternativas para o enfrentamento da crise, tanto sob a ótica da oferta quanto sob a ótica da demanda, além de medidas estruturais, a exemplo da ação de “melhorar a resposta dos modelos”. Nota-se que essas medidas, em sua maioria, tratam dos problemas momentâneos vivenciados, sem tratar de problemas estruturais que levaram à situação atual.

88. Em termos cronológicos, destacam-se os marcos temporais relativos a algumas das principais medidas emergenciais adotadas para o enfrentamento da crise, conforme apontadas na linha do tempo que percorre o período de setembro/2020 a maio/2021, detalhada na Figura 5, a seguir.

Figura 5 – Principais marcos das medidas emergenciais de enfrentamento à crise hidroenergética, no período de setembro/2020 a novembro/2021

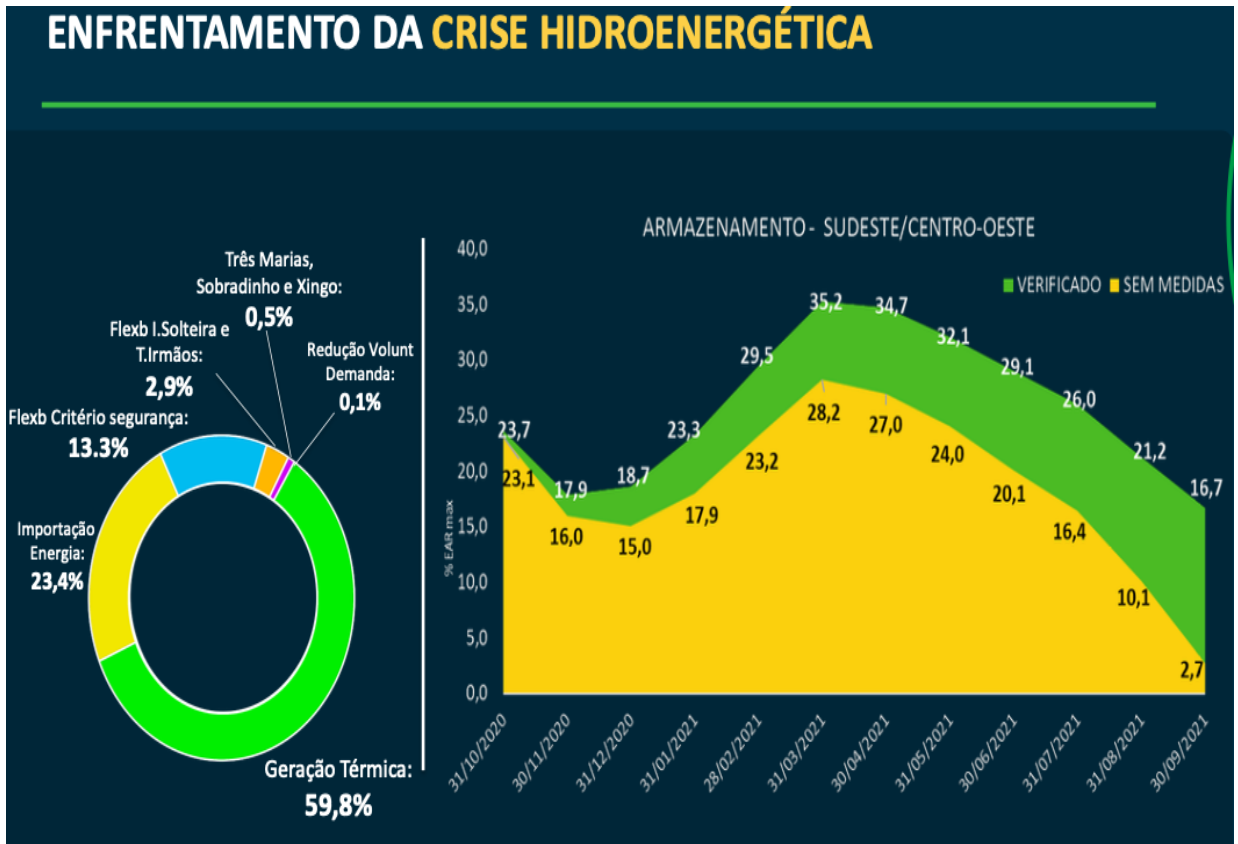


Fonte: Apresentação do ONS durante audiência pública da CTECRHE, realizada em 1º/12/2021 (peça 186, p. 15).

89. É oportuno salientar que as medidas emergenciais destacadas na Figura 5 podem ser subdivididas em duas categorias, de acordo com seus objetivos: (i) aumento da oferta de energia, quando atuam sob a ótica da oferta de energia; e (ii) deslocamento e redução do consumo, ao agirem pelo ponto de vista da demanda de energia.

90. Em termos de ganhos energéticos que as medidas adotadas representaram para o SIN, verifica-se que as medidas sob a ótica da oferta corresponderam a praticamente o valor total calculado em relação ao enfrentamento da crise de escassez hídrica, como pode ser visto na Figura 6, a seguir.

Figura 6 – Mensuração dos ganhos energéticos obtidos por causa das medidas emergenciais de enfrentamento à crise hidroenergética, no período de outubro/2020 a setembro/2021



Fonte: Apresentação da Aneel durante audiência pública da CTECRHE, realizada em 1/12/2021 (peça 187, p. 13).

91. Consoante os dados coletados, dispostos na Figura 6, conclui-se que o foco de ação no enfrentamento da crise se concentrou principalmente nas medidas sob a ótica da oferta, enquanto as medidas do ponto de vista da demanda foram relegadas a segundo plano, não tendo recebido a devida atenção para que pudessem ser mais efetivas.

Medidas adotadas sob a ótica da oferta

92. As principais medidas relacionadas com o aumento da oferta de energia englobam: (i) acionamento de todos os recursos disponíveis de geração termelétrica fora da ordem de mérito; (ii) importação de energia a partir da Argentina e do Uruguai; (iii) aumento da disponibilidade das usinas termelétricas e garantia de combustível para a sua geração; (iv) ampliação do escopo de normativos vigentes para permitir despacho temporário e ininterrupto de usinas termelétricas de todas as fontes operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente; (v) flexibilização em restrições operativas; e (vi) Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade.

Geração Térmica

93. A geração térmica respondeu por 59,8% do ganho energético no enfrentamento à crise, ao passo que a importação de energia da Argentina e do Uruguai foi responsável por 23,4% dos ganhos energéticos, totalizando 83,2% do ganho energético total.

94. Por se tratar de medidas cujas respostas são imediatas, no sentido de garantir a segurança energética do SIN, os despachos de geração termelétrica fora da ordem de mérito (GFOM), assim como a importação de energia da Argentina e do Uruguai, foram as primeiras a serem adotadas para o enfrentamento da crise, a partir de outubro/2020.

95. *A partir da segunda quinzena de outubro/2020 (Ata da 236ª Reunião do CMSE), quando começaram a ser acionadas, até o final de dezembro/2020 (Ata da 242ª Reunião do CMSE), a decisão foi de utilizar todos os recursos disponíveis, sem limitação.*

96. *Posteriormente, o despacho passou a ser limitado a 16.500 MWmed em janeiro/2021 (Ata da 243ª Reunião do CMSE) e depois a 15.000 MWmed em março/2021 (Ata da 245ª Reunião do CMSE). Logo em seguida, a partir de maio/2021, o parque termelétrico voltou a ser totalmente despachado, sem limites de montantes e preços (Ata da 247ª Reunião do CMSE). A limitação retornaria apenas em dezembro/2021, quando se deliberou que a geração das termelétricas despachadas não ultrapasse 15.000 MWmed (Ata da 258ª Reunião do CMSE).*

97. *Sobre as outras medidas para disponibilização de maior oferta de energia térmica ao SIN, a Tabela 1 apresenta, de forma resumida, quais foram as principais ações.*

Tabela 1 – Principais ações para disponibilizar aumento de energia térmica no SIN

<u>Medida</u>	<u>Descrição</u>
<i>Despacho programado de usinas a Gás Natural Liquefeito –GNL (abril/2021).</i>	<i>O ONS foi autorizado a programar o despacho de usinas termelétricas a GNL com antecipação de dois meses, considerando o Custo Variável Unitário – CVU proveniente dos contratos assinados no ACR (Ata da 246ª Reunião do CMSE).</i>
<i>Portaria Normativa MME 5, de 5/4/2021.</i>	<i>Ampliou até 30/4/2022 a vigência das diretrizes estabelecidas na Portaria MME 504/2018, a qual trata das usinas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente (conhecidas como usinas Merchant).</i>
<i>Portaria Normativa MME 13, de 2/6/2021 (alterou a Portaria MME 5/2021).</i>	<i>Permitiu ao ONS avaliar e propor ao CMSE o despacho de usinas termelétricas sem contrato de comercialização de energia, acionadas independentemente da ordem de mérito, por período determinado, até o limite de seis meses, de forma ininterrupta, desde que seja alocável na carga, e respeitando a otimização do custo total de despacho do sistema, além de observada a segurança operativa.</i>
<i>Portaria MME 523/2021, de junho/2021 (alterou a Portaria MME 339/2018) – Ata da 250ª Reunião do CMSE.</i>	<i>Possibilitou que as ofertas de importação de energia elétrica como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas, pudessem ser realizadas em período determinado, até o limite de seis meses. Essa alteração permitiu que as ofertas de importação de energia tenham prazos maiores, para aumentar a previsibilidade do sistema.</i>
<i>Portaria MME 17/2021, de 22/7/2021</i>	<i>Estabelece, de forma excepcional, até 31/12/2022, diretrizes para a “Oferta Adicional de Geração de Energia Elétrica” para atendimento ao SIN, como a ausência de garantia física estabelecida pelo MME e de histórico de geração comercial em meses anteriores</i>

Fonte: elaborada a partir das atas de reunião do CMSE.

Flexibilização de restrições operativas

98. *A respeito das medidas de flexibilização de restrições hidráulicas, foi determinado ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro/2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários da água*

estabelecidos de que trata o inciso III do art. 1º da Lei 9.433/1997 (Ata da 242ª Reunião do CMSE).

99. Constata-se que o conjunto de flexibilizações de restrições operativas foram implementadas pelo ONS, em articulação com o MME, a Aneel, os agentes de geração hidroelétrica, a ANA, órgãos ambientais e outros setores usuários de recursos hídricos. Com efeito, a instituição da Creg contribuiu de maneira significativa para essa articulação entre os diversos atores, em função do caráter obrigatório de suas decisões.

100. Entre as flexibilizações de restrições hidráulicas, destacam-se as regras relativas às UHEs Furnas, Mascarenhas de Moraes, Itaipu, Jupia, Porto Primavera, Ilha Solteira, Três Irmãos, Três Marias, Sobradinho e Xingó, além das usinas da bacia do rio São Francisco.

101. Por conseguinte, de acordo com a Figura 6, observa-se que a flexibilização hidráulica das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos respondeu por 2,9% dos ganhos energéticos no enfrentamento da crise, enquanto a flexibilização das UHEs Três Marias, Sobradinho e Xingó contribuiu com 0,5%.

102. Ainda segundo a Figura 6, houve ganho de armazenagem da ordem de quatorze pontos percentuais da Energia Armazenada Final (EAR_{máx}) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, avaliados até o mês de setembro/2021. Conforme Ata da 8ª Reunião da Creg, em relação a esse ganho, estima-se que cerca de 10,7 pontos percentuais tenham sido propiciados a partir da flexibilização das vazões das UHE Jupia e Porto Primavera e da consequente alocação de recursos energéticos não-hidrelétricos, o que confirmaria a importância da ação.

103. No que concerne à flexibilização dos critérios de segurança elétrica, a flexibilização dos limites de transmissão, saindo do critério N-2 (perdas duplas) para o critério N-1 (perdas simples), se mostrou um instrumento importante para a manutenção da governabilidade da operação das usinas hidrelétricas da Região Sudeste, seus respectivos reservatórios e, por consequência, para a garantia do atendimento às cargas do SIN, especialmente por permitir ganhos em termos do aproveitamento dos recursos energéticos das Regiões Norte e Nordeste e consequente alocação da energia advinda de fontes não controláveis (eólicas e solares) na carga, observando a devida segurança que se faz necessária no atendimento (Ata da 251ª Reunião do CMSE).

104. De fato, consoante os dados da Figura 6, os ganhos energéticos estimados com a flexibilização dos critérios de segurança representaram 13,3% do valor total.

Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade

105. A MP 1.055/2021, que instituiu a Creg, dispôs, em seu art. 4º, que as deliberações do CMSE, as quais poderão incluir a contratação de reserva de capacidade, nos termos do disposto nos arts. 3º e 3º-A da Lei 10.848/2004, terão caráter obrigatório, desde que sejam homologadas pela Creg. Já em seu art. 4º, § 2º, o normativo assevera que as contratações de reserva de capacidade poderão ocorrer por meio de procedimentos competitivos simplificados a serem estabelecidos pelo MME.

106. De acordo com a NT 38/2021/SE, previamente à realização do PCS, os estudos apresentados pelo ONS e pela EPE, em atendimento à decisão da Creg em sua 3ª Reunião, demonstraram que, a depender da hidrologia, a situação a ser vivenciada no próximo período seco, que se inicia em maio/2022, poderia ser ainda pior do que o atual, o que evidenciaria a necessidade de oferta adicional de geração, se estendendo até o ano de 2025, para o atendimento tanto dos requisitos de energia como de potência do SIN, em especial caso se confirme um eventual período úmido desfavorável (peça 129, p. 8).

107. Nesse contexto, o estabelecimento dos prazos para entrada em operação dos empreendimentos passou pela definição do desenho da contratação, o que permitiu a utilização de modelos já conhecidos pelo mercado, propondo-se uma segmentação mínima dos produtos: (i) quantidade, no qual poderão competir fontes renováveis, a partir de empreendimentos termelétricos a biomassa, empreendimentos eólicos e empreendimentos solares fotovoltaicos, por contratos na modalidade quantidade; e (ii) disponibilidade, no qual poderão competir empreendimentos termelétricos a gás natural, óleo combustível e óleo diesel, por contratos na modalidade disponibilidade.

108. Por seu turno, a Resolução Creg 4, de 9/9/2021, considerando as deliberações do CMSE, determinou a realização de procedimento competitivo simplificado para contratação de reserva de capacidade, conforme diretrizes do MME. Além disso, a Resolução da Creg determinou que o PCS deveria prever: (i) a simplificação de prazos e requisitos a respeito das diretrizes para o estabelecimento do certame, o cadastramento e habilitação técnica de projetos, a publicação do edital, a operacionalização do certame e o estabelecimento de regras e procedimentos de comercialização; (ii) a delimitação de localização dos empreendimentos a serem contratados nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul; e (iii) o período de suprimento a partir de 2022 até 2025.

109. Diante desse cenário, o MME editou a Portaria Normativa 24/GM/MME, de 17/9/2021, que estabelece as diretrizes para a realização de PCS para contratação de Reserva de Capacidade. Entendeu-se mais adequada a contratação via mecanismo de energia de reserva, à luz do Decreto 6.353/2008, que regulamentou a Lei 10.848/2004, por se tratar de procedimento já experimentado no setor elétrico, conhecido tanto pelas instituições que formam o SEB, quanto pelos agentes regulados.

110. Assim, depreende-se que o PCS representa medida complementar às diversas outras ações que já vem sendo adotadas desde outubro/2020, a fim de zelar pela continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país.

Medidas adotadas sob a ótica da demanda

111. As medidas relacionadas com o deslocamento e redução do consumo incluem, principalmente: (i) instituição de programas para participação de consumidores livres e regulados em mecanismos de redução voluntária da demanda; e (ii) informação e engajamento da sociedade com campanha sobre o consumo consciente de energia e água.

112. Cumpre informar que outra medida relevante sob a ótica da demanda foi a instituição da bandeira tarifária de escassez hídrica, que será examinada de maneira detalhada no tópico V (impactos tarifários).

Programas para participação de consumidores livres e regulados em mecanismos de redução voluntária da demanda

113. O Programa Resposta da Demanda é um mecanismo para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta das fontes energéticas do SIN, baseado em incentivos para redução do consumo em momentos críticos do sistema, quando a oferta de energia estiver escassa ou quando houver queda da confiabilidade. Um de seus resultados diretos é a redução da frequência de despachos fora da ordem de mérito e consequente diminuição do custo da energia elétrica consumida.

114. No final de 2020, a Aneel aprovou alterações no Programa Piloto de Resposta da Demanda, para estendê-lo a todos os submercados do SIN, com o objetivo de ampliar o número de consumidores e poder produzir relatórios e análises capazes de subsidiar decisões

regulatórias futuras quanto aos ganhos com a redução de custos operacionais promovidos pelo Programa.

115. Sob esse prisma, os membros do CMSE, com vistas a potencializar a adesão ao Programa de Resposta da Demanda, deliberaram que, até 30/4/2022, as ofertas aceitas dos consumidores de energia elétrica enquadrados no referido Programa não participarão do rateio da inadimplência do Mercado do Curto Prazo (MCP), o que foi positivado na Portaria MME 460, de 21/12/2020 (Ata da 242ª Reunião do CMSE).

116. Posteriormente, o Ministério publicou a Portaria MME 22/2021, de 23/8/2021, que estabelece, de forma excepcional e temporária, até 30/4/2022, diretrizes para apresentação de ofertas de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para atendimento ao SIN. O objetivo dessa medida foi viabilizar, sob a ótica da demanda, alternativa que contribua para o aumento da confiabilidade, segurança e continuidade do atendimento eletroenergético aos consumidores do país, aos menores custos, possibilitando que o setor industrial participe e contribua para a garantia da segurança do fornecimento de energia elétrica.

117. Os agentes despachados devem alcançar redução de demanda de no mínimo 80% do montante aprovado e a remuneração será composta por resultado apurado na contabilização do Mercado de Curto Prazo (considerando PLD) e por Encargos de Serviço de Sistema (ESS), não sujeita à inadimplência do rateio do MCP.

118. Participaram da oferta de RVD os consumidores livres, os agentes agregadores, os consumidores modelados sob agentes varejistas e os denominados consumidores parcialmente livres, o que será submetido à apreciação do CMSE para manifestação, conforme diretrizes estabelecidas no normativo. Ou seja, o mercado regulado não está contemplado para participação no programa.

Informação e engajamento da sociedade com campanha sobre o consumo consciente

119. Tendo em vista o despacho dos recursos termelétricos disponíveis, correlacionado à adoção de novos patamares para a bandeira tarifária, o que acarreta um adicional no valor pago via tarifa de energia pelo consumidor regulado, torna-se imprescindível reforçar os esclarecimentos à sociedade sobre a relação entre o uso consciente da energia elétrica e seus efeitos práticos, sob os aspectos econômico e sistêmico.

120. Nesse sentido, a Aneel apresentou proposta de Campanha de Conscientização do Uso Eficiente da Energia Elétrica, que visava sensibilizar a população quanto à responsabilidade do consumo consciente de energia, apresentando orientações assertivas sobre as condições de geração de energia elétrica e o consumo consciente, de forma a evitar desperdícios que podem se traduzir em custos adicionais, pagos por toda a sociedade. A campanha foi de realização obrigatória pelas concessionárias de distribuição no segundo semestre de 2021, com custeio a ser validado pela Aneel (Ata da 2ª Reunião da Creg).

121. Além disso, cumpre salientar que verbas federais, provenientes dos recursos não executados no Plano de Aplicação de Recursos – PAR (que serão destinados ao Programa de Eficiência Energética – PEE) vigente do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), foram utilizadas para essa Campanha, e se faz necessária a melhoria da transparência quanto aos custos incorridos, para se avaliar a eficiência dos gastos realizados (peça 188, p. 64).

122. Em outra toada, foi expedida a Resolução Creg 2, de 31/8/2021, que instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, aplicável aos consumidores regulados, por meio de incentivo econômico. Trata-se de um processo de economia individual e voluntária na intenção de se evitar o agravamento da escassez hídrica e

os impactos ao sistema elétrico nacional, com vigência de setembro/2021 até abril/2022, e bônus de R\$ 50 por 100 kWh reduzidos, limitado à faixa de economia entre 10% e 20%. Os cidadãos de baixa renda que aderirem à tarifa social também poderão participar do Programa.

123. Outra medida que merece ser mencionada é a publicação do Decreto 10.779, de 25/8/2021, que traz a obrigação da redução de consumo de energia elétrica no âmbito da administração pública federal, segundo a qual os órgãos e as entidades deverão buscar, em caráter permanente e sem prejuízo da adoção de outras providências, implementar as recomendações para o uso eficiente da energia elétrica constantes do anexo do normativo.

124. Finalmente, cabe mencionar também que a volta do Horário Brasileiro de Verão poderia ter sido mais uma medida a ser implementada sob a ótica da demanda. Segundo estudo do ONS denominado “Avaliação da aplicação do Horário de Verão em 2021”, apresentado no documento CTA-ONS DGL 1929/2021, de 6/9/2021 (peça 257), a implantação dessa medida reduziria a demanda máxima no horário de ponta noturna, das 18h às 21h, apesar de que não teria efeito sobre a demanda máxima do dia que ocorre tipicamente no período da tarde nos meses de outubro a março. Pondera o ONS que sua adoção reduziria as situações de déficit de potência e de invasão da reserva operativa no horário de ponta noturna esperadas para novembro/2021.

125. Contudo, o MME refutou a utilização da medida, considerando que os estudos prospectivos apresentados ao CMSE apontaram para os cenários, os quais de fato foram confirmados, de não necessidade de uso da reserva operativa para atendimento de potência em 2021 (peça 177, p. 4-5).

Aprimoramentos dos modelos computacionais

126. A respeito das medidas relacionadas a melhorias nas respostas dos modelos matemáticos e computacionais utilizados no SEB, importa registrar que, durante o ciclo de atividades 2020-2021 da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), foram desenvolvidos aprimoramentos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos. Segundo o MME, essas atividades já estão concluídas e entrarão em vigor a partir de janeiro/2022. Entre essas ações, o objetivo foi melhorar a sinalização dos preços, tornando-os mais aderentes ao nível de aversão ao risco requeridos pelo sistema (peça 175, p. 3).

127. Resumidamente, as atividades desenvolvidas no âmbito da CPAMP foram: (i) representação de restrições de níveis mínimos de armazenamento por Reservatório Equivalente de Energia (REE) no modelo DECOMP; e (ii) aumento dos níveis mínimos usados na representação das restrições de volume mínimo operativo nos modelos NEWAVE e DECOMP. Tais atividades contribuem para melhorar o nível de aversão ao risco, que podem ser aferidos por meio de dois mecanismos: o CVaR (Conditional Value at Risk), que se trata de um mecanismo financeiro associado ao custo de operação dos sistemas em situações adversas, e o VMinOp (Volume Mínimo Operativo), um mecanismo físico, associado à preservação de níveis mínimos de armazenamentos dos reservatórios.

128. Já no ciclo 2021-2022 da CPAMP, com previsão de conclusão em março/2022, entendendo que se faz necessário o aumento da aversão ao risco da cadeia principal de modelos e alinhando-se à percepção atual de aversão ao risco do setor, estão previstas as seguintes atividades: (i) aperfeiçoamento metodológico da geração de cenários hidrológicos, visando preservar a condição hidrológica recente por um maior período, denominada metodologia PAR(p)-A, a qual representa melhor a correlação temporal anual; e (ii) recalibração dos

parâmetros de aversão ao risco CVaR, melhorando o nível de aversão dos modelos computacionais em relação à real necessidade operativa do sistema.

129. Tal como relatado, o Governo Federal, por meio das diversas instituições relacionados ao SEB, realizou uma série de ações buscando mitigar o risco de desabastecimento. A principal medida estratégica foi a instituição, por meio de medida provisória, da Creg. Em que pese a caducidade da medida provisória, encerrando as atividades da Creg antes do previsto, a Câmara desempenhou importante papel no processo decisório relacionado às medidas emergenciais, em especial considerando suas competências extraordinárias. Foi a Creg, por exemplo, que legitimou a adoção da maior parte das ações diretamente relacionadas ao aumento da oferta, flexibilização de restrições operativas e redução da demanda, em grande parte das vezes com base em apontamentos do CMSE.

III. ESTRUTURAÇÃO DE PLANO ESTRATÉGICO DE CONTINGÊNCIA PARA SITUAÇÕES CRÍTICAS

130. Como descrito anteriormente, foram tomadas inúmeras medidas com o objetivo de garantir o abastecimento eletroenergético no país, a fim de debelar a crise. As providências podem ser divididas basicamente em três tipos: (i) aumento da oferta de energia disponível; (ii) flexibilização de restrições operativas; e (iii) deslocamento ou redução do consumo. Abaixo, seguem exemplos concretos dessas medidas:

130.1. Aumento da oferta disponível: despacho fora da ordem do mérito das térmicas; aumento da importação de energia da Argentina e do Uruguai; ações de adaptação do cronograma de manutenção de gasodutos e outras fontes; contratação emergencial de térmicas; e antecipação da entrada em operação de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica.

130.2. Flexibilização de restrições operativas: flexibilização de restrições hídricas para outros usos da água (navegação, agricultura, abastecimento etc.); e flexibilização de critérios de segurança na transmissão.

130.3. Deslocamento ou redução do consumo: programas de redução voluntária da demanda (consumidor cativo e grandes consumidores livres); diminuição de consumo nos prédios públicos federais; campanha de conscientização da população; e reajuste do valor da bandeira vermelha e criação da bandeira escassez hídrica.

131. Depois de todas as medidas, o aumento das vazões afluentes, a partir do mês de outubro/2021, quando se iniciou o período úmido com chuvas acima do previsto, afastou os riscos de desabastecimento para o ano de 2021.

132. As medidas tomadas ajudaram a passar pela crise sem falta de energia. No entanto, fazem-se algumas críticas ao processo de tomada de decisão que culminou em muitas dessas medidas.

133. Inicialmente, verifica-se que a maioria das ações adotadas parte do plano de ação elaborado pelo ONS em maio/2021 (Ata da 246ª Reunião do CMSE). Relembre-se que o ONS tem como competência e expertise operar o sistema, mas não necessariamente cabe a esta instituição ter uma visão mais ampla, que passaria, por exemplo, por otimização dos impactos sobre os consumidores dos custos das decisões adotadas ou do melhor modus operandi para adoção/implementação de determinada política ou ação. Em que pese diversos itens do plano de ação terem por responsáveis integrantes da governança setorial, ou até mesmo envolveram agentes alheios, como ANA, Ibama e ANP, não necessariamente houve a diligência necessária em sua implementação.

134. Para fins de exemplificação, menciona-se o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para os consumidores cativos, instituído pela Resolução Creg 2, de 31/8/2021. O Programa foi instituído em 31/8/2021, com início da vigência para o dia seguinte – 1º/9/2021. O curtíssimo prazo entre a definição do programa e seu início prejudicou a divulgação oportuna do Programa e, por consequência, o seu conhecimento pelos consumidores.

135. Mais um exemplo foi o estabelecimento de uma nova bandeira tarifária (denominada Escassez Hídrica), representando um aumento em 50% no valor do patamar 2 da Bandeira Tarifária Vermelha, em face da excepcionalidade advinda da escassez da oferta de energia hidráulica no SIN, conforme Resolução Creg 3, de 31/8/2021. O estabelecimento desse novo valor foi determinado pela Creg à Aneel, tendo em vista o disposto nas deliberações do CMSE, com vigência de 1º de setembro de 2021 a 30 de abril de 2022. Contudo, a decisão foi tomada sem a análise conclusiva dos subsídios da Consulta Pública estabelecida pela Agência, que teve vigência entre 1º/7/2021 e 30/7/2021.

136. Outra providência que merece ser mencionada é a publicação do Decreto 10.779, de 25/8/2021, que traz a obrigação da redução de consumo de energia elétrica no âmbito da administração pública federal. Em seu art. 4º, estabelece a obrigatoriedade de redução de dez a vinte por cento do consumo energético nos meses de setembro/2021 até abril/2022 em relação à média do consumo dos mesmos meses nos anos de 2018 e 2019. Considerando que as estruturas públicas, em 2020 e 2021, estavam com baixa utilização em decorrência da pandemia, visto que boa parte dos servidores da administração pública federal estava trabalhando remotamente, essa medida carece de razoabilidade, uma vez que uma meta como essa seria cumprida sem demandar maiores esforços dos gestores.

137. Como se detalhará ao longo do relatório, há indícios de que as medidas foram implementadas sem a devida previsibilidade, planejamento e celeridade, o que expôs o setor elétrico a maiores riscos quanto a insegurança e a elevados custos, não necessariamente otimizados, para toda a sociedade.

III.1. Achado 1.1 – Ausência de plano estratégico de contingência para enfrentamento de situações hidroenergéticas críticas

138. Verificou-se a ausência de um plano estratégico que estabelecesse, de forma preventiva e com base em diferentes cenários quanto ao risco de déficit energético e de potência, as medidas emergenciais, sequenciais e gradativas, por meio de indicadores pré-determinados, para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, de modo a garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país de forma otimizada.

139. No Ofício de Requisição 1-113/2021-TCU/SeinfraElétrica, de 19/7/2021, questionou-se o MME acerca da existência de um plano de ação no âmbito da Creg com a previsão de medidas a serem adotadas, com o fito de garantir o suprimento de energia elétrica em face da crise hidroenergética. Em resposta, foi encaminhado documento que apresentou um Plano de Ação do ONS, abordando as ações operacionais em curso que estavam sendo acompanhadas pelo CMSE (peça 82).

140. O plano de ação do ONS não trouxe dados relevantes sobre o efeito de cada medida. Deveria estar indicada, pelo menos, a mensuração quantitativa para cada providência, a exemplo da indicação de quantos MW envolvidos, o que não ocorreu para todas as ações previstas. Ademais, contempla apenas as medidas para a garantia do suprimento energético que consideram as premissas daquele momento quanto à evolução da situação.

141. Um plano estratégico de contingência deveria trazer informações mais precisas sobre cada uma das ações estabelecidas, além da imprescindível previsão de outras ações emergenciais, gradativas e sequenciais, caso houvesse nova frustração das expectativas, como, por exemplo, no limite, parâmetros para decretação de racionamento ou o estabelecimento de critérios seletivos para o corte de carga.

142. O CMSE, no entanto, contesta a posição sustentada por esta equipe, afirmando que o "plano estratégico de contingência", na verdade, se amolda às atribuições do próprio CMSE. O referido plano, segundo o Comitê, foi estruturado na forma de governança específica responsável pelo monitoramento das condições de atendimento eletroenergético e pela coordenação das medidas necessárias em casos de eventuais desequilíbrios nas condições de oferta e de demanda por energia elétrica, para tanto identificando os melhores critérios, metodologias e planos de ação para o enfrentamento de cada situação específica (peça 158, p. 5).

143. Para o CMSE, as ações que compõem o denominado "plano estratégico de contingência" são realizadas de forma ordinária pelo próprio Comitê, no cumprimento de suas competências. Em suma, entende que as situações excepcionais prescindem de planejamento estruturado em um plano específico.

144. A atuação do CMSE nos moldes ocorridos, no entanto, careceu de ser dotada de transparência e previsibilidade. À medida que a situação se apresentava, as decisões do CMSE eram tomadas paulatinamente. Não restou claro quais as metas a serem alcançadas, quais os indicadores utilizados, qual a sequência de adoção e/ou suspensão das medidas, etc.

145. A título de exemplificação, em que pese o programa de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para grandes consumidores ter sido publicado com vigência até 30/4/2022, o mecanismo foi descontinuado em novembro/2021, como detalhado no tópico IV.1 (falhas no planejamento). Ainda que a tomada de decisão tenha por fundo a otimização dos custos globais para os consumidores de energia diante do atingimento dos objetivos do programa (ou de sua desnecessidade), no caso concreto, a ausência de o CMSE explicitar indicadores para tomada de decisão contribuiu para a falta de transparência e previsibilidade.

146. O MME acredita que, a respeito das incertezas que ainda pairam sobre as questões climáticas, um Plano de Ação específico para mitigar tais efeitos não atingiria, neste momento, sua total eficácia, tendo em vista que se faz ainda necessária por parte da ciência climática uma evolução que minimize os riscos de uma tomada de decisão, em face das incertezas inerentes as suas projeções (peça 49, p. 3).

147. Rememore-se ainda que a falta de previsibilidade conduziu gestores a desenhar e implementar de forma abrupta políticas como os já mencionados Programa Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para os consumidores cativos e a criação da Bandeira Escassez Hídrica.

148. Retome-se que a existência de um plano de contingências visa aprimorar o planejamento e dar transparência e previsibilidade às ações para mitigação de situações de crise, tal como a vivenciada em 2021. Nesse sentido, e considerando que muitas das ações tomadas em 2021 careceram da devida fundamentação e estimativa de custos, é necessário que seja elaborado um plano estratégico de contingência apontando estratégias em caso de eventual escassez hidroenergética que traga riscos de desabastecimento de energia elétrica para a população, seja por conta de eventual novo período de escassez hídrica, ou, ainda, caso as soluções adotadas não alcancem os resultados almejados. Por óbvio, um plano como esse deve ser constantemente atualizado e ajustado para situações concretas.

149. *O que se espera do plano, que deve ser elaborado e assinado pelo responsável pela política setorial – o Ministério de Minas e Energia –, mesmo que em articulação com os demais órgãos envolvidos, é o estabelecimento de providências governamentais ou regulatórias, sequenciais e gradativas, a serem acionadas em caso de necessidade, a partir de critérios ou indicadores objetivos que retratem o risco de insuficiência de abastecimento energético, como já explanado no relatório do levantamento que examinou as medidas emergenciais e estruturantes adotadas no âmbito do setor elétrico, por ocasião da crise hidroenergética ocorrida entre 2013 a 2015 (TC 003.025/2015- 2, julgado pelo Acórdão 2.519/2015-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro).*

150. *Nessa linha de raciocínio, o referido plano deve trazer, por exemplo, uma lista de medidas a serem acionadas em caso de os reservatórios chegarem a um nível que indique uma situação de risco. Caso essas medidas não sejam suficientes para afastar ou mitigar o problema, outras providências poderiam estar previstas na hipótese de agravamento do nível dos reservatórios. Como exemplos de medidas que poderiam estar previstas, podem ser mencionados os programas de redução ou deslocamento da demanda, o aumento da importação de energia, flexibilização de restrições operativas e até a contratação emergencial de geração.*

151. *O plano também deve contemplar informações indicativas quanto aos impactos financeiros de cada providência, inclusive dispendo sobre medidas para cobrir os seus custos, como o estabelecimento de bandeiras tarifárias específicas, a possibilidade da concessão de revisões tarifárias extraordinárias ou situações em que seriam cabíveis operações financeiras. Nesse sentido, os requisitos da transparência, motivação, razoabilidade e previsibilidade restariam atendidos. Na ausência desse plano, as decisões podem ser intempestivas, ineficientes (tanto do ponto de vista físico, quanto financeiro) e ficarem mais susceptíveis a arbitrariedades.*

152. *Nota-se, portanto, que se trata de um plano para lidar com situações de crise causadas essencialmente pela redução do volume de chuvas. Esses fenômenos têm sido relativamente frequentes nas últimas décadas, a exemplo da crise de 2015 e da de 2001; e poderão se agravar em caso de acentuação dos efeitos das mudanças climáticas. Essas situações de estresse nas fontes de geração afetam diretamente o orçamento das famílias e o crescimento econômico do país, na medida em que trazem insegurança e resultam em impactos tarifários aos consumidores. Desse modo, o conhecimento amealhado pelos atores governamentais deve ser transformado em um plano, a fim de garantir maior transparência, debate e previsibilidade sobre as medidas que afetam toda a sociedade.*

153. *Ainda que na visão desses atores essas intercorrências climáticas sejam improváveis, não se pode prescindir de uma estratégia consolidada e pública para lidar com tais fenômenos. Pensar em estratégias a cada crise demanda esforços imensamente maiores do que alinhar um plano para situações excepcionais. Não há mais espaço para encarar tal imposição prática como mera faculdade ou formalidade.*

154. *Com um plano estratégico de contingência bem estruturado, atrelado a indicadores aplicáveis, a previsibilidade das ações, ao contrário do que ocorreu em 2021, seria maior e contribuiria para decisões mais otimizadas e tempestivas.*

155. *Nesse sentido, reforça-se a necessidade de elaboração pelo MME de um plano estratégico de contingência para enfrentamento de crises hidroenergéticas. A critério do gestor, em obediência a seu poder discricionário, a elaboração desse plano poderá utilizar estudo acerca das lições aprendidas em relação às medidas adotadas para contornar a crise hidroenergética de 2021 bem como exemplos internacionais que possam ter alguma similaridade com o caso brasileiro.*

156. Somente a título exemplificativo, quanto à possibilidade de formulação de um plano de contingência para situações de risco de desabastecimento, cita-se a Resolución 026/2014 (peça 255), recentemente revisada pela Resolución 209/2020 (peça 256), da Comisión de Regulación de Energía y Gas do Ministerio de Minas y Energía da Colômbia. Essas normas estabelecem o estatuto para situações de risco de desabastecimento de energia elétrica nesse país.

157. Em consulta aos referidos documentos, verifica-se que há o estabelecimento de diversos critérios a serem atendidos para a situação de risco de desabastecimento, como a própria definição de situação de risco; periodicidade da avaliação dos níveis de alerta e definição da condição do sistema; mecanismos a serem aplicados em caso de risco de desabastecimento; e estimativa de preço a ser pago aos agentes pela venda de energia durante a situação de risco e forma de pagamento.

158. Ante o exposto, propõe-se determinar ao MME, com o devido apoio do CMSE, que, no prazo de 360 dias, elabore um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico, em observância ao art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019, e ao art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, de um conjunto de ferramentas e medidas, sequenciais e gradativas, que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, bem como os parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados para acionamento das medidas para a otimização dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa prévia dos custos das referidas medidas, assim como os impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários decorrentes, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País, sem prejuízo dos usos múltiplos da água e da modicidade tarifária, de acordo com o art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; o art. 5º, da Lei 13.874/2019; a Portaria Normativa 30/GM/MME; os arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; o art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; o art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995, o art. 37, caput, da Constituição Federal; os arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU.

159. Ressalta-se que, com base nas contribuições apresentadas pelo MME e pela EPE nos respectivos comentários dos gestores acerca do relatório preliminar, essa proposta de encaminhamento foi ajustada em relação à constante naquele relatório. Buscou-se deixar mais claro o caráter estratégico do plano, que deverá contemplar diretrizes e metodologias, ao invés de um passo-a-passo propriamente das ações a serem tomadas. Com base em um plano como esse, diante de uma nova situação de crise, os gestores poderão de forma mais planejada e com métodos e critérios previamente estabelecidos, elaborar um plano de ação para lidar com a situação concreta.

160. Cumpre informar que, segundo o referido art. 41, inciso IV, constitui área de competência do MME estabelecer diretrizes para o planejamento dos setores de minas e de energia, ao passo que art. 41, parágrafo único, dispõe que compete ao Ministério zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país.

161. Por seu turno, o Decreto 5.175/2004 regulamenta as competências do CMSE, criado nos termos do art. 14 da Lei 10.848/2004.

162. Nessa seara, os incisos IV e V, do art. 3º, do Decreto 5.175/2004, preconizam que compete ao CMSE elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da identificação de dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou

possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento do setor elétrico, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

163. Já o art. 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, aduz que, para o cumprimento de suas atribuições, o CMSE deverá definir as diretrizes de atuação e os programas de ação a serem implementados, segundo princípios de eficiência e transparência.

IV. MEDIDAS ADOTADAS PARA A REDUÇÃO DO RISCO DE DESABASTECIMENTO

164. Desde 2020 observou-se um cenário de hidrologia mais baixa, o que é refletido em baixos armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Em termos de aflúências, que correspondem à vazão de água que chega aos aproveitamentos hidrelétricos, houve a caracterização do pior valor entre os meses de setembro/2020 a agosto/2021 do histórico desde 1931 para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

165. A situação chegou a um nível tão crítico que, diante desse cenário, houve a decretação, em maio/2021, de emergência hídrica pelo Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) para a região hidrográfica da bacia do Paraná, o que ensejou diversos esforços para fazer frente ao cenário adverso vivenciado.

166. Para enfrentar esse cenário desfavorável, o MME, no âmbito de sua atuação no CMSE, vem coordenando, juntamente com as demais instituições do setor elétrico brasileiro, a adoção de medidas excepcionais de forma a garantir a manutenção da governabilidade das cascatas hidráulicas no país, preservar o uso da água, e manter a segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica ao longo do período seco de 2021 e de sua transição para o próximo período úmido.

167. Impende salientar que, ao longo da vigência da MP 1.055/2021, a qual acabou caducando e perdendo sua eficácia em 7/11/2021, por não ter sido recepcionada pelo Congresso Nacional, a Creg assumiu o protagonismo na condução das ações para o enfrentamento da crise hidroenergética, emanando relevantes decisões e resoluções, que terão impacto por muitos anos no SEB.

168. Desse modo, o exame das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética se baseou na atuação das instituições do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e constatou-se que houve falhas no planejamento para adoção das medidas, de forma geral, sendo mais evidente em algumas ações específicas.

IV.1. Achado 2.1 – Falhas no planejamento das ações para enfrentamento da crise hidroenergética

169. Constatou-se que: (i) a maioria das ações adotadas para enfrentamento da crise hidroenergética tinham o foco no aumento da oferta de energia, sem estudos ou análises de impacto que corroborassem essa escolha, negligenciando ações do lado da demanda, havendo pouco incentivo para o deslocamento ou redução do consumo; (ii) houve falhas na execução e na comunicação das medidas adotadas sob a ótica da demanda; e (iii) houve demora para adoção das medidas.

170. Adicionalmente, verificou-se que, em função da urgência dos prazos, o Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) foi planejado para ser executado em tempo muito curto, muito inferior ao usual ou recomendável para contratações da magnitude de que trata o PCS, sem estimativa dos seus custos, e incorrendo em diversos riscos ao seu sucesso, tendo em vista que o cronograma previsto indicava que os vencedores deveriam assinar seus contratos em novembro/2021 para colocar os empreendimentos em operação em 1º/5/2022.

171. Ressalta-se ainda que as medidas de enfrentamento foram tomadas sem estimativa prévia dos seus impactos tarifários, como será demonstrado mais adiante, no tópico V.

172. As falhas no planejamento das ações para enfrentamento da crise ocorreram, principalmente, quanto a pouca previsibilidade, transparência e quantificação dos custos das medidas implantadas.

173. Nesse contexto, analisou-se de forma detida as seguintes medidas de enfrentamento à crise hidroenergética: (i) Programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD); (ii) Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica; e (iii) Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade.

Programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD)

174. O RVD foi instituído por meio da Portaria MME 22/2021, de 23/8/2021, que estabeleceu, de forma excepcional e temporária, até 30/4/2022, diretrizes para apresentação de ofertas de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para atendimento ao SIN.

175. Após ter recebido ofertas em setembro/2021 e outubro/2021, o recebimento de ofertas nos termos do RVD foi suspenso pelo ONS em novembro/2021, apesar de sua validade estar prevista até abril/2022 e de as indústrias terem se mobilizado com antecedência para participarem do programa em novembro/2021 e nos meses seguintes.

176. A respeito da suspensão do RVD, o ONS afirmou que a Portaria Normativa MME 22/2021 definiu as diretrizes para a operacionalização do RVD com o objetivo específico de atendimento à demanda máxima do sistema (ponta), considerando os horários mais críticos para redução/deslocamento da demanda, estabelecidos com base nas curvas de cargas típicas para cada submercado e conforme o período do ano. Nesse programa, também foi estabelecida uma grade horária em que é permitida a compensação da demanda em períodos de consumo menos significativo (peça 148, p. 5-9).

177. Destacou que o mecanismo emergencial de RVD foi concebido como um recurso adicional de demanda (potência) a ser utilizado em momentos específicos do dia, com possibilidade de compensação de energia, não sendo estabelecido como um produto para fins energéticos que pode ser acionado a qualquer momento, como ocorre com as usinas termelétricas. Assim, asseverou que RVD e geração termelétrica não são recursos com características operacionais e custos comparáveis entre si.

178. Segundo o Operador, devido à melhora nas condições hidrológicas a partir do mês de outubro/2021, com a chegada do período úmido dentro das condições esperadas, e com a redução do consumo de energia devido à ocorrência de temperaturas mais amenas, não foi identificada a necessidade de utilização de recurso adicional de RVD para atendimento à ponta do sistema até dezembro/2021.

179. Nesse sentido, o ONS entendeu por bem sinalizar ao mercado que, com base nos estudos eletroenergéticos realizados, estes recursos adicionais não seriam mais necessários em 2021. Em comunicado ao setor, o ONS destacou que não exclui a possibilidade da retomada do recebimento de ofertas de RVD em 2022, caso seja identificada a necessidade de recursos adicionais para atendimento à demanda por energia elétrica no país, dentro da vigência da Portaria até 30/4/2022.

180. De acordo com o ONS, a manutenção de RVD, sem uma necessidade explícita de redução de demanda para atendimento à ponta em 2021, ainda que seja relevante para incentivar a participação dos consumidores no Programa, representaria um custo adicional a ser pago por todos os consumidores via Encargos de Serviços do Sistema (ESS), com reflexos significativos na tarifa de energia dos consumidores finais e em outros segmentos econômicos do país.

181. *Em relação à continuidade dos programas de redução voluntária da demanda, o ONS informou que definiu no início do ano a resposta da demanda como um dos temas estratégicos prioritários para sua atuação no setor elétrico. Nesse contexto, elencou diversos avanços obtidos com a regulamentação emergencial do RVD e apontou possíveis caminhos para seu aprimoramento.*

182. *Ademais, afirmou que a experiência adquirida com o programa emergencial de RVD contribuirá para consolidar a construção de um mecanismo estrutural de Resposta a Demanda, haja vista os diversos avanços obtidos com a regulação emergencial do Programa de RVD em 2021, tais como: (i) construção da confiança do Operador na efetivação da redução da demanda pela indústria; (ii) amadurecimento do próprio conceito de RVD, com possibilidade de evolução para novos produtos; (iii) simplificação do processo facilitou a adesão; e (iv) evolução da figura do agregador de carga (por Agentes da CCEE das classes Geração, Consumo e Comercialização), com a possibilidade de contabilização ser com a linha base agregada.*

183. *Complementou que tais aspectos podem ser utilizados como insumos para aprimoramento do Programa Piloto de Resposta da Demanda, além de outras evoluções regulatórias propostas pela Aneel, a exemplo da possibilidade de participação do processo competitivo juntamente com as usinas termelétricas na manutenção da reserva de potência operativa (RPO) e da criação de um produto com uma receita fixa pela disponibilidade e outra variável pela utilização do recurso, a ser adquirido via leilão anual realizado pelo ONS, além de outros produtos de mais curto prazo.*

184. *O ONS observou que a sinalização econômica é capaz de incentivar o uso eficiente dos recursos do sistema e que, com a construção de uma base regulatória adequada, é possível viabilizar outros programas de caráter estrutural para que a indústria ofereça sua flexibilidade em outros horizontes de tempo, com propósitos distintos, incentivando assim a maior participação da demanda no atendimento energético do país.*

185. *Na visão do ONS, o programa de RVD, juntamente com outras medidas emergenciais adotadas pelo CMSE, vem se mostrando fundamental para atravessar este período de crise hídrica com sucesso, contribuindo também para o aprimoramento do SEB, com especial destaque para a relevante participação da indústria no programa, que apresentou uma representatividade de ofertas expressiva, mostrando o potencial de adesão e resposta deste recurso.*

186. *Por seu turno, o MME asseverou que o programa visava o atendimento da ponta conforme a necessidade do SIN com custos inferiores à geração termelétrica prevista que seria utilizada para atendimento da ponta naquela localização do sistema. Com isso, esse recurso adicional (RVD) buscou apresentar custos inferiores aos das termelétricas disponíveis no Sistema, ou, em condição extrema, ser utilizado pelo Operador por não haver recursos suficientes para atendimento da ponta naquela situação/condição apresentada (peça 183, p. 4-5).*

187. *Além disso, destacou que a experiência recente, no que se refere à adesão dos agentes ao programa permitirá aperfeiçoar o Programa Piloto de Resposta da Demanda, cuja revisão está prevista na agenda regulatória da Aneel para o biênio 2021- 2022.*

188. *Por fim, salientou que o Programa Piloto de Resposta da Demanda detém caráter estrutural, enquanto o RVD possuía caráter conjuntural. Desse modo, aduziu que as expectativas quanto à perenização de programas de resposta voluntária da demanda devem ser direcionadas à Agência Reguladora, a qual poderá aprimorar o programa estrutural a partir da experiência obtida na execução do RVD conjuntural.*

189. *Portanto, verifica-se que, além de utilizar todos os recursos disponíveis e tomar medidas excepcionais que permitam aumento da oferta de energia, com a publicação das diretrizes dos*

programas de redução voluntária da demanda em exame, adicionou-se a possibilidade da contribuição dos consumidores livres e regulados por meio da gestão da demanda.

190. Trata-se de medida salutar ao SEB, pois esses programas de resposta a demanda poderão ter papel fundamental na modernização do setor energético nacional, fazendo com que um número maior de consumidores participe mais ativamente no mercado de energia, o que não impactará apenas na relação dos consumidores com a operação do sistema, mas também com o planejamento energético.

191. Cumpre ressaltar que a falha no planejamento para a execução da medida, bem como os problemas de comunicação com os agentes interessados em participar do programa, como pode ser verificado pela sua suspensão de forma repentina, além da demora para que esses programas entrassem em operação, reduziu a efetividade da ação. Conforme verificado na Figura 6, o RVD correspondeu a apenas 0,1% dos ganhos energéticos obtidos no enfrentamento à crise hidroenergética.

192. Nesse sentido, importa registrar que os retornos financeiros previstos nos programas têm o objetivo de amenizar os altos custos dos encargos setoriais que são incorporados às contas de energia elétrica das indústrias. Não obstante, os ganhos com os programas vão além da remuneração, visto que permitem uma experiência de aprendizado para a governança da empresa, que passa a ficar mais alinhada às práticas dos mercados modernos de energia em todo o mundo.

193. Logo, a resposta da demanda pode tornar-se uma importante variável na definição da expansão energética no Brasil nos próximos anos, principalmente para os crescentes requisitos de capacidade do SIN. Isto posto, conclui-se que se reputa essencial que o SEB envie esforços no intuito de que a resposta da demanda alcance o máximo benefício sistêmico, sempre com desenvolvimento de um arcabouço regulatório sólido e adequado aos produtos ofertados.

194. Ademais, as lições aprendidas com a utilização do RVD no enfrentamento da atual crise podem ser mais bem aproveitadas para a estruturação de um plano estratégico de contingência, o que permitirá a otimização de sua utilização, para que possa ser mais efetivo.

Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica

195. O Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, aplicável aos consumidores cativos, por meio de incentivo econômico (bônus de R\$ 50,00 por 100 kWh reduzidos, limitado à faixa de economia entre 10% e 20%, incidente sobre o montante apurado com base no consumo médio de cada unidade consumidora nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2020, desde que possuam histórico de medição), com vigência de setembro/2021 até abril/2022, foi instituído por meio da Resolução Creg 2, de 31/8/2021.

196. Apesar de se tratar de uma medida importante no enfrentamento da crise hidroenergética, verificou-se que a execução do programa não está sendo efetuada a contento, em função de falhas em seu planejamento, que redundaram em problemas na comunicação à população.

197. De acordo com o § 6º, do art. 1º, da Resolução Creg 2/2021, as concessionárias e as permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão informar a cada consumidor sua meta de redução de consumo, inclusive por meio da fatura de energia elétrica.

198. Em complementação, o art. 5º da referida Resolução dispõe que o bônus apurado será informado na fatura dos consumidores ao final do estágio previsto para o Programa e creditado na fatura subsequente, enquanto o parágrafo único desse art. 5º preconiza que as apurações parciais realizadas durante a execução do Programa devem ser informadas aos consumidores de maneira clara e objetiva.

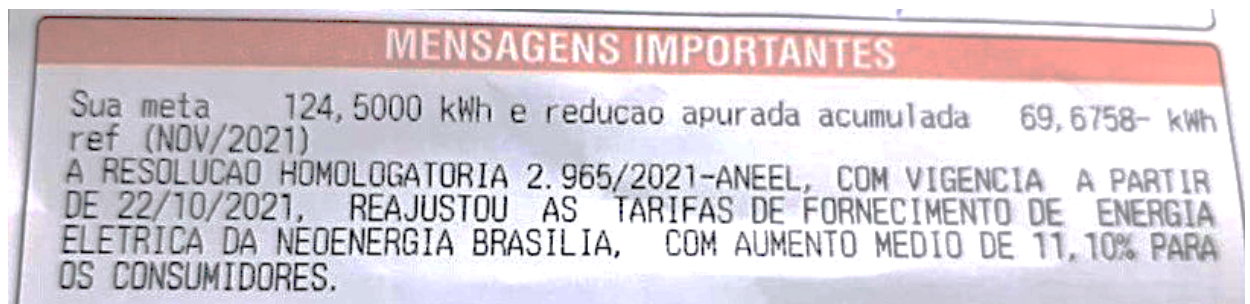
199. Grave falha observada foi o exíguo tempo – um dia – entre a publicação da decisão que institui o programa (Resolução Creg 2, de 31/8/2021) e o início da vigência dele. O consumidor nem ao menos tinha conhecimento do programa de redução da demanda, como poderia responder a ele?

200. Ademais, embora o programa tenha tido início em 1º/9/2021, a meta de redução de cada consumidor só foi informada na fatura seguinte, o que, a depender do ciclo de faturamento, ocorreu até dois meses depois do início da medida.

201. No Apendice B, a título ilustrativo, foi realizada análise dos casos de cinco consumidores, os quais apresentaram situações distintas entre si, sendo constatado que houve problemas diferentes para cada um deles, inclusive para consumidores residentes no mesmo Estado, cuja concessionária é a mesma.

202. No caso do Consumidor 2 (consumidor cativo de residência situada no Distrito Federal – DF), identificou-se que em sua fatura referente ao mês de novembro/2021 são mostrados a meta, a redução apurada acumulada e o bônus a ser aferido, sem que tais elementos tenham sido vinculados ao Programa, conforme demonstrado no campo “mensagem importante” de sua fatura de energia elétrica, cuja empresa distribuidora de energia é a Neoenergia Brasília.

Figura 7 – Fatura de energia elétrica de novembro/2021 relativa ao Consumidor 2, cativo de residência situada no Distrito Federal, atendido pela Neoenergia Brasília



Fonte: Fatura da conta de luz de uma residência do Distrito Federal (DF).

203. A partir da Figura 7, constata-se que, apesar de o bônus e a redução apurada estarem informados na fatura do consumidor em tela, a mensagem a respeito do Programa como um todo não está sendo transmitida de maneira clara e objetiva. A única mensagem que parece fazer referência ao programa foi essa veiculada na fatura referente ao mês de novembro/2021 que é absolutamente incompreensível ao consumidor mediano (meta de quê? redução de quê?). Ou seja, não se pode concluir que os requisitos do § 6º do art. 1º e parágrafo único do art. 5º da Resolução Creg 2/2021 foram observados.

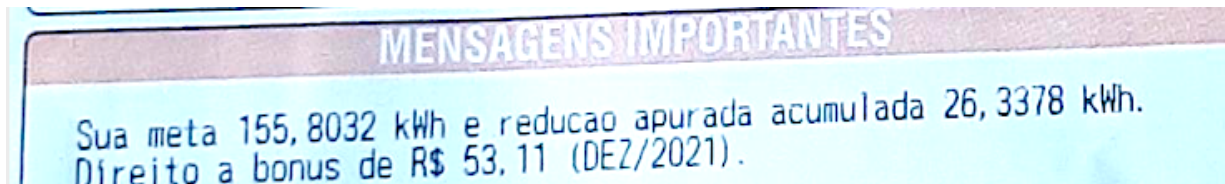
204. Ora, como participar de um programa de redução da demanda sem ao menos haver um registro de que se está participando desse programa? Ou sem ao menos saber o quanto é preciso reduzir?

205. Por outro lado, na mesma fatura, as explicações quanto ao reajuste da tarifa se mostram razoáveis, com a indicação: (i) do normativo de referência; (ii) da data em que se iniciou a vigência do reajuste; e (iii) do percentual de aumento na tarifa.

206. Vale informar ainda que as faturas de novembro/2021 e dezembro/2021 do Consumidor 1, também um consumidor cativo de residência situada no DF, registraram metas distintas para cada um desses meses. Além disso, a evolução das reduções acumuladas não se mostra coerente, indicando que houve decréscimo no valor apurado. Por sua vez, na fatura de dezembro/2021 do Consumidor 2 não consta qualquer menção ao Programa.

207. Em relação ao Consumidor 3, outro residente no DF, observou-se que sua fatura apresentou um valor de bônus aparentemente incoerente com o valor apurado acumulado, como mostra a Figura 8

Figura 8 – Fatura de energia elétrica de dezembro/2021 relativa ao Consumidor 3, cativo de residência situada no Distrito Federal, atendido pela Neoenergia Brasília



Fonte: Fatura da conta de luz de uma residência do Distrito Federal (DF).

208. Como visto anteriormente, o Programa estabeleceu que o bônus a ser pago corresponde a R\$ 0,50 por cada kWh reduzido.

209. Assumindo que a meta descrita na fatura mostrada na Figura 8 esteja correta, assim como o valor acumulado apurado, o bônus sobre o valor acumulado de 26,3378 kWh deveria ser $R\$ 0,50 \times 26,3378 = R\$ 13,1689$. Contudo, a fatura aponta que o bônus é de R\$ 53,11, equivalente a uma diferença de quase quarenta reais.

210. Com efeito, o bônus só poderá ter um valor acima de R\$ 50,00 se o valor acumulado apurado para a redução estiver acima de 100,000 kWh, o que não se aduz no caso em comento.

211. Esse ponto merece relevância, haja vista a estruturação da operação de crédito financeiro para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), autorizada por meio da edição da Medida Provisória 1.078/2021, cujo exame será realizado no tópico V.2 (autorização para operação de crédito em nome do consumidor), considerar todos os custos resultantes das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética.

212. Se o erro de cálculo identificado para o Consumidor 3, que correspondeu a uma discrepância significativa quanto ao bônus a ser pago, for replicado para outros consumidores, os custos estimados para a supracitada operação de crédito poderão ficar superestimados, o que assinala a necessidade de ajustes na execução do Programa.

213. Como o bônus apurado é informado na conta de luz referente ao mês de dezembro de 2021 e creditado como abatimento do valor a pagar na conta de luz subsequente, ainda há tempo para que os cálculos dos bônus sejam corrigidos, quando for o caso.

214. Segundo o art. 4º da Resolução Creg 2/2021, salvo comprovação em contrário, eventuais erros de faturamento decorrentes da implementação do Programa são presumidos enganos justificáveis. Por sua vez, o art. 7º afirma que, em caso da caracterização de procedimento irregular na unidade consumidora, o crédito em fatura não será concedido, devendo ser ressarcido via fatura no caso de a caracterização ocorrer após o pagamento.

215. Dessa forma, é importante que, antes de serem realizados os pagamentos, a contabilização dos bônus referentes ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica seja avaliada para que haja certificação dos resultados e para que os consumidores sejam informados de forma mais consistente sobre seus resultados, até para evitar futuros questionamentos judiciais.

216. Em outras áreas de concessão, como o caso de Consumidor 4, cativo de residência situada no Rio de Janeiro, atendido pela Light, pode-se verificar que a meta foi veiculada de forma consistente no campo “mensagem”, em fatura correspondente ao mês de novembro/2021, como ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Fatura de energia elétrica de novembro/2021 referente ao Consumidor 4, cativo do Rio de Janeiro, atendido pela Light

PROGRAMA DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE CONSUMO
(RES.CREG Nº 2 DE 31/08/21)
SUA META: 42 kWh
SUA REDUÇÃO ATÉ ESSE MÊS: 86 kWh

Fonte: Fatura da conta de luz de uma residência do Rio de Janeiro (RJ).

217. Considerando que a meta informada nas faturas seria de 42 kWh, em tese, a redução teria sido alcançada já na fatura de novembro/2021, quando se atingiu o patamar de 86 kWh.

218. Porém, ressalta-se que a soma dos consumos de energia elétrica de setembro a dezembro de 2021 precisa ser inferior à soma dos mesmos meses em 2020, em pelo menos 10%. Assim, o consumidor que não conseguir uma redução substancial em algum mês ainda pode economizar mais energia nos demais meses e assim conseguir a redução total de ao menos 10% na soma do quadrimestre.

219. Desse modo, como a fatura não deixa clara a metodologia para contabilização da meta, o Consumidor 4 pode ter ficado com a impressão de que sua meta já havia sido alcançada, quando, na verdade, talvez nem seja atingida até o final de dezembro/2021.

220. Esse caso torna evidente o risco de uma sinalização econômica errada para o consumidor, que tende a se esforçar menos em busca da redução do consumo, por achar que já cumpriu sua meta, o que reforça a importância de que a execução e a comunicação do Programa sejam aprimoradas.

221. Adicionalmente, por ser uma medida que depende de uma comunicação eficaz à população, para que esta se sensibilize e se engaje em busca do uso racional de energia elétrica, os dados constantes da fatura precisam ser mais bem detalhados, visto que as distribuidoras precisam levar em consideração o fato de que grande parte dos consumidores talvez entre em contato com o programa pela primeira vez por meio de consulta à sua fatura.

222. Isto posto, constata-se grave falha no planejamento e execução dessa medida de enfrentamento da crise, que não previu tempo hábil para comunicação da existência do programa de redução da demanda; não disponibilizou as metas de redução antes do início de vigência; e ainda teve lacunas de informação nas faturas dos consumidores.

223. Desse modo, depreende-se que, a respeito da comunicação aos consumidores sobre suas metas de redução de consumo de energia elétrica, bem como sobre as apurações parciais e a redução de consumo acumulada durante o período de vigência do Programa, mostra-se razoável que sejam efetuados ajustes para aprimorar a efetividade da ação, por meio do estabelecimento de parâmetros mínimos que as distribuidoras devam fazer constar das faturas das contas de luz, a fim de que os consumidores sejam informados de maneira clara e objetiva sobre sua participação na ação.

224. Nesse sentido, o art. 3º da Resolução Creg 2/2021 afirma, em seu § 1º, que a Aneel deve apurar o resultado do Programa neste estágio quadrimestral (ou seja, até dezembro/2021), apresentar ao CMSE e propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes em caso de aprovação para um novo estágio do Programa. Vale esclarecer que, conforme o disposto no Art. 3º, § 2º, o CMSE deve avaliar a prorrogação do Programa, limitado a abril de 2022.

225. Cabe enfatizar que esse Programa representa benefício global para o maior equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, a menores custos, na conjuntura atual, uma vez que o custo do programa é inferior ao da geração termelétrica mais cara atualmente

despachada. Assim, ao se economizar energia, além de redução na conta de energia, torna-se possível contribuir para a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético no país.

226. Mesmo com os problemas aqui apontados, dados da Abradee demonstram o potencial que um programa desse tipo possui no sentido de contribuir para a redução do consumo de eletricidade em situações de restrição de oferta de energia. Segundo a Associação, o resultado do programa foi a economia de energia da ordem de 5.702 GWh, obtida com a adesão de aproximadamente 30.3 milhões de unidades consumidoras, que representam 35% das unidades consumidoras do mercado regulado das distribuidoras. O valor total a ser pago como bônus para estes consumidores é de R\$ 2.426 bilhões (peça 223, p. 2). Portanto, conclui-se que o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica possui significativa relevância, sobretudo pelo potencial de aprendizado que poderia proporcionar à população, em termos de redução da demanda de energia elétrica a partir de um sinal econômico.

227. Contudo, não se pode olvidar dos apontamentos sobre eventuais erros nos faturamentos dos bônus de que trata o referido Programa, visto que esses valores podem estar superestimados e seus custos influenciaram a estimativa da estruturação da operação de crédito financeiro autorizada pela MP 1.078/2021 e regulamentada pelo Decreto 10.939/2002 e pela Resolução Normativa Aneel 1.008/2022. Salienta-se que, do valor de R\$ 5,3 bilhões do teto autorizado para a operação de crédito relativa à Conta Escassez Hídrica, R\$ 1,68 bilhões são relativos ao bônus a ser pago no âmbito desse Programa, portanto, 31,7% do total.. Mais detalhes a respeito da operação de crédito relativa à Conta Escassez Hídrica serão detalhados no item V.2 deste relatório.

228. Impende salientar que incentivar o consumo racional deve ser uma pauta constante no país e fazer parte da estratégia governamental, pois essas campanhas e programas que estimulam economia e redução do desperdício são extremamente positivas e essenciais para contribuir com a mudança de cultura necessária pela qual a sociedade precisa passar, para que o SEB se torne sustentável algum dia.

229. Para isso, as ações de comunicação das campanhas de conscientização e dos programas de incentivo a redução do consumo devem ser constantes e eficazes, exigindo melhor planejamento, para possibilitar que as medidas sejam mais efetivas.

230. Nota-se que, de acordo com o art. 8º da Resolução em comento, o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica deverá ser assistido por ampla campanha de divulgação e conscientização, a ser coordenada pelo MME.

231. Cumpre ressaltar que essas ações inserem-se no âmbito conceitual da economia comportamental, que possui um campo potencialmente vasto no SEB para implementar tais incentivos, trazendo benefícios aos consumidores e ao Governo. A Economia Comportamental estuda modelos relacionados a decisões individuais e coletivas considerando hábitos e regras práticas simplificadas. Cita-se, como exemplo, estudo publicado pela Escola Nacional de Administração Pública a respeito de aplicações das ciências comportamentais em políticas públicas (disponível em: www.researchgate.net/publication/343719359_Ciencias_comportamentais_e_politicas_publicas_o_uso_do_SIMPLES_MENTE_em_projetos_de_inovacao).

232. Nessa seara, em relação à redução do consumo de energia elétrica, além do melhor desenvolvimento da questão das bandeiras tarifárias, que foram implementadas com o intuito de melhor sinalizar aos consumidores as condições econômicas e custos da geração no sistema interligado, ganha importância a realização de campanhas educativas de forma mais sistemática, no sentido de estimular o consumidor a mudar o seu padrão de consumo, evidenciando o ganho econômico de sua redução.

233. Em suma, a economia comportamental mostra que pequenos detalhes aparentemente insignificantes podem ter grandes impactos no comportamento das pessoas, com baixo custo de implementação. Assim, o uso de seus conceitos no SEB poderá criar oportunidades para se ampliar o espectro de incentivos para que os consumidores busquem maiores benefícios nas suas escolhas, especialmente no novo paradigma do empoderamento dos consumidores.

234. Dessa forma, resta evidente que houve falhas no planejamento para que as medidas emergenciais sob a ótica da demanda fossem melhor executadas, resultando em uma comunicação deficiente à sociedade, havendo pouco incentivo para que essas medidas pudessem contribuir de maneira mais efetiva com o enfrentamento da crise, visto que entraram em ação apenas em setembro/2021, já no final do período seco.

235. Logo, conclui-se que o planejamento antecipado quanto ao enfrentamento da crise hídrica possibilitaria maior participação das medidas sob a ótica da demanda, a partir da melhor estruturação dos programas, com uma comunicação eficaz à população para sua sensibilização e engajamento.

236. Em face do que foi exposto, considerando as disposições constantes dos arts. 1º, §§ 1º e 6º; 3º, §§ 1º e 2º; 4º; 5º, caput e parágrafo único; 7º; e 8º, da Resolução Creg 2/2021, propõe-se recomendar à Aneel que: (i) avalie os resultados obtidos quanto à redução acumulada apurada, para se certificar a respeito de erros de faturamento eventualmente cometidos, a fim de comunicar esses resultados para os consumidores de maneira clara, objetiva e consistente, antes de realizar os pagamentos dos bônus; e (ii) faça análise dos resultados do Programa utilizando conceitos de economia comportamental para, se for o caso, propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes, em caso de aprovação para um novo estágio do Programa ou de sua futura reedição.

Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade

237. A realização do Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade foi determinada por intermédio da Resolução Creg 4, de 9/9/2021, considerando as deliberações do CMSE, ao passo que as diretrizes para sua realização foram estabelecidas conforme disposições da Portaria Normativa 24/GM/MME, de 17/9/2021.

238. Segundo a NT 38/2021/SE, foi efetuado mapeamento de riscos inerentes a esse Procedimento, contendo medidas mitigatórias adotadas, de modo a contextualizar o quão desafiador seria a realização do PCS ainda em 2021, para se manter sob a égide da MP 1.055/2021, cuja vigência se encerraria no dia 7/11/2021.

239. Ao todo, foram descritos doze elementos que compõem o referido mapeamento, dentre os quais podem ser destacados o apertado cronograma, que enseja um prazo exíguo para a implantação dos empreendimentos, haja vista a necessidade de início de suprimento já em maio/2022, bem como a solução de questões pós-leilão, a exemplo do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, obtenção do licenciamento ambiental, comprovação de combustível e evolução das tratativas junto aos órgãos tributários, aduaneiros e ambientais (peça 129, p. 9-14).

240. Importa registrar que a elaboração de contratação de recursos de geração é processo complexo, com várias etapas e participação de diversas instituições, o que demanda vários meses para ser realizada. A título de exemplo, pode-se citar que, no caso dos Leilões de Energia Existente “A-4” e “A-5”, foram decorridos oito meses entre a publicação das diretrizes e a primeira tentativa de realização do certame, contando todas as fases desenvolvidas por Aneel, CCEE, EPE, ONS e MME. De igual modo, em relação ao Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, as tratativas iniciaram-se em março/2021 e a Portaria MME 20/2021, com diretrizes para o certame, foi publicada em agosto/2021, com indicação de realização do leilão em

dezembro/2021, o que corresponde a um prazo entre oito e nove meses de concepção de um novo certame.

241. Por seu turno, a realização da maioria das etapas do PCS ocorreu em menos de sessenta dias e foi possível devido à simplificação de procedimentos de que trata o § 2º do art. 4º da MP 1.055/2021, o que ocasionou a impossibilidade de realização de Consulta Pública, pois qualquer semana despendida nesse processo poderia resultar na não obtenção do objetivo de disponibilizar a maior quantidade de energia no menor prazo possível. Também não foram realizados cálculos de margem de escoamento ou exigidos documentos comprobatórios que suportam a conexão, transferindo-se o risco de encontrar os pontos adequados para escoamento das usinas aos empreendedores.

242. Adicionalmente, além de se realizar a contratação, a qual não poderia levar oito meses para ocorrer, há que se considerar os prazos necessários para implantação das usinas. Nos leilões citados anteriormente, as usinas possuem prazos de entrega da energia a ser produzida entre quatro e seis anos. Vale esclarecer que a implantação de uma usina envolve muitas atividades, que vão desde a aquisição (ou obtenção do livre dispor) de terreno, definição da logística de combustível, passando por etapas de licenciamento ambiental, despacho alfandegário, construção e regularização junto a órgãos federais, estaduais e municipais, entre outros.

243. No PCS, tal prazo corresponde a seis exíguos meses, considerando que as assinaturas dos contratos com os vencedores do certame ocorreram em novembro/2021 e as usinas devem entrar em operação em maio/2022.

244. O MME ressaltou que o equacionamento das questões a serem perpassadas pelos empreendedores detentores dos dezessete empreendimentos até a efetiva entrada em operação das usinas ainda inspira cuidados por parte da Administração Pública, não sendo possível assegurar quantas usinas estarão, de fato, operacionais na data limite pactuada para que a contratação seja válida e perene, considerando que, nos termos do § 14, do art. 3º, da Portaria Normativa 24/GM/MME, o atraso na entrada em operação comercial superior a três meses ensejará a rescisão do Contrato de Energia de Reserva (CER) e o pagamento das devidas penalidades. Ou seja, os empreendedores terão que estar com suas usinas operacionais até, no máximo, 1º/8/2022 (peça 180, p. 6-7).

245. Segundo a NT 31/2021/SE, era essencial dar tratamento específico para o licenciamento ambiental, visto que também não haveria prazo suficiente para obtenção das licenças ambientais antes da realização do Procedimento. Para mitigar esse risco, foi prevista na Resolução Creg 4, de 9/9/2021, a determinação para que o Ministério de Meio Ambiente, em articulação com demais órgãos e entidades competentes, adote providências necessárias para que o licenciamento ambiental dos empreendimentos que participarem da contratação constante do PCS se dê em prazo compatível com o necessário para propiciar o incremento de oferta de energia elétrica no país (peça 127, p. 13).

246. Em complementação, o documento assinalou que as determinações especificadas na Resolução Conama 279/2001, principalmente no que se refere a prazos de emissão de licenças ambientais, especificidades dos estudos ambientais e realização de reunião técnica informativa, contribuem com a necessária otimização dos procedimentos de licenciamentos de projetos considerados de baixo impacto ambiental imposta pela escassez hídrica.

247. Sendo assim, deverá ocorrer simplificação de procedimentos por parte de todas as entidades envolvidas, para que se possa, de fato, atender à necessidade vislumbrada para o período seco de 2022.

248. Nesse cenário, verifica-se que a concretização de alguns dos riscos elencados tem ocorrido, como no caso da Usina Termelétrica (UTE) RE TG 100 02 01, outorgada à Rovema Energia S.A., localizada no município de Gaspar, no estado de Santa Catarina (peça 193).

249. A Rovema justificou sua solicitação de alteração de características técnicas da usina pelo fato de que, de acordo com regramento sobre o licenciamento ambiental no Estado de Santa Catarina, os empreendimentos com capacidade instalada igual ou superior a 100.000 kW necessitam de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), enquanto os empreendimentos com capacidade instalada maior que 10.000 kW e menor que 100.000 kW são objeto de elaboração e aprovação de estudos ambientais simplificados (EAS).

250. Diante da complexidade e dos prazos requeridos para a realização do licenciamento envolvendo EIA/RIMA, a Rovema concluiu que não seria possível cumprir o cronograma do Ato Autorizativo e, por consequência, o suprimento, razão pela qual solicitou alteração de características técnicas do empreendimento, com redução da potência instalada de 100.200 kW para 99.150 kW, mantendo-se a potência injetável máxima de 85.157 kW e a potência disponível máxima de 86.657 kW, o que, segundo a empresa, garantiria a manutenção do suprimento dos lotes comercializados no leilão.

251. De acordo com a Aneel, embora haja redução marginal da capacidade instalada (cerca de 1,48%), o agente propõe elevar marginalmente o nível de entrega estabelecido no PCS, quanto à inflexibilidade e potência disponível, o que contraria o disposto no edital do PCS Portaria Normativa e na 24/GM/MME, a qual preconiza, em seu art. 4º, § 2º, inciso II:

Art. 4º A autorização para implantar e explorar os empreendimentos novos de geração será emitida pela Aneel.

§ 1º A comprovação da disponibilidade de combustível de Usina Termelétrica não será exigida nas etapas prévias de Cadastramento e Habilitação, ficando exigida para que seja autorizada a operação comercial da Usina pela Aneel, observado o disposto no art. 3º, § 13 e art. 5º, § 9º, em relação ao atraso na entrada em operação comercial.

§ 2º Os empreendedores poderão alterar as características técnicas das Usinas, após a assinatura do CER, desde que as modificações:

(...)

II - não impliquem redução da potência instalada

III - não comprometam os compromissos de entrega de energia associada pactuados contratualmente;

IV - não impliquem atraso do início de suprimento;

V - não impliquem aumento da receita fixa ou variável negociadas;

VI - não alterem o combustível principal da Usina;

VII - não alterem o CVU vinculado ao combustível principal da Usina;

VIII - não alterem a inflexibilidade da Usina;

(...) (grifos acrescidos)

252. Dessa forma, constata-se que houve restrição explícita no que concerne à solicitação da Rovema, especialmente no tocante à possibilidade de redução da capacidade instalada de empreendimento vencedor do PCS/2021.

253. Em relação ao que foi apontado pela Rovema em sua justificativa, a obtenção do licenciamento ambiental de fato representa um dos riscos mais significativos ao sucesso do certame, e a necessidade de instituição de um cronograma de eventos a serem executados em

espaço de tempo tão curto para a realização do PCS aumentou a chance de esse tipo de risco se concretizar.

254. Vale esclarecer que a Aneel concluiu sua avaliação preliminar sobre o caso, afirmando que essa restrição de que trata a Portaria pode ter sido indicada pelo MME para proteger não especificamente o parâmetro capacidade instalada, mas ao fim, o nível de entrega do certame, o que a Rovema afirma garantir mesmo com a alteração solicitada. Nesse sentido, requereu manifestação do MME para saber se o Ministério entende haver impedimento para a redução da capacidade instalada, mesmo no caso em que o nível de entrega possa ser mantido.

255. Além dos riscos elencados por parte do MME, esta Unidade Técnica identificou que a demanda a ser contratada não estava definida até a véspera da sessão pública, realizada no dia 25/10/2021, e os impactos tarifários não haviam sido previstos.

256. Em resposta ao Ofício de Requisição 6-113/2021-TCU/SeinfraElétrica, de 20/10/2021, o MME informou, por meio da Nota Informativa 17/2021/SE, de 22/10/2021, que a definição do montante ainda se encontrava em elaboração, em função da atualização dos estudos apresentados pelo ONS e pela EPE. Ademais, afirmou que a consolidação das informações relativas aos estudos e análises dos impactos financeiros do PCS ao Setor Elétrico Brasileiro também demandaria elaboração (peça 124).

257. Com efeito, a Nota Técnica 164/2021/DPE/SPE, que definiu o montante a ser contratado no PCS e apresentou proposta de parametrização para o Procedimento, foi finalizada apenas na noite do dia 24/10/2021, véspera da data marcada para a realização da sessão pública. Por sua vez, o despacho que aprovou essa parametrização ocorreu apenas horas antes da sessão (peça 189, p. 11-13).

258. Tais constatações demonstram que o PCS, em que pese o esforço das instituições que participaram da elaboração (ONS, EPE, Aneel e CCEE, com coordenação do MME) para publicar as diretrizes para sua realização em quatorze dias após deliberação do CMSE e oito dias após a decisão da Creg, apresentou falhas em seu planejamento e as limitações, principalmente em função do cronograma, não permitiram que esse Procedimento, que vai afetar a população por um longo período (até dezembro/2025), fosse melhor planejado e estudado, o que reduziria os riscos que podem atrapalhar a concretização de seus objetivos.

259. Adicionalmente, verificou-se que, em função da urgência dos prazos, o PCS foi planejado para ser executado em tempo exíguo, muito inferior ao usual para contratações da magnitude de que trata o PCS, sem a precisa estimativa dos seus custos e incorrendo em diversos riscos ao seu sucesso, tendo em vista que o cronograma previsto indicava que os vencedores deveriam assinar seus contratos em novembro/2021 para colocar os empreendimentos em operação em 1º/5/2022.

260. Com um planejamento adequado, estruturado, com maior previsibilidade das medidas a serem adotadas, teria sido possível conformar o PCS em um cronograma de eventos mais factível de ser implementado.

261. Vale esclarecer que, no tópico V (impactos tarifários) – a seguir –, as análises sobre demanda do PCS, o resultado do Procedimento e seu impacto tarifário serão mais bem detalhadas e complementarão os apontamentos realizados no presente subtópico. Ademais, cumpre salientar que existe representação específica em tramitação no âmbito deste TCU, que está analisando indícios de irregularidades em relação ao PCS. Trata-se do TC 001.722/2022-0, de relatoria do Ministro Benjamin Zymler. Atualmente, o processo se encontra em fase de saneamento.

262. *Por fim, em relação a todas as medidas adotadas para o enfrentamento da crise, resta evidente que a instituição da Creg foi fundamental diante da atual situação encontrada.*
263. *Nesse sentido, importa registrar que a necessidade de implantação da Creg revelou que a governança do SEB deve ser aprimorada, pois, diante da crise, foi necessária a criação do colegiado, indicando que as demais instituições não estão aptas a gerenciar o setor em situações mais críticas.*
264. *Se forem aprendidas as lições derivadas das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021, a estrutura de governança do SEB poderá ser aprimorada, para que sejam dadas as melhores respostas diante das situações críticas que ainda virão. Desse modo, as atuais instituições do setor passariam a ter capacidade e condições de agir sem que novos comitês, câmaras ou colegiados com poderes excepcionais tenham que ser criados, reforçando ainda mais a importância de ser elaborado um plano estratégico de contingência, que deve se basear na maior quantidade possível de informações, análises e evidências pertinentes.*
265. *Assim, a avaliação individualizada de cada medida adotada no enfrentamento da atual crise, a partir de indicadores comparativos de seus custos e seus benefícios, sinalizaria quais ações se destacaram em termos de efetividade e economicidade.*
266. *A título de exemplo, poder-se-ia verificar, por exemplo, qual foi a contribuição do acionamento das usinas Merchant ou das usinas que fizeram parte da Oferta Adicional de Geração de Energia Elétrica para a recuperação dos níveis dos reservatórios e, em face desse resultado, analisar se o custo do acionamento dessas usinas foi compensador, em termos de economicidade.*
267. *De igual modo, poderiam ser avaliadas as flexibilizações de restrições operativas e as medidas adotadas sob a ótica da demanda, para verificar sua efetividade e se seus custos compensaram sua implementação.*
268. *Ademais, a avaliação quanto à questão da tempestividade no acionamento das termelétricas, no sentido de encontrar o melhor momento em que elas deveriam ser acionadas, torna-se fundamental para otimizar sua utilização, buscando a redução de seus impactos financeiros.*
269. *Da mesma forma, seria essencial averiguar se as medidas sob a ótica da demanda poderiam ter sido implementadas ou reforçadas em momento anterior, para que pudessem provar sua efetividade. No caso específico do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, também poderia ser examinado o efeito da variação de temperatura na redução do consumo de energia e em qual mês o programa poderia ter iniciado, indicando se haveria essa redução independentemente da implementação do programa ou mesmo se um maior esforço no sentido de conscientizar e engajar a população a participar no programa renderia melhores resultados.*
270. *De posse dessas informações, será possível identificar quais medidas podem ser priorizadas em casos de novas crises, para que o risco de desabastecimento seja mitigado de forma eficaz e eficiente.*
271. *Em face do exposto, considerando que a análise retrospectiva das medidas adotadas pode apresentar significativa contribuição para a elaboração do plano estratégico de contingência para enfrentamento de crises hidroenergéticas, bem como diante das contribuições dos gestores por ocasião dos comentários acerca do relatório preliminar, propõe-se determinar ao MME, com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fundamento no: art. 7º, inciso II, § 3º, da Resolução 315/2020; art. 2º, incisos I e VI, da Lei 9.478/1997; art.*

41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019; art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 37, caput, da Constituição Federal Brasileira; art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, que, no prazo de 180 dias, prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando análise retrospectiva e individualizada de cada uma das medidas adotadas – bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão – para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética.

V. IMPACTOS TARIFÁRIOS DAS MEDIDAS ADOTADAS

272. O SEB é suprido predominantemente por usinas hidráulicas, dependendo, portanto, das chuvas e do nível dos reservatórios. Em cenários mais críticos de hidrologia, as termelétricas precisam ser mais acionadas para atender à demanda de energia. Como o custo de geração das térmicas é maior que o da geração hidráulica, a energia elétrica fica mais cara para o consumidor final.

273. Anteriormente, o aumento dos custos com a compra de energia feita pelos agentes de distribuição era incluído no cálculo de reajuste das tarifas e repassado aos consumidores um ano depois de ocorrido. Visando dar ao consumidor a oportunidade de adaptar seu consumo às variações do custo de geração da energia e melhor equacionar o caixa das distribuidoras, a Aneel, por meio da Resolução Normativa 547, de 16/4/2013, estabeleceu os procedimentos para aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. Com as bandeiras verde, amarela e vermelha (essa última segregada em dois patamares), o consumidor tem alguma sinalização do custo real de geração, com valor adicional cobrado quando caracterizadas condições hídricas restritivas que resultam no acionamento das bandeiras amarela ou vermelha, propiciando um fluxo financeiro mensal ao tempo em que explicita a escassez energética.

274. Atualmente, as bandeiras tarifárias são disciplinadas pelo Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), aprovado pela Resolução Normativa 883, de 26/5/2020, em consonância com o Decreto 8.401, de 4/2/2015, e com a Lei 13.182, de 3/11/2015.

275. Em caráter excepcional, a Creg, em sua Resolução 3/2021, determinou à Aneel a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica.

276. Isto posto, verificou-se que o impacto das medidas tomadas até então implicará elevado custo para o consumidor, que está sendo arcado, em partes, pela bandeira tarifária escassez hídrica, mas diante do déficit já constatado e decisões diversas adotadas para mitigar os efeitos da crise, também significará aumento das tarifas nos anos seguintes. Nesse contexto, cabe destacar que, antes de serem implementadas as medidas, os responsáveis não estimaram os impactos tarifários aos consumidores.

V.1. Achado 3.1 – Ausência de estimativa prévia dos impactos tarifários para os consumidores

277. As medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética foram implementadas sem a estimativa prévia dos seus impactos tarifários, reforçando a avaliação de que o planejamento não foi o mais adequado para que as medidas pudessem ter sido adotadas de maneira eficiente, tanto do ponto de vista físico, quanto econômico.

278. Como as medidas foram implementadas com urgência, a análise do impacto tarifário foi negligenciada, frente ao risco iminente. Nesse sentido, caso houvesse um planejamento

estruturado, que proporcionasse, de forma antecipada, a preparação para a adoção das medidas no enfrentamento da crise, seria possível estimar os impactos de cada medida, para que fossem adotadas as mais eficientes e da melhor maneira.

279. *Nesse sentido, o MME encaminhou, em 7/7/2021, Memorial Informativo acerca da escassez hidroenergética de 2021, assinalando algumas medidas e ações adotadas pelo Governo Federal e outras que poderiam ser tomadas para o enfrentamento da situação, no qual pode-se destacar os seguintes trechos (peça 26, p. 3):*

19. Conclui-se, portanto, que embora tenhamos os recursos para o abastecimento da carga, com segurança e confiabilidade, o custo da falta de energia é muito maior que o custo do acionamento da geração mais cara do sistema. Nesse sentido, as medidas para assegurar o adequado suprimento de energia para a população, ainda que custosas, impedem a ocorrência de situações mais onerosas para toda a sociedade, com reflexos adversos em todas as atividades econômicas.

20. Com efeito, é fundamental garantir a segurança jurídica para a implementação das medidas necessárias para assegurar a confiabilidade do suprimento, evitando que controvérsias jurídicas suscitadas a partir de visões individuais ou setoriais quanto ao uso da pouca água existente no sistema resultem em condição mais onerosa para toda a sociedade. (grifos acrescidos)

280. *Os trechos destacados acima reforçam que o objetivo principal das medidas era afastar o risco de desabastecimento, visto que era o perigo mais iminente, relegando seus impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários a segundo plano, com o argumento de que o custo de ficar sem energia alguma é mais caro que o custo do acionamento da geração mais cara do sistema.*

281. *A equipe de auditoria, em reiteradas situações (vide peças 17, 121, 138 e 141 como exemplos), questionou os responsáveis a respeito da estimativa dos custos das medidas e dos consequentes impactos tarifários, tal como questionamento transcrito a seguir feito ao MME (peça 138):*

c. Há estimativa oficial dos impactos econômico-financeiros das ações adotadas para combater a crise hidroenergética? Como se deu a comparação para priorizar as alternativas com custos diferentes? Qual o impacto tarifário total previsto? Em que medida o sistema de bandeiras tarifárias será suficiente para cobrir os custos das ações adotadas para o enfrentamento da crise? Como, e em que horizonte, os consumidores finais arcarão com os custos incorridos? De que maneira as estimativas dos impactos tarifários estão sendo publicizadas? Favor apresentar o detalhamento dos impactos tarifários para cada uma das seguintes medidas adotadas: (i) acionamento de geração termelétrica fora da ordem do mérito, (ii) importação adicional de energia da Argentina e do Uruguai, (iii) flexibilização em restrições hidráulicas (vazões e níveis mínimos dos reservatórios), (iv) aumento da disponibilidade das usinas termelétricas e garantia de combustível para a sua geração, (v) permissão de despacho temporário e ininterrupto de usinas termelétricas de todas as fontes operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente (UTE Merchants – Portarias MME 5 e 13/2021), (vi) Programa de Oferta de Redução Voluntária da Demanda (RVD) de Energia Elétrica com a indústria para redução do consumo nos horários de ponta de carga no sistema (Portaria MME 22/2021), (vii) Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para Consumidores Regulados, (viii) Oferta Adicional de Geração de Energia Elétrica Proveniente de Usina Termelétrica (Portaria MME 17/2021) e (ix) Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade (Portaria MME 24/2021).

282. *As respostas, porém, demonstram que não houve uma avaliação prévia dos impactos.*

283. *Nesse sentido, a Aneel, em resposta ao Ofício de Requisição 2-113/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 17), de 19/7/2021, afirmou que, em relação aos impactos tarifários, grande parte dos custos estão cobertos pelas bandeiras tarifárias e, portanto, o impacto decorre*

da aplicação das bandeiras já no atual momento. Quanto às demais medidas, afirmou que ainda não tinha informações de impactos mensurados (peça 121).

284. O que está sendo tratado no presente tópico refere-se à eficiência e à economicidade das medidas, com o intuito de se examinar se as decisões foram tomadas no momento correto, da forma correta, ao menor custo, e se há espaço para melhoria na atuação de enfrentamento a situações de crise.

285. Nessa seara, verificou-se que o Procedimento Competitivo Simplificado, como mostrado no tópico anterior, definiu o montante de energia e potência a serem contratados apenas na véspera do dia de realização da sessão pública, pois houve uma alteração significativa entre a demanda calculada nos primeiros estudos da EPE e do ONS e a demanda definitiva.

286. Os estudos iniciais que subsidiaram a elaboração do PCS recomendaram que seria necessária contratação simplificada de 3,3 GWmed de oferta adicional, localizada nas regiões S/SE/CO, entre maio/2022 e dezembro/2022. Em relação ao horizonte de 2023 a 2025, a demanda estaria na ordem de 3,0 GWmed (peça 106, p. 68-69).

287. No entanto, o CMSE encaminhou solicitação ao ONS e à EPE, requerendo que esses órgãos atualizassem seus estudos, subtraindo dos requisitos de energia e de potência para os próximos cinco anos a quantidade de energia e potência que fosse considerada previsível, estável, confiável e segura, relativa aos recursos advindos das medidas emergenciais de enfrentamento a crise, os quais não estavam sendo contabilizados no estudo anterior (peça 190, p. 2).

288. Na resposta a esse ofício, informou-se que, embora haja diferenças quantitativas em função da metodologia utilizada para análise por cada instituição, ONS e EPE concordaram com a recomendação da contratação de energia de reserva no montante de 1,2 GWmed, com duração até dezembro de 2025 (peça 189, p. 40).

289. Ademais, os estudos do ONS e da EPE identificaram que, para o período seco de 2022, a avaliação de potência indicava necessidade de uso da reserva de potência operativa e de ocorrência de déficit de potência, cujas probabilidades para outubro de 2022 eram da ordem de 25% e 8% respectivamente. Ressaltou-se que a alocação estratégica do requisito para contratação simplificada entre os produtos quantidade e disponibilidade também reduziria os riscos de déficit de potência para valores da ordem de 5% e que a reserva operativa poderia ser parcialmente recomposta por meio de medidas operativas e recursos adicionais pontuais como importação e resposta da demanda.

290. Por fim, recomendaram que, após o resultado do PCS de 2021, as análises apresentadas sejam atualizadas, levando-se em conta tanto o resultado do certame, quanto atualizações das condições hidroenergéticas do SIN.

291. Constata-se, dessa forma, que os cálculos dos impactos para o consumidor não foram realizados de forma prévia.

292. Com efeito, em resposta aos questionados mencionados anteriormente, relativos aos Ofício de Requisição 6-113/2021-TCU/SeinfraElétrica, o MME informou que os estudos e análises estimando os impactos financeiros no setor, em especial aos consumidores, bem como análises quanto à comparação da solução escolhida (realização do PCS) com as demais alternativas possíveis, ainda estavam em elaboração (peça 124, p. 1).

293. Em reunião entre esta equipe de auditoria e o MME (peça 121), em 20/10/2021, o MME alegou que não seria possível realizar estimativas de elevação das tarifas em decorrência do PCS por se desconhecer quantos, quais e os valores dos empreendimentos sairiam vencedores do certame.

294. *Ora, estimativa prévia de impacto é feita por meio de cenários, não com valores determinados previamente. Era factível, e esperado, estimar os custos para o consumidor criando possíveis cenários para o resultado do leilão. Uma faixa de valores possíveis (pior e melhor cenário, por exemplo) poderia ser calculada, o que traria ao gestor mais informações na hora da tomada de decisão de realizar ou não o leilão, bem como, qual seria o montante ótimo, tendo em vista possíveis alternativas com menores custos.*

295. *Cumprе ressaltar que, de acordo com a Ata da 6ª Reunião da Creg, de 9/9/2021, foi registrada a importância de que o impacto financeiro de todas as medidas excepcionais em curso, tratadas no âmbito da Creg, fosse estimado, de forma a dotar de maior clareza os decisores inclusive quando da necessidade de eventual priorização de medidas. Além disso, assinalou-se que os dados são essenciais para as avaliações realizadas de maneira permanente pelo Ministério da Economia sobre os impactos nacionais das diversas ações conduzidas pelo Governo Federal, inclusive quanto à capacidade de pagamento dos cidadãos brasileiros.*

296. *De igual modo, a MP 1.055/2021 estipulou que as decisões da Creg deveriam buscar a compatibilização das políticas energética, de recursos hídricos e ambiental, ponderando os riscos e impactos, inclusive, econômico-sociais, observadas as prioridades de que trata o inciso III do caput do art. 1º da Lei 9.433, de 8 de janeiro de 1997.*

297. *Os estudos citados anteriormente foram realizados após a decisão da Creg e mesmo assim não houve avaliação do impacto para a definição sobre o PCS.*

298. *Ainda, a Portaria MME 24/2021, que estabeleceu as diretrizes do PCS, foi publicada em 17/9/2021, também após a referida reunião da Creg, sem que, antes de sua edição, houvesse análise comparativa entre essas medidas e outras possíveis, para justificar a priorização na escolha para realizar o Procedimento.*

299. *No documento que consolidou a definição da demanda, finalizado no dia 24/10/2021, véspera da sessão pública, o MME informou que, em busca de elementos para corroborar a economicidade do PCS, solicitou à CCEE o encaminhamento dos montantes fornecidos em outubro/2021 e os valores que estavam sendo pagos, em R\$/MWh, das seguintes contratações: (i) importação de energia da Argentina e Uruguai; (ii) valores oferecidos pela Oferta Adicional de Energia Elétrica; (iii) RVD; e (iv) usinas do SIN (peça 189, p. 10-11).*

300. *Do ponto de vista qualitativo, afirmou que, à exceção das usinas contratadas do SIN, os demais recursos não podem ser considerados previsíveis, estáveis, confiáveis e seguros para o atendimento da carga do sistema.*

301. *Já a análise quantitativa ocorreu da seguinte forma:*

4.79 *A importação de energia da Argentina quanto do Uruguai possui um espectro bastante diversificado de valores, variando desde R\$ 979,70/MWh (Uruguai – 100 MW médios – dia 01/10/2021) até R\$ 2.202,20/MWh (Argentina – 293 e 311 MW médios – dias 20 e 21/10/2021, respectivamente).*

4.80 *Com relação à Oferta Adicional estamos falando de valores desde R\$ 700,00/MWh (Guaçu Geração – 2 MW médios) até R\$ 2.700,00/MWh (Uruguaiana – 366 MW médios), ao passo que a RVD apresenta valores variando R\$ 703,00/MWh (várias ofertas da VALE – 125 MW médios) até R\$1.800,00/MWh (CBA – 50 MW médios). Também temos aqui o CVU de despacho das usinas, que estão sendo consideradas com despacho na base e com valores, para algumas usinas, superiores a R\$ 2.000,00/MWh.*

4.81 *Observando todo o conjunto de dados disponibilizado pela CCEE, sem adentrarmos em valores pormenorizados, pois são centenas de valores de montante energia e preço analisados, além da incerteza quanto à efetiva disponibilidade, verifica-se que existem diversos montantes com*

preços superiores aos R\$ 1.619,00/MWh, que seria o pior resultado da contratação de recursos adicionais via PCS.

302. *Cumprе ressaltar que no PCS foram contratados 778,2 MW médio, a um preço médio de R\$/MWh 1.563,60, mediante contrapartida de uma receita fixa por disponibilidade de R\$ 11,71 bilhões anuais, dos quais R\$ 8,99 bilhões serão repassados anualmente às tarifas de distribuição. Apenas essa rubrica representa um incremento médio de 4,49% nas tarifas de todo o país (peça 191, p. 25).*

303. *De acordo com informativo consolidado da CCEE, elaborado posteriormente ao PCS, o impacto financeiro esperado do procedimento será da ordem de R\$ 39 bilhões (peça 180, p. 6).*

304. *Com relação ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para os consumidores do mercado cativo (ACR), apesar de terem sido efetuadas avaliações de cenários, a partir de uma comparação expedita com outros custos de contratação, restou claro que não foi realizada análise de possíveis impactos futuros, tendo em vista a urgência para a implementação da medida (peça 182, p. 2, 3 e 8):*

A Agência resalta que, “em decorrência do prazo disponível, não foi possível obter estudos técnicos específicos que corroborem a efetividade da medida, tampouco que assinalem uma expectativa de redução no mercado em contrapartida da política”. Porém, é esperado que a implementação da política acompanhada de ampla campanha de divulgação entre os consumidores tenha a capacidade de influenciar positivamente a mudança de hábitos e o perfil de consumo da energia elétrica.

(...)

Quanto ao valor proposto de R\$ 50 por cada 100 kWh economizados, a ASSEC entende que o valor proposto pela ANEEL para o bônus parece ser razoável, já que se aproxima do valor pago pelo consumidor pelo kWh, que gira em torno de R\$ 60,00/kWh [para cada 100 kWh]. Cabe destacar que atualmente estão sendo despachadas térmicas com custos muito maiores do que esse, como, por exemplo, a UTE William Arjona, localizada no Mato Grosso do Sul, que tem um custo variável superior a R\$ 2 mil reais por MWh.

(...)

Assim, a análise de possíveis impactos futuros como, por exemplo, a possibilidade de sobrecontratação das distribuidoras em razão da redução do consumo e possível impacto tarifário derivado, ou o aumento de perdas não técnicas em virtude da concessão dos bônus, não foi realizada, tendo em vista a urgência na implementação dos programas, de forma que as medidas entrem em vigor em tempo hábil a possibilitar alívio ao SIN. (grifos acrescidos)

305. *Esses casos demonstram que a urgência em implementar as medidas fez com que a análise de impactos econômico-financeiros e tarifários fosse negligenciada, resultando em custos elevados, como será mostrado no próximo subtópico.*

306. *Análises prévias das medidas possíveis frente a alguma situação crítica agregam previsibilidade aos agentes e à sociedade, bem como tendem a garantir maior eficácia e eficiência das decisões.*

307. *Isto posto, o art. 5º da Lei 13.874/2019 dispõe que as propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, editadas por órgão ou entidade da administração pública federal, incluídas as autarquias e as fundações públicas, serão precedidas da realização de análise de impacto regulatório, que conterà informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo para verificar a razoabilidade do seu impacto econômico.*

308. *Nesse sentido, importa registrar que o MME publicou a Portaria Normativa 30/GM/MME, de 22/10/2021, que prevê a instituição do Programa de Análise de Impacto Regulatório, com o*

objetivo de fazer uma transformação institucional, permitindo, dentro dos processos decisórios do MME, conferir maior consistência, previsibilidade, transparência e responsabilidade aos gestores.

309. Por se tratar de políticas públicas, as medidas adotadas devem obedecer ao princípio do planejamento, insculpido no art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967. Ademais, a Lei 9.478/1997 dispõe que as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão, entre outros objetivos, proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

310. Além disso, de acordo com a publicação “Política Pública em Dez Passos”, do TCU, que se trata de roteiro prático destinado aos gestores públicos de todo o Brasil, apresentando uma compilação de boas práticas selecionadas em referenciais nacionais e internacionais, atos normativos, documentos técnicos, artigos e publicações especializadas, podem ser destacados os seguintes trechos (peça 192, p. 16, 20 e 21):

Passo 3

Formule a política pública com base em evidências que demonstrem sua capacidade de solucionar os problemas públicos e gerar valor ao menor custo possível.

(...)

O principal objetivo desta etapa é o de avaliar custos, benefícios e riscos de formas alternativas de tratamento do problema público. A finalidade é explicitar potenciais efeitos, compensações e impacto da escolha e fornecer uma base objetiva de evidências para os tomadores de decisão.

Portanto, é fundamental que haja estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva. Assim, é possível verificar se a política adotada representou a alternativa mais vantajosa para tratar o problema, frente a outras alternativas de solução.

Deve ser evidenciado ainda, por meio de simulações, testes e/ou estudos qualitativos e quantitativos, que a política contribui para a resolução do problema público.

(...)

Passo 5

Desenhe e institucionalize a política pública.

(,,)

Um dos caminhos para se desenhar a política pública é caracterizá-la com base em modelo lógico que explicita, entre outras coisas, seus objetivos, insumos, produtos, atividades, resultados e impactos.

(...)

Estabeleça para a política um modelo lógico que detalha insumos, intervenções (p. ex. programas e ações), produtos, resultados e impactos.

311. Vale também trazer à baila o Decreto 9.203/2017, que dispõe sobre a política de governança da administração pública federal direta, autárquica e fundacional. Em seu art. 3º, são elencados os princípios da governança pública, dentre os quais destacam-se: capacidade de resposta, confiabilidade; melhoria regulatória e transparência.

312. Já o art. 4º estabelece as diretrizes da governança pública. Entre as diretrizes, pode-se citar:

I - direcionar ações para a busca de resultados para a sociedade, encontrando soluções tempestivas e inovadoras para lidar com a limitação de recursos e com as mudanças de prioridades;

(...)

III - monitorar o desempenho e avaliar a concepção, a implementação e os resultados das políticas e das ações prioritárias para assegurar que as diretrizes estratégicas sejam observadas;

IV - articular instituições e coordenar processos para melhorar a integração entre os diferentes níveis e esferas do setor público, com vistas a gerar, preservar e entregar valor público;

(...)

VII - avaliar as propostas de criação, expansão ou aperfeiçoamento de políticas públicas e de concessão de incentivos fiscais e aferir, sempre que possível, seus custos e benefícios;

VIII - manter processo decisório orientado pelas evidências, pela conformidade legal, pela qualidade regulatória, pela desburocratização e pelo apoio à participação da sociedade;

IX - editar e revisar atos normativos, pautando-se pelas boas práticas regulatórias e pela legitimidade, estabilidade e coerência do ordenamento jurídico e realizando consultas públicas sempre que conveniente;

X - definir formalmente as funções, as competências e as responsabilidades das estruturas e dos arranjos institucionais; e

XI - promover a comunicação aberta, voluntária e transparente das atividades e dos resultados da organização, de maneira a fortalecer o acesso público à informação.

313. Como mecanismos para o exercício da governança pública, o art. 5º relaciona, entre outros, 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; e 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, com preservação da legalidade e da economicidade no dispêndio de recursos públicos.

314. Finalmente, o art. 6º afirma que caberá à alta administração dos órgãos e das entidades, observados as normas e os procedimentos específicos aplicáveis, implementar e manter mecanismos, instâncias e práticas de governança em consonância com os princípios e as diretrizes estabelecidos no decreto, que conterão, no mínimo, entre outros, instrumentos de promoção do processo decisório fundamentado em evidências.

315. O quadro observado reforça a necessidade de um plano estratégico de contingência, para que os agentes do setor já consigam visualizar as alternativas de que dispõem quando os parâmetros dos indicadores de uma situação crítica forem atingidos.

316. Na medida em que possibilita uma atuação com mais planejamento, inclusive com estudos mais detalhado quanto ao custo das medidas, a elaboração do mencionado plano de contingência ajudará a tomada de decisão para que ocorra de forma transparente, fundamentada, tempestiva, consistente, aprimorada por meio de consulta pública, com racionalidade econômica, entre outros, de sorte a mitigação de riscos e ao enfrentamento dos problemas que se concretizem.

317. Cabe, adicionalmente, nos termos do art. 9º, incisos I e II, da Resolução-TCU 315/2020, cientificar o MME que a adoção das medidas sem uma prévia análise dos custos e conseqüentemente impactos tarifários, baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, contraria uma série de dispositivos, a exemplo de:

- art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995, que trata do princípio da modicidade tarifária;

- art. 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997 e art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004, que tratam da otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do SIN;

- art. 1º, inciso III, da Lei 9.478/1997, que estabelece que políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia deverão proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

- art. 37, caput, da Constituição Federal, que trata do princípio da eficiência da Administração Pública;

- art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967, que estabelece o planejamento como princípio fundamental da Administração Pública; e

- Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU, em que se ressalta a necessidade de planejamento estruturado das ações governamentais.

V.2. Achado 3.2 – Autorização para a estruturação de operação de crédito financeiro com base em estudos prévios deficientes

318. Em 13/12/2021, sob o argumento de urgência e relevância, foi editada uma nova medida provisória relacionada à crise hidroenergética, a MP 1.078/2021, que dispõe sobre as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. Em síntese, a MP autoriza: (i) o Poder Executivo a estabelecer condições e requisitos para operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira; e (ii) o CMSE a estabelecer bandeira tarifária extraordinária para a cobertura de custos excepcionais decorrentes de situação de escassez hídrica, de forma transitória e justificada, a ser aplicada a todos os consumidores, exceto os consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

319. Em 13/1/2022, foi Publicado o Decreto 10.939, que regulamenta as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica, tendo em vista o disposto na MP 1.078/2021. Essa norma atribuiu à Aneel a definição do limite total de captação dos recursos, com fulcro em seu art. 1º, § 2º.

320. Com vistas a cumprir essa atribuição, a Agência abriu a Consulta Pública 2/2022, que teve como objetivo colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulamentação das medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico, decorrentes da situação de escassez hídrica de que tratam a MP 1.078/2021 e o Decreto 10.939/2022.

321. Posteriormente às contribuições, a Agência aprovou a Resolução Aneel 1.008, de 15/3/2022, que dispõe sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras, a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para estes fins e os procedimentos correspondentes. Essa norma apresenta os critérios e os procedimentos para gestão da referida Conta, na qual serão alocados os recursos para cobrir, total ou parcialmente, “os custos adicionais temporariamente assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição para a compra de energia durante o período de escassez”. A CCEE será a responsável por mediar as transações. O pagamento do empréstimo aos bancos ocorrerá por meio do encargo mensal denominado “CDE – Escassez Hídrica”, o qual será inserido no cálculo das tarifas de energia elétrica em um período de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023. A Nota Técnica 22/2022-SGT/SRG/SRD/SFF/ANEEL, de 10/3/2022 (peça 259), trouxe os subsídios técnicos para a aprovação da referida Resolução.

322. Os recursos, que, em sua primeira tranche, totalizam até R\$ 5,3 bilhões, serão depositados na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e posteriormente repassados às distribuidoras, conforme os quantitativos solicitados pelos agentes e aprovados pela Aneel. De acordo com a Agência, o valor da parcela foi reduzido em aproximadamente R\$ 300 milhões em relação ao estimado na Consulta Pública 2/2022 devido, entre outros fatores, à eliminação dos custos de despacho de usinas termelétricas da região Nordeste, diante da impossibilidade de transmissão da energia dessas geradoras para as regiões Sul e Sudeste (<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-define-terminos-da-conta-escassez-hidrica>).

323. Conforme autorizado pela MP 1.078/2021 e pelo Decreto 10.939/2022, dentro do valor total de R\$ 5,3 bilhões da operação de crédito, estão incluídos os valores referentes aos diferimentos homologados pela Agência nos processos tarifários de 2021 e 2022 (até a data da liberação financeira). Os diferimentos são pleitos das distribuidoras durante o reajuste ou a revisão tarifária para reconhecimento de uma variação em componentes de cálculo para o processo tarifário subsequente. A Agência considerou dezoito distribuidoras nessa situação, contemplando os processos tarifários até 8 de abril de 2022, e reconheceu um custo total de R\$ 2,32 bilhões – R\$ 1,42 bilhão referente a 2021 e R\$ 910 milhões relativos a 2022 (peça 259, p. 21-24).

324. Segundo a avaliação da Aneel sobre a alocação de custos da operação financeira relativa aos diferimentos tarifários, o dilema que se coloca para os consumidores das concessionárias afetadas é “financiar o diferimento ou arcar com o todo o aumento de tarifa em 2022” (peça 259, p. 23)

325. Examinando o conjunto dessas distribuidoras, entre reajustes e revisões, a Agência estima um efeito médio de aumento das tarifas de 20,50% ao longo de 2022. A consideração desses diferimentos na operação de crédito atenua esses efeitos em aproximadamente 2,69%. Entretanto, o pagamento desses valores, via empréstimos, elevará a tarifa em torno de 0,76% ao ano, a partir de 2023, sendo que esse patamar permanecerá pelos próximos cinco anos. Ou seja, a decisão de atenuar o aumento tarifário em 2023 implicará em aumentos posteriores, carregados por cinco anos.

326. Além do valor relativo aos diferimentos tarifários, 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 (peça 259, p. 36).

327. Apesar de ter sido autorizada a inclusão dos custos do PCS na Conta Escassez Hídrica, com fulcro no art. 1º da MP 1.078/2021 e no art. 1º, § 3º, do Decreto 10.939/2022, a Agência optou, neste primeiro momento, por não incluir esses valores, que poderiam ser alvo de uma segunda tranche de empréstimo. Existe previsão de que o encaminhamento da contratação da operação financeira para fazer frente a essa rubrica seja objeto de deliberação específica no âmbito da Aneel até maio de 2022, preferencialmente incluindo atualizações sobre eventual frustração na implantação e operação dos empreendimentos e reflexão sobre a necessidade efetiva desta captação para fins de auxílio à saúde financeira das distribuidoras e suas repercussões quanto aos impactos tarifários em 2022 (peça 259, p. 20-21). Ademais, em reunião com a equipe de auditora ocorrida em 9/3/2022, os gestores apontaram que deve ser feita uma avaliação de coerência de se incluir os custos de 2022 com o PCS, já que o procedimento já seria pago em 4 anos, mesmo período de pagamento da operação financeira.

328. Importa registrar que o valor de R\$ 5,2 bilhões previsto para o PCS corresponde a 49,5% do valor teto estabelecido para a operação de crédito (R\$ 10,5 bilhões), tratando-se de recursos

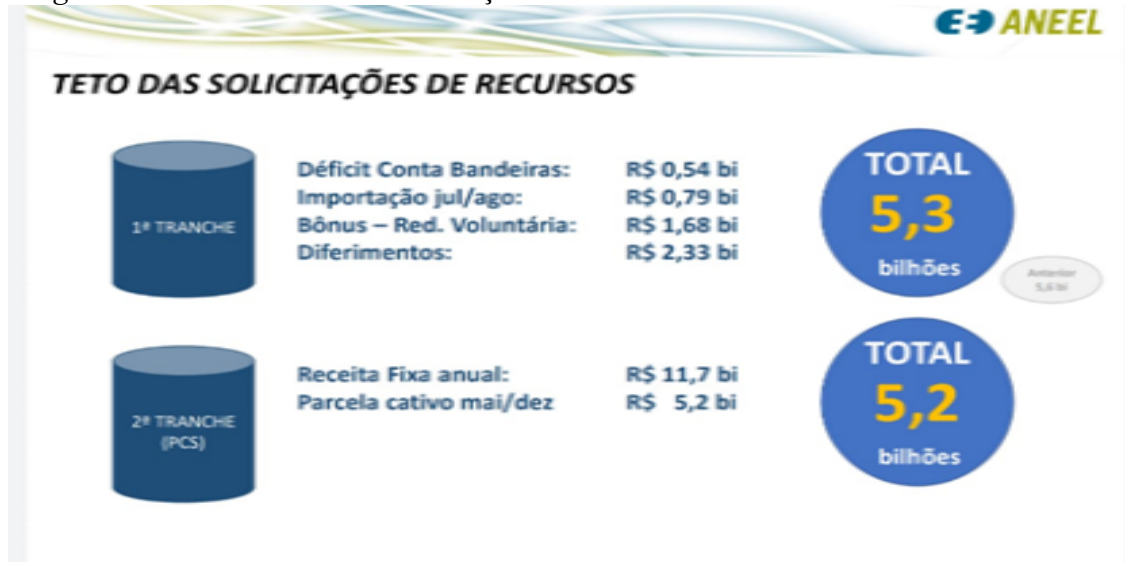
de significativa grandeza associados a um procedimento para o qual foram elencados diversos riscos, os quais poderiam impedir que os empreendimentos vencedores sejam concluídos.

329. Como pode ser verificado no supracitado TC 001.722/2022-0, que está analisando indícios de irregularidades em relação ao PCS, nas situações em que forem solicitadas alternativas para que os empreendimentos se tornem viáveis, aventando alterações de suas características ou eventuais flexibilizações em relação a todos os requisitos ambientais, a Aneel, juntamente com os demais órgãos setoriais, deve se manter firme e vigilante ao estrito cumprimento da legislação e das normas insculpidas no edital do PCS, por se tratar de empreendimentos que gerariam energia a um custo elevado, de forma inflexível, e ainda poderiam implicar em uma possível segunda tranche na operação de crédito.

330. De todo modo, a Aneel fez uma estimativa dos valores, considerando que a inclusão do PCS na contratação das operações financeiras seria restrita à cobertura total ou parcial dos custos relativos à receita fixa referente aos meses de maio a dezembro/2022. Com base no resultado do Leilão, identificou-se o valor total anual da ordem de R\$ 11,7 bilhões previstos para o pagamento da receita fixa das usinas contratadas no regime de disponibilidade. A partir da consideração de um limite temporal de oito meses a serem considerados para a operação de crédito, a Aneel estimou um teto máximo de R\$ 5,2 bilhões para esta rubrica. Por fim, destaca a Agência que, por se tratar de despesa a ser contabilizada como Encargo de Energia de Reserva (EER), no rateio também foi considerado o fator da ordem de 70% de alocação dos custos ao mercado cativo (peça 259, p. 20).

331. Abaixo, a Figura 10, apresentada pela Aneel, contempla os valores que estão sendo incluídos na operação de crédito bem como os valores a serem incluídos em uma possível segunda tranche.

Figura 10 – Valor Teto das Solicitações de Recursos relativas à Conta Escassez Hídrica



Fonte: Aneel (peça 258, p. 8)

332. Nota-se que, das rubricas consideradas para o estabelecimento do valor do empréstimo, a relativa aos “Diferimentos” não guarda relação direta com as medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021. Ademais, apenas o saldo da conta Bandeiras e a importação de energia ocorrida são custos represados arcados pela concessionária (R\$ 1,33 bilhões).

333. No entanto, no cálculo atualizado para a definição do teto da operação de crédito, os “Diferimentos”, com a inclusão dos montantes referentes ao ano de 2022, tornaram-se a

rubrica mais relevante e de maior valor, correspondendo a 44,0% do valor estabelecido para o teto da primeira tranche do empréstimo.

334. Ainda que não haja ilegalidade, uma vez que a MP 1.078/2021 previu a possibilidade de a operação alcançar os diferimentos tarifários, do ponto de vista do consumidor, a operação financeira poderá ter pouca transparência, uma vez que na fatura de energia elétrica estará registrado o encargo “CDE - Escassez Hídrica”, o que faria o consumidor médio pensar tratar-se de pagamento de empréstimo visando endereçar os impactos derivados das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021. No entanto, como já referido, 44,0% do empréstimo está associado a diferimentos tarifários realizados no passado, enquanto somente 10,2 % do teto decorrerá do déficit no saldo da conta bandeiras e 14,9% com importação de energia. Ressalta-se que os diferimentos tarifários são solicitados pelas próprias empresas, não sendo uma opção do consumidor.

335. Grosso modo, depreende-se que o objetivo secundário ou acessório do encargo para cobrir os custos originados pela crise hidroenergética de 2021, qual seja, atuar sobre os diferimentos tarifários, passou a ser considerado tão importante quanto seu objetivo primordial.

336. Também se mostra importante descrever o histórico de como transcorreu a decisão que levou à implementação da medida relativa à bandeira de escassez hídrica.

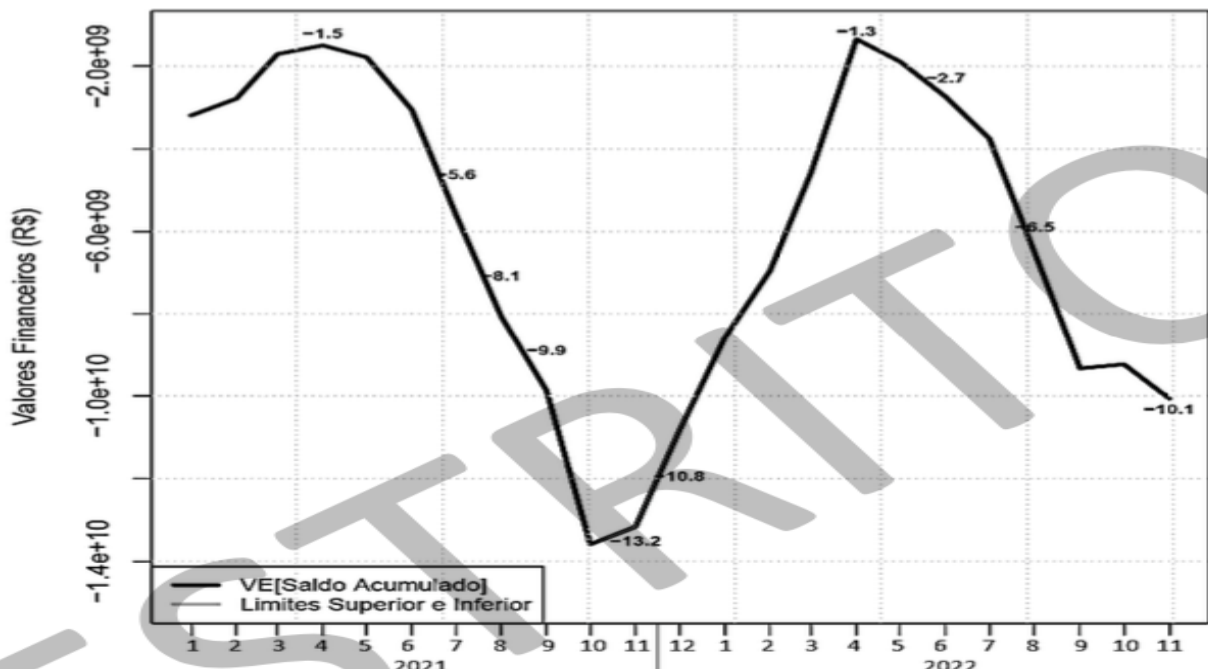
337. Considerando as deliberações da 247ª Reunião do CMSE, realizada em 5/5/2021, e da 2ª Reunião da Creg, realizada em 5/8/2021, foi avaliado novo patamar de bandeira tarifária, diante do quadro excepcional e desfavorável em relação às condições de geração de energia elétrica.

338. Segundo o MME, o valor da bandeira vermelha patamar 2 (o mais alto do mecanismo) definido pela sistemática da conta Bandeiras mostrava-se insuficiente para a cobertura dos custos no cenário hídrico extraordinário como o atual, o que acarretava dois efeitos: (i) o primeiro era o de pressionar o caixa das distribuidoras, que teriam que arcar com custos muito acima dos montantes arrecadados por meio das tarifas atuais; e (ii) o segundo é o de não explicitar ao consumidor o custo real da energia elétrica que estava sendo consumida [ou seja, ausência de sinal econômico], de modo que ele não poderia ajustar a demanda adequadamente, como seria de se esperar diante do aumento de preço, e receberia a conta acumulada, atualizada a juros, quando do pagamento desses custos no próximo reajuste tarifário de sua distribuidora (peça 181, p. 3).

339. De acordo com Aneel, os montantes ainda sem cobertura pela conta Bandeiras eram da ordem de R\$ 13,85 bilhões em outubro/2021 (considerando o déficit da conta e os custos extraordinários), o que representaria um aumento do patamar da bandeira vigente à época em R\$ 94,92/MWh para o valor de R\$ 142/MWh, a fim de se fazer frente aos novos custos. Esse novo patamar de bandeiras também foi submetido à avaliação da Creg, que aprovou a medida, conforme Resolução Creg 3, de 31/8/2021. Cumpre ressaltar que a definição desse valor baseou-se exclusivamente nas estimativas do déficit realizadas pela Aneel, sem maiores detalhes metodológicos.

340. Posteriormente, o Ofício 299/2021–DR/ANEEL apresentou simulação com os saldos realizado e previsto da conta Bandeiras, considerando as receitas oriundas da aplicação da Bandeira Escassez Hídrica até abril/2022 e das bandeiras tarifárias reguladas pela Aneel, até novembro/2022, em confronto com as despesas financeiras decorrentes das deliberações proferidas pela Creg e pelo CMSE (peça 191, p. 17).

Figura 11 – Estimativa de saldo da conta Bandeiras



Fonte: Ofício 299/2021–DR/ANEEL (peça 191, p. 17).

341. Constatou-se que o saldo da conta Bandeiras sofreu um agravamento no período entre setembro/2021 e novembro/2021, com o déficit chegando a R\$ 13,2 bilhões para custear o acionamento excepcional das térmicas e da importação de energia, devido a uma maior concentração das despesas financeiras decorrentes das deliberações emanadas pela Creg e pelo CMSE.

342. Já no período de dezembro/2021 a abril/2022, previu-se que ocorreria a recuperação do saldo da conta bandeira, até o déficit de R\$ 1,3 bilhão, em função de as receitas com a bandeira escassez hídrica serem maiores que os custos de operação do sistema no período úmido.

343. Por fim, o déficit aumentou novamente, até o patamar de R\$ 10,1 bilhões em novembro/2022, por causa do fim da vigência da bandeira escassez hídrica e consequente acionamento dos patamares ordinários das bandeiras tarifárias, além dos custos associados a um maior despacho térmico frente ao cenário gravoso de aflúências considerado na simulação, baseado na chuva do biênio 2020/2021.

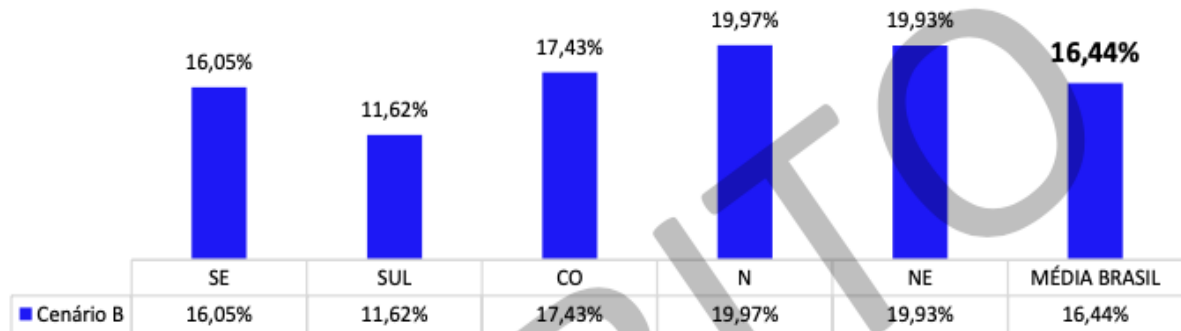
344. Cabe salientar que, na simulação apresentada na Figura 10, não foram considerados os custos associados às receitas fixas das usinas termelétricas que compuseram o PCS, dado que não têm natureza variável (vinculação com o despacho econômico da operação), em que pese totalizarem o montante aproximado de R\$ 9 bilhões ao ano. Se fosse considerado mais esse desembolso, o custo estimado em novembro/2022, com base no cenário simulado, totalizaria um déficit de R\$ 15,35 bilhões (= R\$ 10,1 bilhões + 7/12 de R\$ 9 bilhões) (peça 191, p. 19).

345. Por seu turno, de acordo com o Ofício 306/2021–DR/ANEEL, de 30/11/2021, encaminhado ao MME, foi realizada avaliação sobre estimativas de custos concernentes às deliberações do CMSE e da Creg com efeitos tarifários, tendo por base as premissas estabelecidas pelo ONS, segundo cenário operativo da geração relativo ao Planejamento Mensal da Operação (PMO) de novembro/2021.

346. Nesse estudo, foram elaborados estudos e cenários, a fim de estabelecer uma estimativa crível para os reajustes tarifários de 2022, cuja média Brasil remonta a 16,44%, com médias

superiores a essa nos estados das Regiões Norte, Nordeste e Centro Oeste, em consonância à Figura 12, a seguir (peça 191, p. 57).

Figura 12 – Simulação de impacto tarifário



Fonte: Ofício 306/2021–DR/ANEEL (peça 191, p. 57).

347. Segundo o documento, o ano de 2022 seria marcado pela confluência de fatores que pressionam as tarifas: (i) os índices medidores da inflação Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), que totalizaram em outubro 10,67% e 21,74% nos últimos doze meses, respectivamente; (ii) a cotação da moeda americana na data de 17/11/2021, correspondente a R\$ 5,53; (iii) os custos decorrentes da geração térmica destinada ao replecionamento dos reservatórios; e (iv) o efeito decorrente da descontinuação total ou parcial das medidas de desoneração tarifária empreendidas por ocasião da pandemia, com o fim do seu alcance (peça 191, p. 57).

348. Ademais, percebeu-se que havia um movimento por parte da Aneel para manter os percentuais de reajuste das tarifas de energia em patamar inferior a dois dígitos (peça 187, p. 19; e <https://www.cnnbrasil.com.br/business/aneel-energia-tera-salto-de-menos-de-10-apos-medidas-de-alivio-de-r-18-8-bi/>). Trata-se de uma decisão relacionada à política tarifária que não necessariamente é de competência da Aneel, cujos efeitos devem ser cuidadosamente avaliados, de forma a evitar sinal econômico inadequado para o consumidor e postergações de reajustes.

349. De toda sorte, diante do cenário de insuficiência financeira imediata e previsão de altos reajustes tarifários em 2022, foi publicada em 13/12/2021, a já referida Medida Provisória 1.078/2021, que dispôs sobre as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica.

350. De acordo com a Exposição de Motivos atrelada à MP, a estruturação de operações de crédito financeiro utilizaria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) como veículo para a sua amortização e o Poder Executivo Federal poderia estabelecer condições e requisitos para a estruturação das operações financeiras, sendo que os montantes a serem captados deveriam ser previamente homologados pela Aneel, com base nos custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica, o que, como já referido anteriormente, realmente ocorreu.

351. Além disso, considerando a possibilidade de os consumidores cativos exercerem a opção de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), e com vistas a não onerar de forma não isonômica aqueles que não exercessem essa opção, foi proposta a instituição de encargo tarifário que mantivesse a obrigação de pagamento por parte de todos os consumidores, o que da fato também ocorreu.

352. Antes de ser publicada a MP, foram elaborados documentos técnicos, com o objetivo de embasar a formulação de seus dispositivos.

353. Nesse sentido, a Nota Técnica 69/2021/ASSEC, que avaliou a alternativa de operação de crédito a ser tomada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em nome das prestadoras do serviço de distribuição de energia elétrica, aventou a possibilidade de serem seguidos dois caminhos. As opções analisadas foram (peça 191, p. 11-12):

I – inação, que seria a alternativa de esperar que as distribuidoras tivessem seus reajustes tarifários nas datas convencionais ao longo dos meses ou mesmo que elas entrassem com pedido de revisão extraordinária, caso ficasse evidente o desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Nesse caso, a avaliação foi que as empresas poderiam ter problemas para conseguir se manter até que comesçassem a poder, de fato, aplicar o aumento, de forma a reequilibrar seus caixas, tendo em vista que a revisão extraordinária segue um rito próprio de aprovação dentro da Agência que deve levar pelo menos três meses; ou

II – poderia ser definida a contratação de empréstimo pela CCEE, como mecanismo de suavizar a incorporação dos custos atuais, nos moldes da Conta-Covid realizada no ano passado. Contudo, salientou-se que essa seria uma medida emergencial que não teria o condão de resolver os problemas estruturais do setor.

354. Já a Nota Técnica 73/2021/ASSEC entendeu como cabível a solicitação, por parte da Aneel, de inclusão de montantes necessários à cobertura de diferimentos tarifários na MP 1.078/2021, referentes à postergação de reajustes nas contas de luz, em função da pandemia por Covid-19 e as consequências econômicas das medidas restritivas que visaram reduzir o alastramento da doença conforme, considerando que, nos atuais reajustes, estão presentes custos relacionados à crise hídrica e também ao aumento de outros componentes como aqueles impactados pela taxa de câmbio e pelos índices inflacionários (peça 191, p. 30-31).

355. Por sua vez, a Nota Técnica 76/2021/ASSEC ressaltou que a combinação entre o valor do empréstimo e a bandeira tarifária a ser aplicada aos consumidores torna-se variável importante na condução do problema. Ponderou que as bandeiras tarifárias poderiam não ser suficientes caso a situação hídrica se agravasse, com conseqüente aumento de custos, ou o empréstimo se mostrasse em valor insuficiente para o devido equilíbrio das distribuidoras. Tendo em vista que os patamares das bandeiras tarifárias são calculados uma única vez ao ano, esse ajuste poderia se dar de forma intempestiva.

356. Desse modo, foi proposta a solução de permitir que o CMSE pudesse estabelecer bandeira tarifária extraordinária, nos moldes da Bandeira Escassez Hídrica implementada pela Creg, para os casos de situação extrema. Nesse caso, de acordo com o documento, a proposta permitiria onerar menos o consumidor de energia elétrica ao realizar ajustes de forma tempestiva e reduzir os custos financeiros dessa geração extraordinária (peça 191, p. 63).

357. Já na Nota “Inflação e Energia”, de 26/11/2021, foi realizada análise do impacto das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética na inflação. Nesse sentido, considerando os pesos de outubro/2021 da energia elétrica residencial no IPCA (5,07%) e no Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC (6,01%) e que esse aumento fosse integralmente incorporado na inflação de energia elétrica residencial, o impacto no IPCA e INPC decorrente de aumento médio de 21,04% da tarifa de energia seria de 1,07% e 1,26%, respectivamente (peça 191, p. 69).

358. Vale informar que esse aumento de 21,04% havia sido informado pela Aneel, conforme Memorando 207/2021–SGT/ANEEL, de 5/11/2021 (peça 195). Como visto anteriormente, a estimativa atualizada para o aumento de tarifas é de 20,50% para o ano de 2022, sem considerar os efeitos da operação de crédito que diminuem esse percentual.

359. Por fim, a Nota Técnica 13/2021/SAINF/SAG, tendo como base todos os documentos técnicos citados anteriormente, concluiu que a proposta de medida provisória era viável quanto ao mérito, à oportunidade e à conveniência e era compatível com as políticas e as diretrizes de Governo.

360. Em sua análise, calculou que a prorrogação da bandeira escassez hídrica por até três meses ou da bandeira vermelha patamar 2 teriam a capacidade de obtenção de recursos, da ordem de R\$ 6 a R\$ 8 bilhões, equivalentes ao custo fixo da contratação do Procedimento Competitivo Simplificado e do empréstimo a serem custeados em 2022, reduzindo, indiretamente, a pressão destes custos nos reajustes tarifários.

361. Ademais, apresentou a expectativa de custos a serem arcados pelos consumidores ao longo de 2022, de acordo com quatro cenários: (i) sem empréstimo e com a bandeira regular; (ii) com empréstimo de R\$ 10 bilhões e com bandeira regular; (iii) com empréstimo de R\$ 10 bilhões e a prorrogação da bandeira hídrica até julho de 2022; e (iv) com empréstimo de R\$ 10 bilhões e a bandeira vermelha patamar 2 ao longo de 2022.

362. Assim, observou que o empréstimo teria efeito próximo a 5% na redução do valor a ser pago pelos consumidores, quando são comparados os cenários (i) e (ii). Já a aplicação de bandeira tarifária extraordinária teria o efeito de manter o sinal de preço ao consumidor, principalmente nos meses de maio a julho, quando se inicia o período seco, além de ter efeito indireto de redução tarifária, em patamares próximos a 9,5%, no caso do cenário (iii) e a 11,5%, no cenário (iv) (peça 191, p. 85-86).

363. Feitas essas considerações, o documento indicou que a segunda opção de política sugerida pelo MME na NT 69/2021/ASSEC apresentava-se como a melhor alternativa, baseando-se em conceitos de teoria econômica e na possível elevação da inércia inflacionária. Assim, entendeu-se que a contratação de empréstimo pela CCEE em nome das distribuidoras, como mecanismo de suavização da incorporação dos custos atuais, em conjunto com a cobrança de um encargo aos consumidores para a quitação do empréstimo via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), apresentava-se como a melhor alternativa, visto que iria permitir o alongamento do perfil de amortização do financiamento e, conseqüentemente, a suavização do impacto na conta de energia dos consumidores decorrente do aumento do custo de geração.

364. A argumentação econômica apoiou-se em três aspectos: (i) a inflação mais alta decorrente dos reajustes das tarifas de energia elétrica no curto prazo poderia ter efeitos danosos na propagação da inflação agregada, em função do maior grau de inércia inflacionária, o que poderia gerar custos econômicos à sociedade, principalmente aos mais pobres (inflação produz efeitos distributivos perversos); (ii) o choque inflacionário na tarifa de energia elétrica poderia aumentar a volatilidade da inflação, piorando o bem-estar dos consumidores avessos ao risco; (iii) os consumidores com restrição ao crédito reduziriam seu consumo em face ao choque negativo, o que baseia-se na teoria econômica da renda permanente, e dessa forma o aumento expressivo da tarifa de energia possivelmente afetaria essas famílias.

365. Nesse contexto, para se ter uma ideia da dimensão do impacto para os consumidores, um estudo da Confederação Nacional da Indústria (CNI), publicado em 3/11/2021, considerando como premissa que a conta de luz das famílias subiria 6,77% em 2021 e 18,8% em 2022, com a criação da bandeira escassez hídrica e os reajustes das tarifas de energia, estimou que o aumento nos preços da energia elétrica reduziria o PIB (Produto Interno Bruto) do Brasil em R\$ 8,2 bilhões em 2021 e em R\$ 14,2 bilhões em 2022, a valores de 2020, ocasionando uma redução do consumo das famílias da ordem de R\$ 7 bilhões em 2021 e de R\$ 12,1 bilhões em 2022, a preços de 2020.

366. Segundo a publicação da CNI, a alta da conta de luz provocaria uma reação em cadeia na economia brasileira, afetando a inflação, o consumo das famílias, a atividade econômica e a geração de empregos. Assim, previu que o setor produtivo também será pressionado pelo custo da energia e pela redução da demanda, estimando que os efeitos diretos e indiretos do aumento de preço da energia resultariam em perda de 166 mil empregos em 2021 e de 290 mil empregos em 2022. Importa esclarecer que a redução foi estimada em relação à quantidade de pessoas ocupadas entre abril e junho de 2021, antes do agravamento da crise hídrica (peça 196, p. 13).

367. Observa-se que, diferentemente do estudo publicado pela CNI, o qual aponta os impactos decorrentes do aumento da conta de energia na vida da população, em função de seus efeitos na inflação, o documento elaborado pelo MME (Nota “Inflação e Energia”) não apresenta comparativos entre o peso relativo da energia elétrica na inflação de 2021 e 2022 e o seu peso na inflação dos anos anteriores, para que se possa demonstrar que tais percentuais são de fato muito mais elevados.

368. Apesar de esse documento informar que, caso confirmada, a projeção dos preços administrados, que incluem energia elétrica, seria a maior desde 2015, situação também prevista para ocorrer em 2022, não ficou claro qual o peso efetivo da contribuição da energia elétrica na inflação, o que teria sido possível mensurar se tivesse sido realizada comparação com os anos anteriores.

369. Adicionalmente, importa registrar que os mencionados documentos técnicos não abordam o fato de a operação financeira afastar o sinal econômico para o consumidor de energia elétrica, que somente sofreria os impactos financeiros do consumo realizado durante a crise hidroenergética em anos posteriores.

370. Essa é uma lição que o setor elétrico deveria ter aprendido diante das turbulências provocadas pela MP 579/2012 (relembre-se que esta promoveu renovação antecipada de contratos de concessão, condicionada à redução, de certa forma, artificial das tarifas de energia elétrica). A MP 579/2012 pode ter errado, entre outros, por promover redução de tarifas de energia elétrica em um momento em que o mercado cativo estava subcontratado e se avizinhava elevação de preços no sistema elétrico; ou seja, deu um sinal econômico errado para o consumidor, que ao fim e ao cabo, culminou com a Conta ACR (também se constituiu em uma operação financeira que envolveu empréstimos da ordem de R\$ 21,2 bilhões).

371. Na situação atual, em que pese o ano hidrológico de 2021/2022 ter iniciado de forma positiva, não é possível afirmar que esse cenário se manterá. Ou seja, o consumidor pode ter uma tarifa, de certa forma, “blindada” em 2022 enquanto custos continuam crescentes.

372. A incerteza quanto ao cenário hidrológico de 2022 é a razão, inclusive, de haver a autorização na MP 1.078 para que o CMSE possa estabelecer bandeira tarifária extraordinária para a cobertura de custos excepcionais decorrentes de situação de escassez hídrica.

373. Ademais, também há o risco de o consumidor, nos anos vindouros, estar sujeito a aumentos tarifários expressivos, em razão de efeitos cumulativos de decisões tomadas no passado, como pagamento da Conta-Covid e dessa nova operação de crédito, associada aos regulares reajustes/revisões tarifários.

374. Necessário lembrar que a MP 1.078/2021 não somente autorizou a contratação de operação financeira para cobrir impactos financeiros decorrentes da situação de escassez hídrica, mas também incluiu em seu bojo diferimentos aplicados em processos tarifários anteriores à liberação dos recursos da operação financeira. Por conseguinte, de alguma maneira começa-se a formar um acúmulo de aumentos tarifários já em razão de processos tarifários anteriores, Conta Covid e decisões tomadas durante a crise hidroenergética. Diante do exposto, em que pese a combinação entre uma operação financeira e a utilização de bandeira

tarifária extraordinária ser uma opção do ponto de vista de equilíbrio do caixa das distribuidoras, não está claro como a conjugação dessas medidas proverá sinal econômico para os consumidores, já que parecem atuar em sentidos opostos: o crédito posterga os efeitos financeiros do aumento dos custos de geração; enquanto a bandeira tarifária incorpora os aumentos de custo de maneira imediata nas tarifas.

375. A perda do sinal econômico do preço real da energia ao consumidor pode levar a aumento da demanda justamente em um momento em que há custos mais elevados no setor.

376. Além do mecanismo de bandeiras tarifárias, há outras formas possíveis de sinalizar ao consumidor as consequências do empréstimo da Conta Escassez Hídrica, como estabelecer a obrigatoriedade de que constem informações detalhadas dessa operação na fatura de energia elétrica. Por exemplo, o consumidor pode ser informado de quanto é a estimativa da fatia do empréstimo que lhe cabe, quanto é o saldo remanescente estimado, deixar claro que parte substancial está associado com os diferimentos tarifários, além de mencionar que essa operação contempla duas dívidas relacionadas à Conta Covid e à Conta Escassez Hídrica.

377. No sentido do que foi apontado, de acordo com a Nota Técnica 22/2022-SGT/SRG/SRD/SFF/ANEEL, foi proposto que a atual componente TUSD CDE COVID seja alterada para TUSD CDE CONTAS e considere os custos da Conta Covid e da Conta Escassez Hídrica separadamente. O mesmo procedimento a ser adotado na TE, alterando o nome da componente TE CDE COVID, para TE CDE, considerando os custos das duas contas. Dessa forma, a alocação do valor da cota nas componentes tarifárias da TUSD e TE obedecerá a estrutura dos ativos regulatórios considerados para cada distribuidora (peça 259, p. 32).

378. Entretanto, com relação à apresentação de informações detalhadas nas faturas, o mesmo documento afirma o seguinte:

94. Destaca-se que, dentre outros aspectos, o Módulo 11 do PRODIST estabelece informações a serem obrigatoriamente apresentadas e elenca modelos de referência para o quadro de itens da fatura, o que indica que não há uma padronização de modelos de fatura a serem utilizados por todas as distribuidoras. Nessa linha, entende-se que não deve ser estabelecido um modelo padronizado para o valor referente ao encargo CDE ESCASSEZ HÍDRICA.

95. Adicionalmente, em virtude do tamanho reduzido das faturas entregues fisicamente ao consumidor, especialmente aquelas impressas em campo, as disposições normativas do Módulo 11 não obrigam a apresentação de algumas informações. Por exemplo, as distribuidoras não estão obrigadas a apresentar o índice de preços utilizado nos processos tarifários ou eventuais juros e outros itens financeiros que impactam as tarifas. De toda forma, informações mais detalhadas devem estar disponíveis nas plataformas digitais da distribuidora.

96. Nesse contexto, estabelecer a obrigatoriedade de que as distribuidoras apresentem informações mais detalhadas referentes ao encargo CDE ESCASSEZ HÍDRICA significaria um tratamento específico para essa informação e que poderia trazer impacto na apresentação de outros itens nas faturas.

379. Depreende-se que as disposições atualmente constantes do Módulo 11 do PRODIST impossibilitariam a inserção de informações sobre o encargo CDE ESCASSEZ HÍDRICA nas faturas de energia elétrica de forma mais clara, objetiva e transparente. A mesma conclusão vale para o encargo CDE COVID.

380. Contudo, apesar de que seja desejável uma melhor transparência em relação à operação de crédito relativa à Conta Escassez Hídrica, exigir isso poderia significar um tratamento distinto em detrimento de outros itens da fatura de energia elétrica. Portanto, entende-se que eventual deliberação deste TCU a respeito deve partir de eventual atuação fiscalizatória mais ampla acerca da transparência da fatura, uma vez que esse assunto está sujeito a diversas normas legais e regulatórias que não foram objeto de análise no âmbito deste acompanhamento.

381. Ainda em relação ao empréstimo determinado pela MP 1.078/2022, retome-se que a política pública deve ser formulada com base em evidências que demonstrem sua capacidade de solucionar os problemas públicos e gerar valor ao menor custo possível, por meio da avaliação de custos, benefícios e riscos de formas alternativas para o tratamento do problema público. A finalidade é explicitar potenciais efeitos, compensações e impacto da escolha e fornecer uma base objetiva de evidências para os tomadores de decisão.

382. Desse modo, a estruturação da operação de crédito financeiro deve ser baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, sendo possível, assim, verificar se a política adotada representou a alternativa mais vantajosa para tratar o problema, frente a alternativas de solução.

383. Nessa seara, a realização de análise técnicas anteriores à implementação de uma política pública é uma boa prática, que contribui para aumentar a probabilidade de êxito das políticas e do uso eficiente dos recursos públicos.

384. Importa registrar que a solução adotada pelo MME não é nova, sendo mais uma vez utilizado o expediente de editar uma Medida Provisória (MP) para resolver problemas conjunturais do setor através da instituição de operação de crédito em nome do consumidor. Agrava o fato de que essa solução tem se tornado recorrente.

385. Em 2001, ano em que houve racionamento de energia, foi editada MP instituindo Tarifa de Revisão Extraordinária de menor valor, juntamente com empréstimos que permitissem o pagamento de valores devidos pelas distribuidoras de forma imediata.

386. A segunda vez foi em 2014, mais uma vez em razão do aumento acelerado dos pagamentos a serem efetuados pelas distribuidoras, dessa vez em função de subcontratação associada a um aumento do PLD. O nome da operação foi Conta ACR e um decreto permitiu o empréstimo, adiando as despesas para os anos subsequentes.

387. A terceira vez foi em 2020, quando a excepcionalidade motriz foi a pandemia, e o nome da operação foi Conta Covid. Mais uma vez, implementado por uma Medida Provisória (na verdade, duas), que permitiu que as distribuidoras recebessem cerca de R\$ 16 bilhões adiantado para pagamento ao longo dos cinco anos subsequentes (com um ano de carência).

388. Em 2021, novamente é editada uma MP para socorrer o setor elétrico, em razão de outra situação crítica, qual seja, a escassez hídrica.

389. Pelo menos desde outubro de 2020 já se havia conhecimento que o SIN passaria por período de restrição de geração hídrica, com a conseqüente substituição por térmicas, o que implicaria em maiores custos. Dessa maneira, já se poderia ter pensando em maneiras estruturais para lidar com o problema, que não fosse, novamente, por meio de uma Medida Provisória, cujo pressuposto principal é a urgência.

390. Vale informar que o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec) afirmou ver com grande preocupação a perspectiva de que o governo crie um novo empréstimo bancário, já que o “consumidor mal começou a pagar a conta-covid e já terá de assumir um novo empréstimo”. Ainda segundo o que apontou o instituto, “o setor elétrico está parecendo um consumidor superendividado que, ao invés de resolver a raiz dos problemas, continua comprando supérfluos” (<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53193055/para-idec-novo-emprestimo-as-distribuidoras-e-preocupante>).

391. Diante desse cenário, fica ainda mais evidente a necessidade do estabelecimento de um plano estratégico de contingências para situações críticas, pois as medidas de enfrentamento das crises devem ser eficazes e eficientes, para possibilitar que as soluções sejam sempre otimizadas, reflitam custos da escolha pela regulação baseada em incentivos, e, se for o caso,

que os impactos aos consumidores sejam atenuados com base exclusivamente em critérios técnicos transparentes, previsíveis, impessoais, sem que se tenha de utilizar de artifícios alheios ao setor elétrico.

392. Somente para fazer um paralelo de política tarifária equivocada, em que não se verificaram esses requisitos, cita-se novamente a conhecida MP 579/2012. Similarmente ao que ocorre com a MP 1.078/2021, a MP 579/2012 também tinha um fato motivador explícito nobre: naquele caso, era o de reduzir tarifas para consumidores; no caso atual, afirma-se o desejo de manter sustentabilidade das concessionárias de geração de energia elétrica, porém amenizando impactos tarifários elevados para consumidores.

393. Na verdade, a operação financeira autorizada na MP 1.078/2021 posterga impactos que, cedo ou tarde, virão associados a custos financeiros. É necessário ter clareza e objetividade na condução da política tarifária, de forma a não restar dúvidas quanto aos motivos que justificam a tomada de decisão. É primordial ter uma análise técnica, transparente e completa, de maneira a não haver questionamentos quanto a seu caráter técnico, blindando o gestor de especulações. Até porque há soluções alternativas, já formalizadas no setor, como as revisões tarifárias ou a instituição de bandeiras tarifárias, para cobrir os custos gerados, os quais devem ser criteriosamente avaliados até mesmo para afastá-las.

394. Apesar desses apontamentos, como a MP 1.078/2021 já foi regulamentada pelo Decreto 10.939/2022 bem como pela Resolução Aneel 1.008/2022, deixa-se de propor deliberação a respeito.

395. No que se refere aos impactos econômicos sobre índices inflacionários e eventuais limites que têm sido estabelecidos para elevação das tarifas, a exemplo da meta de manter elevações das tarifas de energia em patamar inferior a dois dígitos, também deixa-se de fazer proposta de encaminhamento na presente fiscalização, em razão de estar em curso auditoria para avaliar a existência, a efetividade e a coerência da Política Tarifária do Setor Elétrico Brasileiro, objeto do TC 014.282/2021-6.

396. Ademais, no âmbito do “Achado 3.1 – Ausência de estimativa prévia dos impactos tarifários”, foi proposto cientificar os responsáveis da necessidade de análises prévias estruturadas. Portanto, essa ciência, fundamentada nos mesmos normativos, também servirá para orientar a atuação administrativa do jurisdicionado e evitar a materialização de irregularidade em casos futuros similares, nos termos do art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2000.

VI. CAUSAS ESTRUTURAIS QUE CONCORRERAM PARA O RISCO DE DESABASTECIMENTO

397. O Tribunal tem acompanhado e emitido alertas aos sucessivos Governos sobre problemas estruturais no Setor Elétrico Brasileiro, que contribuem para ineficiências setoriais. Em especial, a ocorrência do regime hidrológico extremo, como o vivenciado pelo país em 2021, associado a esses problemas estruturais, ocasionou o pior cenário possível, com a conjunção de múltiplos fatores, em que se acirrou o risco de desabastecimento, diante do fato de que recursos eletroenergéticos deveriam estar disponíveis ao SIN e, na verdade, não estão; da ausência de tratamento sistêmico da expansão de fontes intermitentes; da não estruturação de plano de contingência antecipadamente aos riscos vivenciados; de falhas no sistema de bandeiras tarifárias; entre outros.

398. Vários são os trabalhos realizados por este Tribunal que tratam dessas questões.

399. No TC 019.228/2014-7, por exemplo, cuja relatoria coube ao Ministro Augusto Sherman Cavalcanti, foram detectadas garantias físicas das usinas hidrelétricas superavaliadas, por

razões diversas, visto que a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas hidrelétricas é maior que a garantia física total do sistema, resultando em um desequilíbrio, em função de uma distorção entre a energia prometida para a venda e a energia que as hidroelétricas efetivamente injetam no sistema. Essas garantias físicas superestimadas implicam geração aquém do que é comercializado, levando a necessidade de acionamento de térmicas mais caras para suprir o déficit energético.

400. Esse equacionamento, historicamente, vinha sendo realizado mediante a contratação de energia de reserva para recomposição do lastro de garantia física sistêmica. Ocorre que os leilões para esse tipo de contratação eram a própria evidência de que havia falhas estruturais na metodologia das garantias físicas.

401. De igual modo, o TCU vem apontando, nos últimos anos, a existência de inconsistências em variáveis que são utilizadas pelo programa NEWAVE para o cálculo das garantias físicas das usinas geradoras de energia elétrica. São dados de entrada da modelagem que afetam o resultado das simulações desde o planejamento até a operação.

402. Essas inconsistências acabam por acarretar, dentre outras, a valoração inadequada da água, deficiências nos dados de entrada dos modelos, limitações na discretização das usinas e expressiva necessidade de despachos fora da ordem do mérito.

403. Digno de nota que, ao longo do agravamento da crise de 2021, os modelos computacionais defasados tiveram que ser ignorados, pois sinalizavam para redução do preço de curto prazo da energia e diminuição da geração de térmicas. Entretanto, as distorções contaminam o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), afetando a formação de preço, em prejuízo dos consumidores.

404. Em outubro deste ano, por exemplo, enquanto era realizado procedimento de contratação emergencial de térmicas a um valor de R\$1.563/MWh, o PLD era de R\$ 209,43/ MWh, demonstrando o total descasamento entre os resultados dos modelos matemáticos e a realidade.

405. Um outro problema constatado é a indisponibilidade das usinas térmicas, referente às diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas, detectado no TC 038.088/2019-3, cuja relatora foi a Ministra Ana Arraes.

406. A capacidade instalada das usinas termelétricas e a sua disponibilidade efetiva dizem respeito diretamente à confiabilidade e à segurança energética do país, porque essas usinas são acionadas em momentos em que os reservatórios estão muito baixos. Por isso, a importância de se expurgarem as usinas sucateadas ou paralisadas.

407. Entre as causas dessas indisponibilidades, mencionam-se as manutenções não previstas e falhas de equipamentos; equipamentos antigos; e questões comerciais do empreendedor.

408. Pelo ponto de vista das usinas, ao longo da execução do contrato, as condições iniciais teriam sido drasticamente alteradas, com repercussões negativas para os geradores. Um exemplo citado foi da UTE Maracanaú I, que, em pouco mais de cinco anos de operação, havia sido acionada por mais de 24 mil horas, quando a quantidade contratada para os quinze anos de contrato teria supostamente sido de 8,7 mil horas. A grande alegação é de que esse significativo acréscimo decorre em boa medida de despachos fora da ordem de mérito.

409. Essas alterações nas frequências e quantidade de operação teriam resultado em maiores custos, em função, por exemplo, de maiores gastos com manutenção das usinas, perda de eficiência e aumento do consumo específico, além de maior indisponibilidade involuntária e risco de penalidades.

410. Registre-se que despachar fora da ordem de mérito onerando o consumidor tornou-se algo corriqueiro no setor elétrico do país.

411. *Mais recentemente, neste ano de 2021, a EPE realizou um estudo no qual constatou uma tendência de aumento da taxa de indisponibilidade ao longo da vida útil das usinas termelétricas, especialmente após o quinto ano de operação, nada obstante muitas aparentemente manterem suas taxas estáveis.*
412. *Outra questão diz respeito à redução relativa das hidrelétricas com reservatórios. Essa situação foi abordada no TC 027.282/2016-3, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro, e no TC 029.192/2016-1, cujo voto Revisor coube ao Min. Augusto Sherman Cavalcanti.*
413. *O TCU avaliou no processo de estruturação de grandes hidrelétricas os riscos associados à governança do processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos.*
414. *Na oportunidade, a auditoria concluiu que a variável socioambiental, em que pese cada vez com maior potencial de impacto sobre projetos de infraestrutura, não é devidamente considerada no planejamento de grandes empreendimentos hidrelétricos.*
415. *Verificou-se que as áreas protegidas (áreas de conservação ambiental, terras indígenas e terras quilombolas) estão localizadas principalmente na Região Norte, onde também se encontram grande parte dos maiores potenciais hídricos remanescentes para geração de energia elétrica. Tal constatação sugere que os projetos de hidrelétricas de grande porte em estudo (ou a serem estudados) demandarão larga interação com os órgãos intervenientes (responsáveis pela defesa dos interesses socioambientais), não sendo possível dissociar a variável energética da socioambiental.*
416. *Apesar desse contexto, as decisões relativas ao desenvolvimento de projetos de grandes hidrelétricas são tomadas sem que haja a devida interação entre o planejamento do setor elétrico brasileiro e os órgãos intervenientes.*
417. *O relator destacou que o início de projetos de grande porte sem a consideração adequada da variável socioambiental e de seus possíveis impactos na estruturação dos empreendimentos tem conduzido a dificuldades no desenvolvimento desses projetos, desestimulando possíveis interessados em elaborar os estudos técnicos necessários.*
418. *Por seu turno, o voto revisor do Min. Augusto Sherman Cavalcanti no TC 029.192/2016-1 ressaltou que na construção do AHE de São Luiz do Tapajós, decorridos quase oito anos desde a concessão de registro, pela Aneel, para a elaboração do Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental (EVTEA), não se sabia se o empreendimento era viável sob o aspecto socioambiental, apesar de inserida no planejamento do setor elétrico desde o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2008/2017 e incluída no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) 2.*
419. *Tal fato demonstrou, segundo o Ministro, a necessidade da existência de uma conjugação de pautas, que traga a convergência entre as agendas do setor elétrico e as políticas socioambientais, antes mesmo da deflagração do processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos.*
420. *O Ministro bem ressaltou que, embora as usinas hidrelétricas gerem energia considerada “limpa”, é inegável o grande impacto ambiental decorrente do represamento dos rios, com o alagamento de vastas áreas, implicando o remanejamento de populações e alterações no ecossistema local.*
421. *Uma outra causa diz respeito a já citada ausência de um plano de contingência para situações de alto risco de desabastecimento (TC 003.025/2015-2, relator Min. José Múcio Monteiro).*

422. *O mero acompanhamento das crises hídricas como a que o país enfrentou não exime os responsáveis pela gestão do setor elétrico de se prepararem, de forma transparente, para eventuais novas crises.*

423. *De fato, a ausência de plano de contingência não é uma novidade identificada por este Tribunal em se tratando de enfrentamento de crise hídrica. Em 2015, o TCU concluiu que o MME não dispunha de um plano de contingência detalhando ações e responsabilidades para o enfrentamento de situação crítica de suprimento de energia elétrica no país. Em outras palavras, não havia uma definição de quais medidas seriam adotadas por quais órgãos e em que situações.*

424. *Nota-se que o modelo nacional, por ser predominantemente hídrico e possuir cada vez menos reservatórios (em termos proporcionais à carga), eleva a imprevisibilidade e o risco de ocorrência de desequilíbrios entre oferta e demanda, especialmente nos casos de baixas afluições em determinados meses do ano. Esse fato per si já seria suficiente para a existência de um plano contingencial ou emergencial.*

425. *Negar a possibilidade de ocorrência de problemas e não se preparar para situações como as que tem ocorrido no país é expor o sistema elétrico ao imprevisto, à insegurança, à elevação dos custos e a disputas judiciais, com consequentes prejuízos para toda sociedade. A superação contumaz de crises nos moldes da vivida atualmente com custos elevados, afronta a noção do consagrado princípio da modicidade tarifária.*

426. *Uma outra questão estrutural refere-se ao fato de as Bandeiras Tarifárias não sinalizarem aos consumidores a escassez de energia. Essa questão foi abordada no TC 025.919/2017-2 relatado pelo Ministro Aroldo Cedraz*

427. *O Tribunal apontou naquele processo que as Bandeiras Tarifárias não têm funcionado exatamente como um mecanismo efetivo de modulação do consumo de energia elétrica. Sobretudo pela ausência de mensuração e análise por parte da Aneel a respeito dos resultados do Sistema como sinalizador e indutor de uma reação da demanda face a condições desfavoráveis de geração.*

428. *O TCU também concluiu, naquele trabalho, que o Sistema de Bandeiras Tarifárias tem assumido um papel cada vez mais importante de antecipar receitas para evitar um acúmulo de custos para as distribuidoras de energia (regulação por custos), relegando o papel de sinalizador para redução de consumo (regulação por incentivos) a um segundo plano.*

429. *Acresçam-se a esse rol de causas estruturais os conflitos de usos múltiplos da água, as falhas no planejamento setorial de curto, médio e longo prazo e as mudanças climáticas.*

430. *É pertinente salientar que o MME está envidando esforços com vistas ao atendimento das deliberações deste TCU no sentido de equacionar alguns desses problema estruturais. Em especial, mencionam-se as providências tomadas relativas ao cumprimento das deliberações no âmbito do TC 019.228/2014-7 para equacionar as questões relativas às garantias físicas superestimadas. 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 vigorar a partir de 2023.*

431. *Também citam-se as medidas adotadas pela Pasta para melhorar a convergência entre as agendas do setor elétrico e as políticas socioambientais com vistas a apoiar o desenvolvimento de projetos de grandes empreendimentos hidrelétricos, em atendimento às deliberações no âmbito do TC 029.192/2016-1.*

432. *Em que pesem todas essas causas apontadas terem concorrido para o risco de desabastecimento, os atores envolvidos no enfrentamento da atual crise hidroenergética não as*

reconheceram devidamente como influenciadoras da crise vivenciada, sendo atribuída a responsabilidade quase que exclusivamente à redução das afluições neste ano de 2021.

VI.1. Achado 4.1 – Ausência de investigação das causas estruturais e conjunturais determinantes para a crise hidroenergética

433. Verificou-se que ainda não há estudos quanto às causas para a crise vivenciada e tampouco há consenso entre os atores envolvidos em relação às causas, o que dificulta o êxito de uma superveniente política pública para o setor.

434. A equipe de auditoria, em reiteradas situações (vide peças 138, 139, 140 e 141, como exemplos), questionou os responsáveis a respeito das causas - além da hidrologia negativa - que podem contribuir para o agravamento da crise, tal como questionamento transcrito a seguir feito ao MME (peça 141):

a. Considerando que há certa recorrência de crises hidroenergéticas no histórico recente do SIN (exemplos: 2001, 2008 e 2015), na visão do MME, além de condições hidrológicas desfavoráveis, quais são as principais causas estruturais relacionadas a esse tipo de situação? Há estudos oficiais do MME a respeito? Há propostas oficiais visando solucionar as causas estruturais? Em que medida as questões listadas a seguir podem ser relacionadas a essas causas estruturais: (i) garantias físicas sobrestimadas, (ii) conflitos de usos múltiplos da água, (iii) modelos computacionais defasados para otimização do planejamento e operação (valoração inadequada da água, deficiências nos dados de entrada dos modelos, limitações na discretização das usinas, expressiva necessidade de despachos fora da ordem do mérito etc.), (iv) indisponibilidade de termelétricas, (v) atrasos em empreendimentos de geração e transmissão, (vi) falhas no planejamento setorial de curto, médio e longo prazo e (vii) mudanças climáticas?

435. As respostas, porém, demonstram que não houve ainda um estudo circunstanciado a respeito, tampouco há consenso sobre o assunto (peças 148, 155 e 170).

436. O ONS, por exemplo, acentua que a crise vivenciada ao longo de 2021 decorreria essencialmente do acúmulo de déficits de precipitação observado nas principais bacias que integram o SIN, especialmente na bacia do Paraná. Sustenta em sua análise que a situação enfrentada desde o final do período seco de 2020 se caracteriza como uma crise de natureza hídrica (peça 148).

437. Para o ONS, a identificação das causas da ocorrência de precipitações inferiores à média nos últimos anos é um problema complexo, multidisciplinar, na “fronteira do conhecimento científico”, que extrapola o escopo de atuação do Operador e ainda requer “vultosos investimentos para que se encontrem respostas conclusivas” (peça 148, p. 1-4).

438. A Aneel, por sua vez, expõe que não existem estudos específicos que permitam afirmar que a única causa do cenário de escassez hidroenergética em curso foi a condição hidrológica desfavorável, pois se trata de “tópico complexo, multifacetado, para o qual concorrem inúmeros fatores” (peça 155, p. 1). Afirma ainda que nenhuma das hipóteses elencadas (garantias físicas sobrestimadas, conflito de usos múltiplos, modelos computacionais defasados, indisponibilidades termelétricas, atrasos em empreendimentos de geração e transmissão, falhas no planejamento e mudanças climáticas) seria capaz de, isoladamente, contribuir decisivamente para a situação hidroenergética desfavorável (peça 155, p. 1).

439. A EPE, no entanto, trouxe uma posição mais abrangente a respeito das causas para a crise (peça 170).

440. Inicialmente, defende que as causas das diferentes crises vivenciadas nas últimas décadas possuem origens distintas, de modo que um diagnóstico comum pode acarretar recomendações pouco efetivas.

441. *A Empresa alega que a ocorrência de períodos de escassez hídrica é algo esperado em sistemas com participação hidrelétrica, podendo variar em frequência e severidade, e por essa razão estaria sujeita a um risco inerente. Afirma ainda que o funcionamento e o planejamento do setor elétrico envolvem um olhar amplo sobre vários fatores interdependentes.*

442. *No que respeita aos conflitos pelos usos da água, reconhece que a gestão dos recursos hídricos deve respeitar os usos prioritários e promover o seu uso múltiplo, compatibilizando os diferentes interesses e demandas. Nesse sentido, destaca que a inflexibilidade hidráulica vem impactando a operação do sistema elétrico e a gestão dos recursos hídricos (peça 170, p. 4-5).*

O aumento dos usos múltiplos traz grandes desafios para o setor elétrico, tanto no ponto de vista de redução da disponibilidade dos recursos hídricos, em função do aumento dos usos consuntivos, quanto em relação aos usos não consuntivos, que ampliam restrições operativas, aumentando a inflexibilidade da geração hidrelétrica e reduzindo a gestão do operador do sistema.

(...)

Cabe destacar ainda que o acompanhamento das condições operativas do passado recente, em especial a partir de outubro de 2020, considerando a severa escassez hídrica, tem evidenciado o quanto a chamada “inflexibilidade hidráulica” vem impactando a operação do sistema elétrico e a gestão dos recursos hídricos. Quanto maior essa inflexibilidade (geração compulsória), maior a dificuldade de alocar oferta termelétrica na carga em condições de reduzidas vazões afluentes, isto é, o ONS não consegue reduzir a geração mínima nas usinas hidrelétricas para preservar água nos reservatórios, mesmo que haja capacidade termelétrica disponível para substituir essa geração hidrelétrica.

Ademais, verifica-se a oportunidade de revisitar a modelagem e entrada de outros dados e parâmetros utilizados nos modelos, em especial no Newave, o qual é utilizado para definição da política operativa no planejamento de médio/longo prazo. A diferença observada entre a inflexibilidade hidráulica simulada nos modelos e a verificada nos últimos dois anos chamou a atenção da EPE, especialmente nesse momento de escassez hídrica. Referente a esta questão, a EPE vem trabalhando ao longo de 2021 numa metodologia de análise empírica das restrições operativas para apoio ao planejamento. Além de realizar estudos ao longo do ano de 2021, com o objetivo de subsidiar as tomadas de decisão em relação à gestão da escassez hídrica e aprimorar a gestão do sistema elétrico na etapa de planejamento, existe previsão de implementação e uso desta metodologia no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Esta ação vislumbra trazer maior aderência entre o modelo e a operação verificada, aumentar a previsibilidade sobre o atendimento futuro dos requisitos do sistema e a gestão do recurso hídrico e, em última instância, possibilitar a adequada sinalização da necessidade de expansão da oferta, se for o caso. (grifos acrescentados)

443. *Em relação às mudanças climáticas, a Empresa assinala que há evidências científicas suficientes para justificar a necessidade de preparação para a ocorrência mais frequente e mais severa de eventos climáticos como a escassez hídrica de 2020/2021, apesar da dificuldade em se atribuir eventos climáticos específicos às mudanças climáticas.*

444. *Quanto aos modelos computacionais, a EPE reafirma que, antes de se avaliar a sua efetividade, é necessário analisar a qualidade das informações que compõem os parâmetros de entrada que alimentam os modelos. Inclusive, em busca de melhor representação do setor elétrico por meio dos modelos simplificados, declarou que por meio do Projeto META, obteve acesso ao software SDDP para realização de avaliação e comparação deste modelo com o NEWAVE.*

445. *As ponderações da EPE trazem, em linhas gerais, conclusões mais convergentes com as emitidas por este TCU, trazidas pelo entendimento de que a crise de 2021 não pode ser atribuída a um único fator, qual seja, das menores vazões afluentes. Dito de outra forma, a dependência exacerbada do Sistema Interligado Nacional ao volume de chuvas ensejará crises*

cada vez mais frequentes, tendo em vista que a expansão do setor já não se faz por meio de hidrelétricas com capacidade de reservação.

446. Insistir apenas que estas foram as piores aflúências dos últimos 91 anos não favorece a busca de soluções mais estruturantes. Ignora-se que a hidrologia desfavorável dos últimos anos teve o efeito de precipitar a crise. Ou seja, nada muito diferente do que a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) constatou ao afirmar que, se as vazões afluentes às usinas nos últimos anos não tivessem sido adversas, a crise não teria se materializado, mesmo estando o sistema desequilibrado (peça 86).

447. A Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) demonstra compartilhar dessa visão, pois afirmou que a avaliação climatológica da região hidrográfica do rio Paraná nos dois últimos anos hidrológicos, em comparação com anos anteriores, e perspectiva para o atual período seco, evidenciaram se tratar de situação persistente de anomalias negativas de precipitação (peça 30).

448. Por outro lado, segundo o MME, talvez seja ainda cedo para avaliação de novas lições aprendidas (peça 50, p. 6). Além disso, afirma que o Relatório Técnico 05-2019, desenvolvido pelo Grupo de Trabalho de Metodologia (GTMET) da CPAMP, apontou que “não é possível definir, inequivocamente, se as tendências de acréscimo e de redução das vazões/ENAs representam uma mudança estrutural no sistema ou se são parte de um ciclo de longa duração”.

449. Adicionalmente, o Ministério aponta, a respeito dos modelos matemáticos, que a cadeia principal de modelos computacionais do SEB (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) é uma aproximação da realidade, uma vez que é impossível representar fielmente todas as características físicas do problema. Entre as aproximações, limitações ou definições de parâmetros de entrada que influenciam nos resultados dos modelos, informa que recentemente a CPAMP diagnosticou os três principais aspectos (peça 175, p. 2-3):

I - devido à necessidade de despachos fora da ordem de mérito dos últimos anos, nota-se que os parâmetros vigentes associados aos mecanismos de aversão ao risco CVaR (Conditional Value at Risk) e VMinOp (Volume Mínimo Operativo), utilizados pelos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, não refletem adequadamente a percepção atual de aversão ao risco do setor elétrico;

II – o processo de geração de cenários hidrológicos do modelo NEWAVE, e 2º mês do DECOMP, não considera as informações das variáveis climáticas de forma explícita no processo de geração de cenários futuros, visto que o modelo autorregressivo PAR(p) utilizado possui uma abordagem que pressupõe um comportamento estacionário das séries hidrológicas, observando propriedades estatísticas aderentes ao histórico iniciado em 1931. Como consequência, uma de suas características é gerar cenários que tendem à média histórica logo nos primeiros anos do horizonte; e

III - o modelo NEWAVE possui uma representação agregada das usinas hidrelétricas em Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs), impossibilitando tanto uma representação explícita no problema das restrições hidráulicas individuais de cada usina, quanto o uso da geração de cenários de ENA/Vazão individualizados. Isso implica uma visão mais otimista da realidade do parque hidrelétrico, principalmente no que diz respeito a: (i) operação individual das usinas ao longo da cascata; e (ii) ocorrência de vertimentos ao longo do REE, mesmo quando não se atinge a sua energia armazenada máxima. Cumpre ressaltar que os modelos DECOMP e DESSEM já representam as usinas hidrelétricas individualmente, não incorrendo no mesmo otimismo.

450. As crises a partir da década de 2000 possuem traços que as distinguem, na medida em que o SEB passou por importante transformação. Contudo, se há particularidades, também há

traços comuns entre a crise de 2021 e as suas antecessoras, cuja abordagem ainda carece de uma resposta. Acrescente-se o fato de que, se ao longo da última década o crescimento do consumo de energia não fosse significativamente baixo (19%), em razão da crise econômica vivenciada e das consequências da crise sanitária da pandemia da Covid-19, as consequências da escassez de chuvas poderiam ter sido mais sérias em termos de fornecimento de eletricidade. É preciso reconhecer que a crise atual expôs as falhas do modelo.

451. Nunca é demais lembrar que, em 2016, o MME cancelou, a partir de relatório da EPE, o leilão para contratação de energias limpas e renováveis para o horizonte de vinte anos, a partir de julho de 2019. A fundamentação para o cancelamento foi a “inesperada e significativa deterioração da perspectiva para o cenário econômico”, de modo que as recorrentes reduções expressivas do volume de chuvas mais uma vez foram desprezadas.

452. Cabe salientar, ainda, que a Lei 14.182/2021, referente à privatização da Eletrobras, prevê a inserção de 8 GW em termelétricas a gás no SIN entre os anos de 2026 e 2030. Ademais, essas termelétricas, caso contratadas, irão operar com capacidade mínima de 70% por pelo menos quinze anos. Dado o nível de inflexibilidade, essa fonte não necessariamente é compatível com a função de equilibrar fontes intermitentes ou que tenham restrições em razão da hidrologia.

453. Uma crise da dimensão atual viabiliza usinas termelétricas – nada obstante o seu importante papel de compensar a intermitência de parques eólicos e aumentar a geração em momentos de escassez hídrica –, afinal qualquer energia é menos onerosa do que não ter energia disponível. Portanto, é imprescindível envidar esforços a fim de que seja possível o acionamento de termoelétricas de maneira mais eficiente, para que seus custos sejam otimizados.

454. Para que as lições da crise atual sejam aprendidas, no sentido de se obter um melhor planejamento para o enfrentamento das próximas crises que virão, torna-se essencial investigar os riscos e as causas estruturais e conjunturais que foram determinantes para a situação atual, para além da simplicidade de associar a crise atual exclusivamente à ocorrência de déficits hídricos. Essa análise auxiliará na implementação do plano estratégico de contingência proposto, para possibilitar maior previsibilidade na atuação governamental na tomada de decisões com maior razoabilidade, eficácia e eficiência, ademais de conduzir a gestão do setor elétrico a outro patamar de qualidade, em que modelos de despacho são respeitados, em que os custos são eficientes, em que os riscos são geridos por quem lhes cabe, em que há previsibilidade, em que há transparência, entre outros.

455. Desse modo, com as causas e riscos mapeados, pode-se planejar diversas respostas aos riscos. Segundo o documento “Avaliação de Políticas Públicas Guia Prático de Análise Ex Ante do Governo Federal”, grosso modo, pode-se escolher: evitar o risco, agindo preventivamente para eliminar sua fonte; mitigá-lo, tanto por meio da redução da probabilidade de sua ocorrência (com ações preventivas) quanto do valor de seu impacto (por exemplo, com a aquisição de um seguro); ou, por fim, assumi-lo, aceitando suas consequências ativamente (com um plano de contingência) ou passivamente (com inação).

456. Um plano de gestão de riscos deve documentar as respostas planejadas para cada um das ações a serem tomadas em relação a cada um, bem como designar responsáveis por sua implementação e pela identificação de sintomas (peça 197, p. 143).

457. Nesse diapasão, vale mencionar que, após a crise de desabastecimento de energia em 2001, foi instituída a supracitada Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, composta por diversos agentes governamentais e especialistas do setor, com o objetivo

de avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

458. *Desse modo, a Comissão investigou as seguintes questões (peça 86, p. 3):*

I – quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?

II – o MME e a Aneel estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?

III – houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a Aneel, o MME e o alto escalão do Governo com relação à probabilidade de ocorrência e severidade da crise de suprimento?

IV – quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise? e

V – a Comissão tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?

459. *Constata-se que grande parte das questões investigadas no contexto da crise de 2001 poderia, de certa forma, ser aproveitada para uma eventual apuração a ser realizada sobre a atual crise, o que assinala a importância de se averiguar as causas que resultaram nesta situação.*

460. *Em vista do exposto, mormente em face da necessidade de corrigir falhas no planejamento e na operação do SEB, da necessidade imperiosa de se alcançar a tão citada modicidade tarifária, da necessidade de recomposição dos reservatórios, do novo cenário delineado nos últimos anos de redução das vazões afluentes e da necessária implementação de uma agenda de transição energética, reforça-se a proposição da determinação exposta no item 271 deste relatório no sentido de elaboração de um relatório de lições aprendidas no enfrentamento da crise hidroenergética a partir de avaliação das medidas adotadas.*

461. *Conforme exposto no Apêndice C, na análise feita aos comentários dos gestores ao relatório preliminar, a construção desse relatório de lições aprendidas poderá subsidiar a elaboração do plano de contingência que também está sendo alvo de proposta de determinação, nos termos do item 158 deste relatório.*

VII. CONCLUSÃO

462. *O presente trabalho avaliou as medidas adotadas pelo Governo Federal e demais instituições do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) para lidar com a crise hidroenergética de 2021 no Sistema Interligado Nacional (SIN), diante do cenário hidrológico desfavorável.*

463. *Na Visão Geral do Objeto, foi descrito o panorama geral do SEB, além de abordar aspectos da crise hidroenergética de 2021, em que se verificou no período de setembro/2020 a agosto/2021 a ocorrência das piores afluições para o SIN, com relação ao mesmo período em 91 anos de histórico.*

464. *No decorrer do ano de 2021, os órgãos responsáveis pelo SEB implantaram diversas medidas para garantir o atendimento eletroenergético do País. Também se observou que, no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg), foram acompanhadas pari passu as condições do sistema, inclusive com apresentações de projeções de cenários e proposição de novas providências à medida que foram necessárias. Com o início do período úmido no final de 2021, observaram-se melhorias para os armazenamentos no horizonte de 2022, bem como o pleno atendimento da carga, tanto em termos de energia quanto de potência em todo o período. Entretanto, assinalou-se que o CMSE se manifestou pela*

manutenção das medidas excepcionais para o atendimento à carga e à garantia do atendimento em 2022.

465. Para analisar a atuação do Governo frente à crise vivida, foi elaborada a matriz de planejamento, que contemplou quatro questões de auditoria:

Questão 1: Como está estruturado o plano de contingência para lidar com as chances de desabastecimento?

Questão 2: Em que medidas as ações adotadas pelo Governo e demais instituições estão sendo efetivas para a redução do risco de desabastecimento?

Questão 3: Existe estimativa dos impactos tarifários para enfrentar a crise?

Questão 4: Quais as principais causas estruturais que levaram ao risco de desabastecimento atual?

*466. Quanto à **estruturação de um plano de contingência para lidar com as chances de desabastecimento**, verificou-se que as medidas tomadas pelas entidades e órgãos relacionados ao setor elétrico, até que houvesse a melhoria nos índices de chuvas, não foram organizadas antecipadamente, de forma devidamente transparente e previsível. Quanto a essa questão, foi identificado um achado:*

Achado 1.1 – Ausência de plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações críticas:

466.1.1. Verificou-se a ausência de um plano estratégico que estabelecesse, de forma preventiva e com base em diferentes cenários quanto ao risco de déficit energético e de potência, elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento das medidas emergenciais, sequenciais e gradativas, por meio de indicadores pré-determinados, para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, de modo a garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país de forma otimizada.

466.1.2. Desse modo, propõe-se determinar ao MME, com o devido apoio do CMSE, que elabore um plano estratégico de contingência para o enfrentamento das crises referentes às recorrentes reduções das vazões afluentes, em observância ao art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019, e ao art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004. Esse plano deve elencar as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, das medidas emergenciais, sequenciais e gradativas, acionadas por meio de parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados, para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa dos custos das medidas, assim como seus impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país, sem prejuízo dos usos múltiplos da água, considerando as diferentes alternativas de medidas a serem tomadas e os diferentes cenários quanto ao risco de déficit energético e de potência, de acordo com o art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; o art. 5º, da Lei 13.874/2019; a Portaria Normativa 30/GM/MME; os arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; o art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; o art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995; o art. 37, caput, da Constituição Federal Brasileira; os arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU

466.1.3. Como benefício para o encaminhamento proposto para este achado, pode ser mencionado que, com um plano estratégico de contingência bem estruturado, atrelado a indicadores, tendo maior previsibilidade das ações, possibilita-se maior planejamento e

otimização das medidas, com avaliação mais detalhada dos custos e maior transparência, contribuindo na decisão tempestiva de acionamento das térmicas e de outras medidas. Desse modo, o conhecimento amalhado pelos atores governamentais deve ser transformado em um plano, a fim de garantir maior transparência, debate e previsibilidade sobre as medidas que afetam toda a sociedade.

467. Em relação à efetividade das ações adotadas pelo Governo e demais instituições para a redução do risco de desabastecimento, constatou-se que houve falhas no planejamento, sendo mais evidente em algumas ações específicas. No tocante a esse ponto, foi verificado o seguinte achado:

467.1. Achado 2.1 – Falhas no planejamento das ações para enfrentamento da crise hidroenergética.

467.1.1. Constatou-se que: (i) a maioria das ações teve foco no aumento da oferta de energia, sem estudos ou análises detalhadas de impacto que corroborassem essa escolha, negligenciando ações do lado da demanda, havendo pouco incentivo para o deslocamento ou redução do consumo; (ii) houve falhas na execução e na comunicação das medidas adotadas sob a ótica da demanda; e (iii) houve demora para adoção de algumas medidas.

467.1.2. Adicionalmente, verificou-se que o Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) foi planejado para ser executado em tempo mais curto do que seria recomendável para contratações da sua magnitude, incorrendo em riscos adicionais ao seu sucesso, em especial considerando o apertado cronograma previsto para colocar os empreendimentos em operação.

467.1.3. Ressaltou-se ainda que as medidas de enfrentamento foram tomadas sem estimativa prévia dos seus impactos tarifários, além de terem sido observadas falhas no planejamento das ações para enfrentamento da crise, principalmente quanto à pouca previsibilidade, transparência e quantificação dos custos das medidas implantadas.

467.1.4. Salientou-se que a necessidade de implantação da Creg revelou que a governança do SEB pode ser aprimorada, pois as demais instituições não estão aptas a gerenciar o setor em situações mais críticas. Nesse cenário, a avaliação individualizada de cada medida adotada no enfrentamento da crise de 2021, a partir de indicadores comparativos de seus custos e seus benefícios, sinalizará quais ações se destacaram em termos de efetividade e economicidade.

467.1.5. Em face do exposto, considerando que a análise retrospectiva das medidas adotadas pode apresentar significativa contribuição para a elaboração do plano estratégico de contingência para enfrentamento de crises hidroenergéticas, propõe-se determinar ao MME, com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fundamento no: art. 7º, inciso II, § 3º, da Resolução 315/2020; art. 2º, incisos I e VI, da Lei 9.478/1997; art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019; art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 37, caput, da Constituição Federal Brasileira; art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, que, no prazo de 180 dias, prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando análise retrospectiva e individualizada de cada uma das medidas adotadas – bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão – para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética.

467.1.6. Em relação especificamente ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, constatou-se falha no planejamento e execução dessa medida, que não previu tempo hábil para comunicação da existência do programa de redução da

demanda; não disponibilizou as metas de redução antes do início de vigência; e ainda teve lacunas de informação nas faturas dos consumidores.

467.1.7. Nesse sentido, observou-se que, em um dos casos analisados, a fatura apresentou um valor de bônus incoerente com o valor apurado acumulado e que, em outro caso selecionado, evidenciou-se o risco de uma sinalização econômica errada para o consumidor, que tenderia a se esforçar menos em busca da redução do consumo, por achar que já cumpriu sua meta, o que reforça a importância de que a execução e a comunicação do Programa sejam aprimoradas.

467.1.8. Desse modo, propõe-se recomendar à Aneel, considerando as disposições constantes dos arts. 1º, §§ 1º e 6º; 3º, §§ 1º e 2º; 4º; 5º, caput e parágrafo único; 7º; e 8º, da Resolução Creg 2/2021, que (i) avalie os resultados obtidos pelo Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica quanto às reduções acumuladas apuradas para os consumidores, para se certificar a respeito de erros de faturamento eventualmente cometidos, a fim de comunicar esses resultados para os consumidores de maneira clara, objetiva e consistente, antes de realizar os pagamentos dos bônus; e (ii) faça análise dos resultados do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica utilizando conceitos de economia comportamental para, se for o caso, propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes, em caso de aprovação para um novo estágio do Programa ou de sua futura reedição.

467.1.9. Como benefícios para os encaminhamentos propostos para este achado, pode-se afirmar que o planejamento antecipado quanto ao enfrentamento da crise hidroenergética permitirá maior utilização das medidas de redução e deslocamento da demanda, a partir da melhor estruturação das campanhas de conscientização e dos programas de incentivo à redução do consumo, com uma comunicação constante e eficaz à população, para sua sensibilização e engajamento, possibilitando que essas ações sejam mais efetivas.

467.1.10. Com as lições derivadas das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021, a estrutura de governança do SEB poderá ser aprimorada, para que sejam dadas as melhores respostas diante das situações críticas que ainda virão. Desse modo, as atuais instituições do setor passarão a ter maior capacidade e condições de agir, sem que novos comitês, câmaras ou colegiados com poderes excepcionais tenham que ser criados, reforçando ainda mais a importância de ser elaborado um plano estratégico de contingência, que deve se basear na maior quantidade possível de informações, análises e evidências pertinentes.

467.1.11. Além disso, a economia comportamental poderá indicar ajustes com baixo custo de implementação. Assim, o uso de seus conceitos no SEB poderá criar oportunidades para se ampliar o espectro de incentivos para que os consumidores busquem maiores benefícios nas suas escolhas, especialmente no novo paradigma do empoderamento dos consumidores.

468. No que concerne à **estimativa de impactos tarifários das medidas adotadas para o enfrentamento da crise**, verificou-se que o impacto das medidas tomadas até então implica elevado custo para o consumidor. Além disso, constatou-se que as medidas foram implementadas sem a necessária previsão antecipada dos impactos tarifários aos consumidores.

469. Adicionalmente, constatou-se que foi publicada, baseada em estudos prévios deficientes, a Medida Provisória 1.078, de 13/12/2021, a qual, em síntese, possibilita a obtenção de empréstimo financeiro em nome do consumidor para aliviar e postergar os efeitos financeiros da crise e dos diferimentos aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira, autorizando o Poder Executivo a estabelecer condições e requisitos para a estruturação dessas operações de crédito financeiro e possibilitando ao CMSE estabelecer bandeira tarifária extraordinária para a cobertura de custos excepcionais decorrentes de

situação de escassez hídrica. Em 13/1/2022, foi publicado o Decreto 10.939, que regulamenta as medidas previstas na referida Medida Provisória. Essa norma atribui à Aneel a definição do limite total de captação de recursos.

470. Após a realização de consulta pública, a Agência aprovou a Resolução 1.008, de 15/3/2022, que dispõe sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras, a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para estes fins e os procedimentos correspondentes. De acordo com essa norma, foi autorizado um valor teto de R\$ 5,3 bilhões para a operação de crédito, estando incluído nesse montante os valores referentes aos diferimentos homologados pela Aneel nos processos tarifários de 2021 e 2022, até a data da liberação financeira. Ainda que a Medida Provisória e o Decreto tenham autorizado a inclusão dos custos do Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS), optou-se, nesse primeiro momento, não incluir esses valores, que poderiam ser alvo de uma segunda tranche de empréstimo.

471. No que tange a esse tópico, foram identificados dois achados:

471.1. Achado 3.1 – Ausência de estimativa prévia dos impactos tarifários para os consumidores.

471.1.1. Observou-se que as medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética foram implementadas sem a estimativa prévia dos seus impactos tarifários, reforçando o apontamento de que o planejamento não foi o mais adequado. Nesse contexto, como as medidas foram implementadas com urgência, a análise prévia do impacto tarifário foi negligenciada.

471.1.2. Entende-se que a determinação proposta em relação ao Achado 1.1 – elaboração de plano de contingência para situações de crises hidroenergéticas pelo MME – engloba a solução para esta irregularidade também.

471.1.3. Como benefício da atuação do TCU nesse ponto, a elaboração de um plano estratégico de contingência, para que os agentes do setor já consigam visualizar as alternativas de que dispõem para agir assim que os parâmetros dos indicadores de uma situação crítica forem atingidos, garantindo maior previsibilidade para sua atuação, possibilitará que as medidas possíveis contemplem análises prévias de impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários para o consumidor.

471.2. Achado 3.2 – Autorização para a estruturação de operação de crédito financeiro com base em estudos prévios deficientes.

471.1.4. Constatou-se que a rubrica relativa aos “Diferimentos” corresponde a 44,0% do valor estabelecido para o teto da primeira tranche da operação crédito. Ainda que não haja ilegalidade, uma vez que a MP 1.078/2021 previu a possibilidade de a operação alcançar os diferimentos tarifários, do ponto de vista do consumidor, a operação financeira, ao fim e ao cabo, se reveste de pouca transparência, uma vez que na fatura de energia elétrica estará registrado o encargo CDE Escassez Hídrica, o que faria o consumidor médio pensar tratar-se de pagamento de empréstimo visando endereçar os impactos derivados das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021.

471.1.5. Observou-se também que não houve avaliação acerca da vantajosidade da inclusão desses valores na operação de crédito autorizada pela MP 1.078/2021 frente aos diferimentos realizados convencionalmente (que serão incorporados às tarifas, acrescidos da taxa Selic – taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para títulos federais) e a taxa de juros que será estabelecida para o empréstimo.

471.1.6. Também verificou-se que os documentos técnicos que deram suporte à edição da Medida Provisória 1.078/2021 não abordaram o fato de a operação financeira afastar o sinal

econômico para o consumidor de energia elétrica, que somente sofrerá parte dos impactos financeiros da crise hidroenergética em anos posteriores. Ou seja, o consumidor pode ter uma tarifa, de certa forma, “blindada” em 2022, enquanto os custos continuam crescentes. Ressalta-se que os diferimentos tarifários são solicitados pelas próprias empresas, não sendo uma opção do consumidor, e que a perda do sinal econômico do preço real da energia ao consumidor pode levar a aumento da demanda justamente em um momento em que há custos mais elevados no setor.

471.1.7. Desse modo, evidenciou-se que a estruturação da operação de crédito financeiro não foi baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas fossem julgadas de maneira objetiva. Assim sendo, não foi possível verificar se a política adotada representou a alternativa mais vantajosa para tratar o problema, frente a alternativas de solução.

471.1.8. Apesar desses apontamentos, como a Medida Provisória já foi alvo de regulamentação pelo Decreto 10.939/2022 e pela Resolução Aneel 1.008/2022, abstém-se de propor determinações ou recomendações.

471.1.9. Todavia, considerando os Achados 3.1 e 3.2, propõe-se dar ciência ao MME, nos termos do art. 9º, incisos I e II, da Resolução-TCU 315/2020, de que a adoção das medidas de enfrentamento à crise hidroenergética, bem como a estruturação da operação de crédito financeiro de que trata a MP 1.078/2021, sem a realização de uma prévia análise dos custos e conseqüentemente dos impactos tarifários, baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, contraria uma série de dispositivos, a exemplo de: art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 5º, da Lei 13.874/2019; Portaria Normativa 30/GM/MME; arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995; art. 37, caput, da Constituição Federal Brasileira; os arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU.

471.1.10. Como benefícios dessa ação de controle, pode-se apontar que a realização de análises técnicas anteriores à implementação da estruturação da operação de crédito financeiro ao SEB contribui para aumentar a probabilidade de êxito das políticas e do uso eficiente dos recursos públicos.

472. Quanto às principais causas estruturais que levaram ao risco de desabastecimento atual, destacou-se que os atores envolvidos no enfrentamento da atual crise hidroenergética não elaboraram estudos quanto às causas determinantes que concorreram para a crise vivenciada e tampouco há consenso entre os atores envolvidos em relação às causas, o que dificulta o êxito da identificação das intervenções necessárias a serem realizadas e de uma superveniente política pública para o setor. Em relação a esse tópico, foi assinalado o seguinte achado:

472.1. Achado 4.1 – Ausência de investigação das causas estruturais e conjunturais determinantes para a atual crise hidroenergética:

472.1.1. A equipe de auditoria, em reiteradas oportunidades, questionou os responsáveis a respeito das causas - além da hidrologia negativa - que contribuíram para o agravamento da crise, porém as respostas demonstraram que não houve ainda um estudo circunstanciado a respeito, tampouco há consenso sobre o assunto, o que pode dificultar o êxito da identificação das intervenções necessárias a serem realizadas e de uma superveniente política pública para o setor.

472.1.2. Entende-se que a determinação proposta em relação ao Achado 2.1 – elaboração de relatório de lições aprendidas no enfrentamento da crise hidroenergética pelo MME – engloba a

solução para esta irregularidade também. Salienta-se que a construção desse relatório poderá subsidiar a elaboração do plano de contingência, vindo ao encontro da determinação proposta para a solução do Achado 1.1.

472.1.3. Em relação aos benefícios esperados a partir dessa ação de controle, para que as lições da crise atual sejam aprendidas, no sentido de se obter um melhor planejamento para o enfrentamento das próximas crises que virão, torna-se essencial investigar os riscos e as causas estruturais e conjunturais que foram determinantes para a situação atual.

473. Ademais, considerando que as medidas endereçadas neste relatório deverão ser objeto de monitoramento em processo específico e que a situação de risco de desabastecimento eletroenergético em decorrência da crise está temporariamente mitigada, entende-se que não é necessária a continuação do presente acompanhamento, nos termos dos arts. 241 e 169 do RITCU.

474. Por fim, considerando a relevância do assunto, propõe-se encaminhar a decisão que vier a ser proferida às instituições diretamente envolvidas, assim como à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão Temporária Externa para averiguar as causas e efeitos da crise hidroenergética (CTECCRHE).

VIII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

475. Ante o exposto, propõe-se:

475.1. determinar, com fundamento no art. 7º § 3º, inc. I-V, da Resolução TCU 315/2020:

475.1.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME), com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fundamento no: art. 7º, inciso II, § 3º, da Resolução 315/2020; art. 2º, incisos I e VI, da Lei 9.478/1997; art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019; art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 37, caput, da Constituição Federal Brasileira; art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, que, no prazo de 180 dias, prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando análise retrospectiva e individualizada de cada uma das medidas adotadas – bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão – para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética (Achados 2.1 e 4.1);

475.1.2. ao MME, com o devido apoio do CMSE, que, no prazo de 360 dias, elabore um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico, em observância ao art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019, e ao art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, de um conjunto de ferramentas e medidas, sequenciais e gradativas, que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, bem como os parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados para acionamento das medidas para a otimização dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa prévia dos custos das referidas medidas, assim como os impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários decorrentes, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País, sem prejuízo dos usos múltiplos da água e da modicidade tarifária, de acordo com o art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; o art. 5º, da Lei 13.874/2019; a Portaria Normativa 30/GM/MME; os arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; o art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; o art. 6º, § 1º, da

Lei 8.987/1995, o art. 37, caput, da Constituição Federal; os arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU (Achados 1,1, 2.1 e 3.1).

475.2. recomendar, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11 caput e §§ 1º e 2º, da Resolução-TCU 315/2020:

475.2.1. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), considerando as disposições constantes dos arts. 1º, §§ 1º e 6º; 3º, §§ 1º e 2º; 4º; 5º, caput e parágrafo único; 7º; e 8º, da Resolução Creg 2/2021, que (i) avalie os resultados obtidos pelo Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica quanto às reduções acumuladas apuradas para os consumidores, para se certificar a respeito de erros de faturamento eventualmente cometidos, a fim de comunicar esses resultados para os consumidores de maneira clara, objetiva e consistente, antes de realizar os pagamentos dos bônus; e (ii) faça análise dos resultados do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica utilizando conceitos de economia comportamental para, se for o caso, propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes, em caso de aprovação para um novo estágio do Programa ou de sua futura reedição (Achado 2.1);

475.3. dar ciência ao MME, nos termos do art. 9º, incisos I e II, da Resolução-TCU 315/2020, de que a adoção das medidas de enfrentamento à crise hidroenergética, bem como a estruturação da operação de crédito financeiro de que trata a MP 1.078/2021, sem a realização de uma prévia análise dos custos e conseqüentemente dos impactos tarifários, baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, contraria uma série de dispositivos, a exemplo de: art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 5º, da Lei 13.874/2019; Portaria Normativa 30/GM/MME; arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995; art. 37, caput, da Constituição Federal Brasileira; arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU (Achados 3.1 e 3.2).

475.4. nos termos do art. 8º da Resolução-TCU 315/2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de:

475.4.1. monitorar as determinações e recomendações contidas nos subitens 475.1 e 475.2;

475.4.2. encaminhar a decisão que vier a ser proferida, acompanhada dos elementos que a fundamentarem, ao Ministério de Minas e Energia, à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, à Empresa de Pesquisa Energetica; à Comissão de Infraestrutura do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão Temporária Externa para averiguar as causas e efeitos da crise hidroenergética (CTECHRHE);

475.5. arquivar os presentes autos, com fulcro nos incisos II e V do art. 169 do RITCU.”

É o relatório.

VOTO

Trata-se de acompanhamento das ações relativas ao atendimento energético do Sistema Interligado Nacional (SIN) diante do cenário hidrológico desfavorável, constituído com fundamento no art. 241, inciso II, do Regimento Interno do TCU.

2. A oportunidade de realizar a presente fiscalização adveio da recentíssima crise hidroenergética, ocorrida entre setembro/2020 e agosto/2021, ocasionada pelas piores afluências pluviométricas então registradas nos últimos 91 anos e a consequente redução, a níveis críticos, de armazenamento dos reservatórios brasileiros (a menor desde 2014).

3. Não obstante o Brasil, em dezembro/2020, ter alcançado, segundo a Aneel, 170 GW de capacidade instalada de energia elétrica, e ainda que tenha ocorrido uma desejável diversificação da matriz elétrica nas duas últimas décadas, a geração nacional ainda tem como principal fonte de energia as usinas hidrelétricas (65,2% do parque de geração), distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões.

4. Desse montante, 70% da capacidade dos reservatórios localiza-se no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (dados no Operador Nacional do Sistema – ONS, de 31/8/2022), tornando a segurança e continuidade do fornecimento vulneráveis a períodos prolongados de baixa vazão, especialmente nessa região. Em 2021, por exemplo, o nível dos reservatórios nesse subsistema alcançou alarmantes 34,7% de capacidade, disparando diversas ações governamentais e regulatórias em face do risco iminente de desabastecimento energético.

5. De destaque, em termos de governança de tal crise, cita-se a edição da Medida Provisória 1.055, de 28/6/2021, criando a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg), com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país.

6. Os cenários projetados passaram por atualizações semanais, de acordo com a variação da oferta e demanda. Foram-se tomando decisões gradativas, no que se destacam: despacho de térmicas fora da ordem de mérito; aumento da importação; flexibilização de restrições operativas; contratação de térmicas até então sem contratos (usinas **Merchant**); campanha de conscientização da população; programa de resposta da demanda para consumidores industriais; programa de resposta da demanda para consumidores cativos; leilão emergencial; dentre outras.

7. Apesar do bom resultado das medidas então providenciadas – com armazenamento equivalente a 4,6% superior ao projetado sem a adoção dessas contingências –, e mesmo diante da melhora do cenário hídrico em 2022, com quase 75% dos reservatórios cheios em 31/3/2022 (ons.org.br), as excepcionalidades adotadas produziram impactos relevantes para o setor, a perdurar ainda por anos, especialmente no que toca ao valor das tarifas. Além disso, em face da criticidade e respectivo impacto – macroeconômico, fiscal, social, político e ambiental – que novo período de escassez hídrica possa ainda gerar, natural que se examine como o setor estruturalmente se prepara para enfrentar novel evento desfavorável.

8. Nesse quadro, a equipe de auditoria entendeu oportuno verificar a eficiência, tempestividade e suficiência das ações planejadas e efetivamente adotadas para fazer frente à situação crítica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tal, analisaram-se, essencialmente:

- o planejamento governamental para lidar com o risco de desabastecimento;
- o efeito das medidas então adotadas;
- os impactos tarifários decorrentes; e

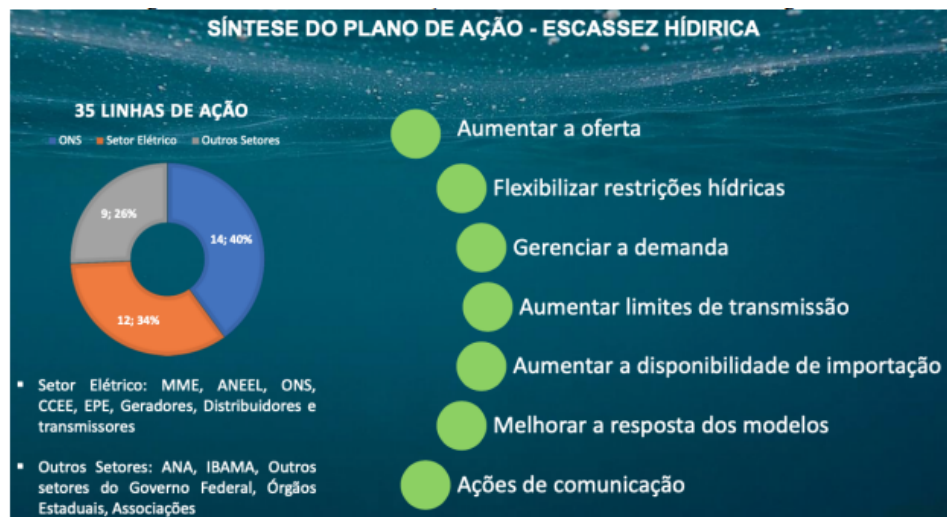
- as causas estruturais que contribuíram para a situação de aumento do risco de desabastecimento.

9. Em ideia da relevância dessas questões, o volume de recursos relacionado aos exames propostos é da ordem de R\$ 44,3 bilhões, sendo R\$ 39 bilhões referentes ao custo estimado para o Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), medida tomada para evitar o desabastecimento em 2022 – incrementando a reserva de capacidade do sistema – e R\$ 5,3 bilhões do valor teto do empréstimo relativo à Conta Escassez Hídrica. Ambas as medidas serão dissecadas mais adiante neste voto.

II – Síntese das medidas excepcionais adotadas para o enfrentamento à crise

10. Como situado, diversas medidas foram tomadas, paulatinamente, à medida em que o nível dos reservatórios abaixava. Adotaram-se ações tendentes a: (i) aumentar a oferta de energia disponível; (ii) flexibilizar restrições operativas; e (iii) deslocar ou reduzir o consumo.

11. Reproduzo, abaixo, uma síntese do plano de ação de enfrentamento à crise hidroenergética, construído pelo MME, em conjunto com a Aneel, EPE e CCEE, reportado na 246ª Reunião do Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):



Fonte: Apresentação do ONS durante audiência pública da Comissão Temporária Externa para averiguar as causas e efeitos da crise hidroenergética (CTECRHE), realizada em 1/12/2021 (peça 186, p. 15).

12. A agilidade na tomada de tais medidas foi em muito facilitada pela instituição da Creg, em 28/6/2021 (MP 1.055/2021). Como já contextualizei, a Câmara viabilizou a tomada rápida de ações emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, reunindo os Ministros de Estado de Minas e Energia, da Economia, da Infraestrutura, da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, do Meio Ambiente, e do Desenvolvimento Regional, com poderes para reduzir a vazão das usinas hidrelétricas, respeitada a vazão que ocorreria se esses empreendimentos não existissem. A nominada medida provisória estabeleceu, ainda: a contratação simplificada de empreendimentos para garantir o suprimento de energia elétrica; e o repasse para as tarifas de energia elétrica dos custos associados às medidas de contratação de reserva de capacidade e de mitigação dos impactos ambientais relacionadas às reduções de vazões.

13. Consoante os dados coletados, denota-se que o foco de ação no enfrentamento da crise se concentrou, principalmente, nas medidas sob a ótica da oferta, com maior timidez (e menor impacto) das medidas do ponto de vista da demanda.

14. Sumarizo, a seguir, as principais medidas tomadas.

II.1 – Geração térmica

15. A geração térmica para dotar o SIN de maior capacidade de atendimento à demanda foi viabilizada, essencialmente, por:

- despacho de térmicas fora da ordem de mérito;
- importação de energia.

16. A geração térmica, representada por despachos fora da ordem de mérito de custo (GFOM), respondeu por 59,8% do ganho energético no enfrentamento à crise, ao passo que a importação de energia da Argentina e do Uruguai foi responsável por 23,4% dos ganhos energéticos, totalizando 83,2% do ganho energético total.

17. Quanto aos despachos fora da ordem de mérito, em linhas gerais, injeta-se “energia cara” no sistema, provinda das termoelétricas a combustível, em vez da energia mais barata, provinda de hidroelétricas, com o intuito de preservar o nível dos reservatórios. A consequência é uma maior conta de energia a ser partilhada por todos os consumidores do sistema regulado. A importação de energia tem o mesmo efeito.

II.2 – Flexibilização de restrições operativas

18. Duas providências de destaque nesse grupo:

- a primeira, referente à flexibilização das regras operativas quanto ao nível dos reservatórios;
- a segunda, flexibilização dos critérios de segurança elétrica.

19. A flexibilização de restrições hidráulicas materializou-se pela determinação ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro/2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante o relaxamento de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários da água. Garante-se maior “estoque” de energia, em contraponto a níveis mais baixos dos reservatórios, com consequências aos demais usos múltiplos da água.

20. Como exemplo de impacto dessa medida, a flexibilização hidráulica das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos respondeu por 2,9% dos ganhos energéticos no enfrentamento da crise, enquanto a flexibilização das UHEs Três Marias, Sobradinho e Xingó contribuiu com 0,5%, e houve ganho de armazenagem da ordem de 14% da Energia Armazenada Final do subsistema Sudeste/Centro-Oeste – o mais importante, em relação ao nível total de armazenagem.

21. Tal qual mencionado, também houve flexibilização dos critérios de segurança elétrica, com elástico dos limites de transmissão, saindo do critério N-2 (perdas duplas), para o critério N-1 (perdas simples). Na prática, diminui-se a “redundância” a garantir a continuidade do fornecimento em caso de interrupção, em face de problemas em linhas de transmissão, ou mesmo unidades transformadoras e geradoras.

22. Tal ação mostrou-se um instrumento importante para a manutenção da governabilidade da operação das usinas hidrelétricas da Região Sudeste, seus respectivos reservatórios e, por consequência, para a garantia do atendimento às cargas do SIN, especialmente por permitir ganhos em termos do aproveitamento dos recursos energéticos das Regiões Norte e Nordeste e consequente alocação da energia advinda de fontes não controláveis (eólicas e solares) na carga, observando a devida segurança que se faz necessária no atendimento.

23. Os ganhos energéticos advindos dessa flexibilização corresponderam a 13,3% do total.

II.3 – Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade

24. Trata-se de medida com alto impacto tarifário.

25. Essa contratação de energia de reserva foi necessária em razão de estudos do ONS e da EPE, ainda em 2021, demonstrando preocupação com o cenário de 2022. A depender da hidrologia deste ano, os níveis dos reservatórios poderiam se agravar, o que evidenciaria a necessidade de oferta adicional de geração, estendendo-se até o ano de 2025. Tanto os requisitos de disponibilidade de energia poderiam estar comprometidos, como os de potência (MW necessários para atender ao sistema nos momentos de pico de demanda).

26. Fazia-se, portanto, necessária a implementação de algum mecanismo de contratação para dotar o SIN dessa capacidade de fornecimento de energia e potência extras. Antecipando tal cenário, a MP 1.055/2021 estabeleceu que as contratações de reserva de capacidade para enfrentamento à crise poderiam ocorrer por meio de procedimentos competitivos simplificados a serem estabelecidos pelo MME (art. 4º, § 2º). Tal simplificação fazia-se necessária para agilizar os processos de contratação, em virtude do reduzido apetite a risco de eventual mora da disponibilidade dessa geração adicional.

27. A Resolução Creg nº 4, de 9/9/2021, então, considerando as deliberações do CMSE, determinou a realização de procedimento competitivo simplificado para contratação de reserva de capacidade, conforme diretrizes do MME. Além disso, a dita resolução determinou que o PCS deveria prever: (i) a simplificação de prazos e requisitos a respeito das diretrizes para o estabelecimento do certame, o cadastramento e habilitação técnica de projetos, a publicação do edital, a operacionalização do certame e o estabelecimento de regras e procedimentos de comercialização; (ii) a delimitação de localização dos empreendimentos a serem contratados nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul: e (iii) o período de suprimento a partir de 2022 até 2025.

28. Nessa situação, o MME editou a Portaria Normativa 24/GM/MME, de 17/9/2021, que estabeleceu as diretrizes para a realização de PCS para Reserva de Capacidade. Entendeu-se mais adequada a contratação via mecanismo de energia de reserva, à luz do Decreto 6.353/2008, que regulamentou a Lei 10.848/2004, por se tratar de procedimento já experimentado no setor elétrico, conhecido tanto pelas instituições que formam o SEB, quanto pelos agentes regulados.

29. Em nota preliminar deste relator, obviamente que a contratação de energia e potência, com essas características e nesse prazo, seria feita a custos projetados bem acima dos ora praticados no SIN. Esse será o custo aos consumidores em aumentar, em curtíssimo interregno de tempo, a capacidade do sistema.

30. Adianto que a conveniência, oportunidade, tempestividade e economicidade dessa medida estão sendo tratadas, em detalhes, em representação sob minha relatoria, mediante o TC 001.722/2022-0, que pretendo trazer em breve a este Pleno.

II.4 – Medidas adotadas sob a ótica da demanda

31. As medidas relacionadas com o deslocamento e redução do consumo incluem, fundamentalmente:

- a instituição de programas para participação de consumidores livres e regulados em mecanismos de redução voluntária da demanda; e
- a informação e engajamento da sociedade com campanha sobre o consumo consciente de energia e água.
- a instituição excepcional da “bandeira tarifária de escassez hídrica”, elevando os preços da energia no período.

32. Em termos de resultado, as ações voltadas ao uso mais consciente da energia apresentaram impacto reduzido se comparadas às demais.

II.5 – Programas para participação de consumidores livres e regulados em mecanismos de redução voluntária de demanda

33. O Programa Resposta da Demanda é um mecanismo para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta das fontes energéticas do SIN. A ação baseia-se em incentivos para redução do consumo em momentos críticos, quando a oferta de energia estiver escassa ou quando houver queda da confiabilidade.

34. No final de 2020, a Aneel aprovou alterações no Programa Piloto de Resposta da Demanda, para estendê-lo a todos os submercados do SIN, com o objetivo de ampliar o número de consumidores e poder produzir relatórios e análises capazes de subsidiar decisões regulatórias futuras quanto aos ganhos com a redução de custos operacionais promovidos pelo Programa. Posteriormente, em 23/2/2021, o MME estabeleceu, até 30/4/2022, diretrizes para ofertas de redução voluntária de demanda. Os agentes despachados devem alcançar redução de no mínimo 80% do montante aprovado e a remuneração seria composta por resultado apurado na contabilização do Mercado de Curto Prazo (considerando PLD) e por Encargos do Serviço de Sistema (ESS), não sujeita à inadimplência do rateio do Mercado de Curto Prazo (MCP).

35. Participaram da oferta de RVD os consumidores livres, os agentes agregadores, os consumidores modelados sob agentes varejistas e os denominados consumidores parcialmente livres, o que será submetido à apreciação do CMSE para manifestação, conforme diretrizes estabelecidas no normativo. Ou seja, o mercado regulado não estava contemplado para participação no programa.

II.6 – Informação e engajamento da sociedade com campanha sobre o consumo consciente

36. Nessa linha de ação, destacam-se três medidas:

- a Campanha de Conscientização do Uso Eficiente da Energia Elétrica, voltado à educação do consumidor;
- o Programa de Incentivo à Redução Voluntária de Energia Elétrica (com redução nas contas de luz de consumidores individuais que conseguissem economizar energia); e
- a obrigação da redução de consumo de energia elétrica no âmbito da administração pública.

37. Com relação à primeira dessas medidas, a Aneel apresentou proposta de Campanha de Conscientização do Uso Eficiente da Energia Elétrica, que visava a sensibilizar a população quanto à responsabilidade do consumo. Mirou-se o consumo consciente e a redução dos desperdícios, com campanha obrigatória pelas concessionárias de distribuição no segundo semestre de 2022, com custeio validado pela Aneel. Foram utilizadas nessa campanha, também, verbas federais, provenientes de recursos não executados do PAR – Plano de Aplicação de Recursos destinados ao Programa de Eficiência Energética – PEE vigente do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel.

38. Foi também expedida a Resolução Creg nº 2, de 31/8/2021, que instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, aplicável aos consumidores regulados, por meio de incentivo econômico. Trata-se de um processo de economia individual e voluntária na intenção de se evitar o agravamento da escassez hídrica e os impactos ao sistema elétrico nacional, com vigência de setembro/2021 até abril/2022, e bônus de R\$ 50 por 100 kWh reduzidos, limitado à faixa de economia entre 10% e 20%. Os cidadãos de baixa renda que aderirem à tarifa social também poderiam participar do programa.

39. Finalmente, destaque-se a obrigação da redução de consumo de energia elétrica no âmbito da administração pública federal, segundo a qual os órgãos e as entidades deverão buscar, em caráter permanente e sem prejuízo da adoção de outras providências, implementar as recomendações para o uso eficiente da energia elétrica constantes do anexo do normativo.

II.6 – Aprimoramento dos modelos computacionais

40. Resumidamente, algumas medidas de aperfeiçoamento das ferramentas computacionais que norteiam o monitoramento e o processo decisório na gestão do sistema já foram tomadas em 2020-2021, no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP):

- representação de restrições de níveis mínimos de armazenamento por Reservatório Equivalente de Energia (REE) no modelo DECOMP; e
- aumento dos níveis mínimos usados na representação das restrições de volume mínimo operativo nos modelos NEWAVE e DECOMP.

41. Tais atividades contribuem para melhorar o nível de aversão ao risco, que pode ser aferido por meio de dois mecanismos: o CVaR (**Conditional Value at Risk**), que se trata de um mecanismo financeiro associado ao custo de operação dos sistemas em situações adversas; e o VMinOp (Volume Mínimo Operativo), um mecanismo físico, associado à preservação de níveis mínimos de armazenamentos dos reservatórios.

42. Em 2021-2022, diante da necessidade de um aumento da aversão ao risco da cadeia principal de modelos e alinhando-se à percepção atual do setor, deparando-se com a crise hídrica, previram-se as seguintes atividades:

- aperfeiçoamento metodológico da geração de cenários hidrológicos, visando a preservar a condição hidrológica recente por um maior período, denominada metodologia PAR(p)-A, a qual representa melhor a correlação temporal anual; e
- recalibração dos parâmetros de aversão ao risco CVaR, melhorando o nível de aversão dos modelos computacionais em relação à real necessidade operativa do sistema.

43. Certamente que, com modelos mais precisos, aumenta-se a previsibilidade decisória e a diminuição do risco, em benefício da segurança e da continuidade do fornecimento energético.

III – Visão geral dos achados de auditoria e do encaminhamento proposto

44. Pautada no cenário ilustrado, especialmente quanto às medidas contingenciais mencionadas, a unidade técnica empreendeu seus exames. Em um resumo dos achados de auditoria, apurou-se que não havia – e ainda não há – um plano estratégico de contingência para situações críticas, resultando em medidas tomadas sem o devido planejamento e previsibilidade. Ainda, constataram-se falhas no planejamento das ações, que tiveram foco no aumento da oferta de energia, sem a devida atenção para medidas de redução da demanda.

45. Em termos tarifários, levantou-se que, anteriormente à decisão pela tomada das medidas de enfrentamento à crise, não houve a devida estimativa prévia dos impactos das contas de energia ao consumidor. Ademais, a MP 1.078/2021 – que autorizou a operação de crédito financeiro ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), de forma a aliviar reajustes tarifários em 2022, postergando-os para os anos seguintes –, foi baseada, de acordo com a SeinfraElétrica, em estudos prévios deficientes. Também se apurou que não houve investigação das causas estruturais e conjunturais que concorreram para a crise hidroenergética.

46. Na visão da unidade, a falta de um plano estratégico de contingências prejudicou o planejamento e a previsibilidade das ações e a ausência de estimativa prévia dos custos e consequentes impactos tarifários das medidas indicaria, igualmente, uma deficiência na otimização dessas estratégias.

47. Nesse teor, como encaminhamento do trabalho, assim foi sugerido:

- determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, no prazo de 360 dias, elabore um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor

elétrico, elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, de um conjunto de ferramentas e medidas, sequenciais e gradativas, que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, bem como os parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados para acionamento das precauções para a otimização dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa prévia dos custos das referidas providências, assim como os impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários decorrentes, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País, sem prejuízo dos usos múltiplos da água e da modicidade tarifária (Achados 1.1, 2.1 e 3.1);

- determinar ao MME, com o apoio do CMSE, que, no prazo de 180 dias, prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando análise retrospectiva e individualizada de cada uma das medidas adotadas – bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão – para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética (Achados 2.1 e 4.1);
- recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que:
 - avaliar os resultados obtidos pelo Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica quanto às reduções acumuladas apuradas para os consumidores, para se certificar a respeito de erros de faturamento eventualmente cometidos, a fim de comunicar esses resultados de maneira clara, objetiva e consistente, antes de realizar os pagamentos dos bônus; e
 - providencie análise dos resultados do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica utilizando conceitos de economia comportamental para, se for o caso, propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes, em caso de aprovação para um novo estágio do Programa ou de sua futura reedição (Achado 2.1);
- dar ciência ao MME de que a adoção das medidas de enfrentamento à crise hidroenergética, bem como a estruturação da operação de crédito financeiro de que trata a MP 1.078/2021, sem a realização de uma prévia análise dos custos e conseqüentemente dos impactos tarifários, baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, contraria uma série de princípios e de dispositivos legais (Achados 3.1 e 3.2);
- monitorar a decisão;
- encaminhar cópia aos agentes governamentais e reguladores do sistema elétrico, bem como às comissões temáticas do Congresso Nacional.

IV – Análise dos achados de auditoria

48. Passo a julgar as propostas, em exame individual de cada achado.

IV.1 – Ausência de um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações críticas

49. Verificou-se a ausência de um plano estratégico que estabelecesse, de forma preventiva e com base em diferentes cenários quanto ao risco de déficit energético e de potência, as medidas emergenciais, sequenciais e gradativas, por meio de indicadores pré-determinados, para a otimização

do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, de modo a garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país de forma otimizada.

50. Em resposta ao questionamento da equipe de auditoria sobre a inexistência do dito plano estruturado, o MME encaminhou o “Plano de Ação do NOS”, abordando as ações operacionais em curso que estavam sendo acompanhadas pelo CMSE. Segundo a SeinfraElétrica, o plano apresentado, “*não trouxe dados relevantes sobre o efeito de cada medida. Deveria estar indicada, pelo menos, a mensuração quantitativa para cada providência, a exemplo da indicação de quantos MW envolvidos, o que não ocorreu para todas as ações previstas. Ademais, contempla apenas as medidas para a garantia do suprimento energético que consideram as premissas daquele momento quanto à evolução da situação*”. (grifei)

51. Na visão da unidade, “*um plano estratégico de contingência deveria trazer informações mais precisas sobre cada uma das ações estabelecidas, além da imprescindível previsão de outras ações emergenciais, gradativas e sequenciais, caso houvesse nova frustração das expectativas, como, por exemplo, no limite, parâmetros para decretação de racionamento ou o estabelecimento de critérios seletivos para o corte de carga”*. (grifei)

52. Para o CMSE, contudo, o “plano estratégico de contingência”, na verdade, se amoldaria às atribuições do próprio Comitê. O referido plano, segundo defendem, “*foi estruturado na forma de governança específica responsável pelo monitoramento das condições de atendimento eletroenergético e pela coordenação das medidas necessárias em casos de eventuais desequilíbrios nas condições de oferta e de demanda por energia elétrica, para tanto identificando os melhores critérios, metodologias e planos de ação para o enfrentamento de cada situação específica*” (peça 158, p. 5).

53. De modo similar, o MME indica, com respeito às incertezas, que em face da imponderabilidade das questões hidrológicas, um plano de ação específico para mitigar tais efeitos não atingiria, neste momento, sua total eficácia. Far-se-ia necessária por parte da ciência climática uma evolução que minimize os riscos de uma tomada de decisão, de frente às imponderabilidades inerentes às suas projeções.

54. Em outras palavras, entendeu-se que as situações excepcionais prescindiriam de um planejamento estruturado, na forma de um plano específico. Para a SeinfraElétrica, contudo, tal reconhecimento estamparia a carência de transparência e previsibilidade nas deliberações a serem tomadas, não restando claro se existiriam metas a serem alcançadas, ou indicadores, em eventual sequência de adoção e/ou suspensão das medidas. O risco seria o casuísmo.

IV.1.1. Análise:

55. Em extrato das contestações do MME e do CMSE, tecidas no âmbito dos comentários aos apontamentos preliminares da equipe de auditoria, aduz-se que, levando em conta a imprevisibilidade dos eventos climáticos, bem como a multiplicidade e imponderabilidade dos fatores que atuam nos índices de oferta e demanda, qualquer plano construído previamente para enfrentamento dessas inúmeras incertezas não teria eficácia. Dito de outra forma: se imprevisíveis as exatas condições que contornam uma crise, imprevisíveis também seriam as ações antecipadoras para bem tratá-las.

56. Tal dilema, em verdade, não é absolutamente novo para a prática administrativa. Se existe um resultado ou criticidade a evitar, a “gestão de riscos” exsurge como principal aliada. Apesar de as ameaças, como característica inerente, serem imponderáveis – em maior ou menor grau, incalculáveis –, o histórico de problemas é ferramenta poderosa para antever alguma “previsibilidade”, seja da ocorrência do evento, seja de sua consequência.

57. Menciono, precisamente, o evento “crise hídrica” como estudo de caso, tendo em vista a repetição dessa condição indesejada em 2001, em 2015 e em 2021, associada às suas graves consequências – agora mais previsíveis –, bem como as causas associadas às repercussões indesejadas.

58. Na realidade, não se trata de uma incerteza sobre se ocorrerá uma nova crise hídrica, mas quando ela acontecerá. Não se antevê, exatamente, em que ano o evento tornará a aparecer, e em que proporção; mas é certo que isso irá, cedo ou tarde, se concretizar.
59. Dessa razoável certeza, muitas das causas e consequências do passado são guias para a atuação futura, devidamente adaptadas com as circunstâncias de cada tempo; mas não há dúvidas que a catalogação dessas experiências pode e deve nortear e motivar as “boas” tomadas de decisão consequentes.
60. Assumir uma absoluta incapacidade de atuar preventivamente compendiando essas lições aprendidas, iria ao revés do que se preconiza em uma “gestão de riscos”, e também de uma “gestão de crises”, em uma postura fatalista perante a um evento que, inexoravelmente, voltará a acontecer.
61. Ações contingenciais previamente programadas – mas devidamente adaptadas –, proporcionais ao nível de gravidade de crise; o mapeamento e atuação nos eventos causais; organização prévia das experiências bem sucedidas na montagem do comitê de crises; definição de indicadores e **checklists** de monitoramento; listagem de resultados não desejados; formas de atuação com os diferentes **stakeholders**, dentre outros: tal catalogação organizada e ordenada de ações, frente a um cenário presumido, com responsabilidades perfeitamente definidas, com critérios e diretrizes claras e objetivas a serem priorizadas, perfazem o que poderia se chamar de “planejamento”. Todas essas medidas aumentam a governança do setor.
62. Em uma visão do imponderável, típica da exigível gestão de riscos: o mapeamento das causas das principais consequências indesejáveis da crise, associadas a ações para mitigá-las, pareadas da listagem das consequências mais substanciais oriundas da falta de chuvas, e respectivas providências sequenciais para abrandá-las, comportariam uma previsibilidade de ações, frente a um evento também previsível (crise hídrica), mas de consumação e repercussão incalculável.
63. Nesse pensamento, concordo com a unidade com o endereçamento de medidas ao MME e ao CMSE a providenciar os ditos planos e estudos. Só não partilho o entendimento que se devam fazer determinações; mas sim, recomendações.
64. Em situação similar, nos autos do TC 014.282/2021-6 – auditoria operacional com o objetivo de avaliar a existência, a efetividade e a coerência da política tarifária do setor elétrico brasileiro –, manifestei em meu voto, acolhido por este Plenário mediante o Acórdão 1376/2022, opinião sobre 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 diagnosticando 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.
65. Não significa que as recomendações, lastreadas em critérios e boas práticas devidamente demonstráveis – como é o caso – percam a sua efetividade em aperfeiçoar a máquina pública, em benefício da sociedade. Em seu dever de prestar contas, inclusive por seus atos discricionários, em caso de um resultado danoso de sua gestão, os administradores terão que demonstrar a devida diligência e cuidado que tiveram para planejar e evitar o mal resultado. Quanto mais previsível o evento e mais grave a sua consequência, maior será a exigibilidade de se demonstrar o que se bem fez para mitigar o ocorrido ou abrandar as respectivas fatalidades.
66. Em verdade, feita a recomendação para a elaboração de um plano de gestão de crise hídrica, os administradores terão a oportunidade, com a devida antecipação, de demonstrar esse bom cuidado e diligência na sua gestão, seja atendendo às sugestões, seja adotando outras medidas, tão ou mais eficazes. O contrário também é válido: consumada nova crise, em repetição ao ocorrido em anos

recentes, negligenciar tal histórico e as respectivas consequências, em inação consciente, poderá depor contra o tomador de decisões quando chamado a prestar contas.

67. Por esses motivos, voto por recomendar ao MME e ao CMSE que elaborem um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor, em observância às suas competências legais e às melhores práticas de governança pública, elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, de um conjunto de ferramentas e medidas, sequenciais e gradativas, que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, bem como os parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados para acionamento das medidas para a otimização dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa prévia dos custos das referidas medidas, assim como os impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários decorrentes, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país, sem prejuízo dos usos múltiplos da água e da modicidade tarifária,

IV.2 – Falhas no planejamento das ações para enfrentamento à crise hidroenergética

68. Como situado pela unidade técnica, para enfrentar esse cenário desfavorável, o MME, no âmbito de sua atuação no CMSE, coordenou, juntamente com as demais instituições do setor elétrico, a adoção das medidas excepcionais destinadas a manter a governabilidade das cascatas hidráulicas no país, a preservar o uso da água, e a manter a segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica ao longo do período seco de 2021 e de sua transição para o próximo período úmido em 2022.

69. A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg) assumiu papel destaque nessa condução, afinando o processo decisório – em vista da multiplicidade de agências governamentais envolvidas aos múltiplos usos da água. Constituiu-se como órgão fundamental para a governabilidade do setor durante a crise. As suas resoluções obtiveram grande impacto e ainda produzirão reflexos no setor por anos (eminentemente nas tarifas). A MP 1.055/2021, entretanto, acabou caducando e perdendo sua eficácia em 7/11/2021, e, conseqüentemente, a Creg se desfez.

70. Nada obstante, a SeinfraElétrica reportou algumas oportunidades identificadas dessa experiência:

- i) a maioria das ações adotadas para enfrentamento da crise hidroenergética tinham o foco no aumento da oferta de energia, sem estudos ou análises de impacto que corroborassem essa escolha, negligenciando ações do lado da demanda, havendo pouco incentivo para o deslocamento ou redução do consumo;
- ii) existiram falhas na execução e na comunicação das medidas adotadas sob a ótica da demanda;
- iii) houve demora para adoção de medidas;
- iv) em função da urgência dos prazos, o Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) foi planejado para ser executado em tempo muito curto, muito inferior ao usual ou recomendável para contratações da magnitude de que trata o PCS, sem estimativa dos seus custos, e incorrendo em diversos riscos ao seu sucesso; e
- v) as medidas de enfrentamento foram tomadas sem estimativa prévia dos seus impactos tarifários.

71. Reporta-se que as falhas de planejamento se deram, de modo geral, quanto à pouca previsibilidade, à transparência e à quantificação dos custos das medidas implementadas. Foi nesse contexto em que foram analisadas algumas medidas de enfrentamento à crise, como:

- (a) Programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD);

- (b) Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica; e
- (c) Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade – medidas já resumidamente apresentadas neste voto.

72. Em extrato, com relação ao RVD, destinado, basicamente, aos consumidores livres ou parcialmente livres, apesar de ter havido uma preparação prévia do setor para aderir às medidas, o programa foi prematuramente suspenso, em razão da melhora das condições dos reservatórios.

73. A unidade técnica opinou pela falha no planejamento para a execução da medida, bem como os problemas de comunicação com os agentes interessados em participar do programa, como pode ser verificado pela sua suspensão de forma repentina. Também, deu-se conta de certa demora para que esses programas entrassem em operação, reduzindo a sua efetividade. O programa correspondeu a apenas 0,1% dos ganhos energéticos obtidos no enfrentamento à crise hidroenergética.

74. Quanto às experiências bem-sucedidas, além do retorno financeiro para o consumidor de grande porte, o programa viabilizou uma experiência de aprendizado para a governança das empresas, que passaram a ficar mais alinhadas às práticas dos mercados modernos de energia em todo o mundo. Logo, para a unidade, *“a resposta da demanda pode tornar-se uma importante variável na definição da expansão energética no Brasil nos próximos anos, principalmente para os crescentes requisitos de capacidade do SIN. Isto posto, conclui-se que se reputa essencial que o SEB [Setor Elétrico Brasileiro] envide esforços no intuito de que a resposta da demanda alcance o máximo benefício sistêmico, sempre com desenvolvimento de um arcabouço regulatório sólido e adequado aos produtos ofertados. (grifei)”. As lições aprendidas, ademais, podem ser mais bem aproveitadas para a estruturação de um plano estratégico de contingência, para maior alcance e efetividade em sua utilização.*

75. Sobre o Programa de Incentivo à Redução do Consumo de Energia Elétrica, tal ação destinou-se ao consumidor cativo, com descontos nas contas de luz. Além de considerar que as campanhas informativas sobre o programa não foram suficientes para informar o cidadão sobre os ganhos que poderia ter ao reduzir a demanda doméstica de energia, a equipe de fiscalização, após exames em contas de luz de diversos consumidores, demonstrou que tanto a informação para o usuário do serviço, sobre os descontos que poderia auferir, como a forma da sua avaliação, também não estavam comunicados de maneira devidamente transparente e inteligível nas contas de luz. Igualmente se constatou erros na quantificação dos descontos, em alguns casos grosseiros, no que se demandará a revisão desses montantes.

76. Após tecer comentários sobre o poder da “economia comportamental” em educar os consumidores e contribuir com um uso mais eficiente da energia, concluiu-se que o planejamento antecipado quanto ao enfrentamento da crise hídrica possibilitaria maior participação das medidas sob a ótica da demanda, a partir da melhor estruturação dos programas, com uma comunicação eficaz à população para sua sensibilização e engajamento.

77. Diante dessas experiências, a unidade sugere recomendar à Aneel que: (i) avalie os resultados obtidos quanto à redução acumulada apurada, para se certificar a respeito de erros de faturamento eventualmente cometidos, a fim de comunicar esses resultados para os consumidores de maneira clara, objetiva e consistente, antes de realizar os pagamentos dos bônus; e (ii) faça análise dos resultados do Programa utilizando conceitos de economia comportamental para, se for o caso, propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes, em caso de aprovação para um novo estágio do Programa ou de sua futura reedição.

78. No que se refere ao Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS), ação necessária para, em curto prazo, dotar o sistema de capacidade de fornecimento de energia e potência, em caso de agravamento da situação dos reservatórios – o maior desafio foi o prazo exíguo para a implantação dos empreendimentos, haja vista a necessidade de início de suprimento já em maio/2022. Também deveriam ser resolvidas algumas questões pós-leilão, a

exemplo do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, obtenção do licenciamento ambiental, comprovação de combustível e evolução das tratativas junto aos órgãos tributários, aduaneiros e ambientais.

79. A SeinfraElétrica rememorou que a contratação convencional de recursos de geração é processo complexo, com várias etapas e participação de diversas instituições, o que demanda meses para ser realizado. A título de exemplo, citaram-se os Leilões de Energia Existente “A-4” e “A-5”, em que decorreram oito meses entre a publicação das diretrizes e a primeira tentativa de realização do certame, contando todas as fases desenvolvidas por Aneel, CCEE, EPE, ONS e MME. De igual modo, em relação ao Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, as tratativas iniciaram-se em março/2021 e a Portaria MME 20/2021, com diretrizes para o certame, foi publicada em agosto/2021, com indicação de realização do leilão em dezembro/2021, o que corresponde a um prazo entre oito e nove meses de concepção de um novo certame.

80. No caso do PCS, o processo correu em menos de sessenta dias e foi possível devido a simplificação de procedimentos de que trata o § 2º do art. 4º da MP 1.055/2021, ocasionando a impossibilidade de realização de Consulta Pública. Qualquer semana despendida nesse processo, afinal, poderia resultar na não obtenção do objetivo de disponibilizar a maior quantidade de energia no menor prazo possível. Também não foram realizados cálculos de margem de escoamento ou exigidos documentos comprobatórios que suportam a conexão, transferindo-se o risco de encontrar os pontos adequados para escoamento das usinas aos empreendedores.

81. Obviamente, como visto, que tal celeridade embute riscos, inclusive ambientais, decorrentes da carente maturação do processo. Além disso, a medida é cara para os consumidores. No PCS, foram contratados R\$ 778,2 MW médio, a um preço médio de R\$/MWh 1.563,60, mediante contrapartida de uma receita fixa por disponibilidade de R\$ 11,71 bilhões anuais, dos quais R\$ 8,99 bilhões serão repassados anualmente às tarifas de distribuição. Apenas essa rubrica representa um incremento médio de 4,49% nas tarifas de todo o país. O custo total do programa foi estimado em R\$ 39 bilhões, a serem pagos pelos consumidores.

82. Como agravante, além dos riscos elencados por parte do próprio MME, decorrentes dessa celeridade, a unidade técnica também apontou que a demanda a ser contratada não estava definida até a véspera da sessão pública, realizada no dia 25/10/2021, e os impactos tarifários não haviam sido previstos.

83. Em resposta ao Ofício de Requisição 6-113/2021-TCU/SeinfraElétrica, de 20/10/2021, o MME informou, por meio da Nota Informativa 17/2021/SE, de 22/10/2021, que *“a definição do montante ainda se encontrava em elaboração, em função da atualização dos estudos apresentados pelo ONS e pela EPE. Ademais, afirmou que a consolidação das informações relativas aos estudos e análises dos impactos financeiros do PCS ao Setor Elétrico Brasileiro também demandaria elaboração (peça 124) (grifei)”*.

84. Concluiu a unidade que o PCS, em que pese o esforço das instituições que participaram da elaboração (ONS, EPE, Aneel e CCEE, com coordenação do MME) para publicar as diretrizes para sua realização em quatorze dias após deliberação do CMSE e oito dias após a decisão da Creg, apresentou falhas em seu planejamento. As limitações para a sua implantação, principalmente em função do cronograma, não permitiram que esse procedimento – a afetar a população por um longo período (até dezembro/2025) –, fosse melhor planejado e estudado, o que reduziria os riscos que podem atrapalhar a concretização de seus objetivos.

85. Em reunião das três medidas avaliadas, a SeinfraElétrica entendeu que a avaliação individualizada de cada medida adotada no enfrentamento da atual crise, a partir de indicadores comparativos de seus custos e seus benefícios, sinalizaria quais ações se destacaram em termos de efetividade e economicidade. Como exemplo, poder-se-ia verificar qual foi a contribuição do

acionamento das usinas **Merchant** ou das usinas que fizeram parte da Oferta Adicional de Geração de Energia Elétrica para a recuperação dos níveis dos reservatórios e, em face desse resultado, analisar se o custo do acionamento dessas usinas foi compensador, em termos de economicidade.

86. De igual modo, poderiam ser avaliadas as flexibilizações de restrições operativas e as medidas adotadas sob a ótica da demanda, para verificar sua efetividade e se seus custos compensaram sua implementação. Ademais, a avaliação quanto à questão da tempestividade no acionamento das termelétricas, no sentido de encontrar o melhor momento em que elas deveriam ser acionadas, seria fundamental para otimizar sua utilização, buscando a redução de seus impactos financeiros. Outras avaliações de providências, enfocando o uso da energia, poderiam ter sido também estudadas e implementadas.

87. Em vista disso, considerando que a análise retrospectiva das medidas adotadas pode apresentar significativa contribuição para a elaboração do plano estratégico de contingência para enfrentamento de crises hidroenergéticas, bem como diante das sugestões dos gestores por ocasião dos comentários acerca do relatório preliminar, propõe-se determinar ao MME, com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, no prazo de 180 dias, prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando exame individualizado de cada uma das medidas adotadas – bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão – para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética.

IV.2.1. Análise:

88. De início, com relação ao que entendo ser a maior questão a ser escrutinada neste capítulo, referente aos custos para o consumidor, da ordem de R\$ 39 bilhões, pelas contratações de energia e potência por meio do PCS – em procedimento simplificado e com elevados riscos associados – reporto que está em análise, sob minha relatoria, o TC 001.722/2022-0, a versar sobre representação instaurada para examinar a tempestividade e economicidade dessa medida, principalmente em face da melhora no nível dos reservatórios e, ao que tudo indica, a ultrapassagem da crise climática.

89. Sobre a determinação sugerida ao MME e ao CMSE, empreendo idêntica ressalva sobre a conveniência, oportunidade, e mesmo possibilidade, de esta Corte empreendê-las, tendo em vista se tratar de medidas tendentes a aumentar a governança do setor, havendo alta margem de discricionariedade dos governantes para manejar suas políticas e prioridades.

90. Logicamente que, em se tratando de assunto de gravíssimo impacto, com múltiplas consequências, eventual omissão de cuidado e diligência no planejamento, se conformado novo cenário de crise, pode e deve ser considerado no julgamento das condutas dos administradores, seja em contas convencionais ou tomada de contas.

91. No que tangencia o estrito teor do encaminhamento, em simplificação, deseja-se guiar o Ministério para a implantação de um relatório de “lições aprendidas”, de sorte a mapear eventos, oportunidades, ameaças, causas, efeitos e, principalmente, respostas advindas das experiências então vivenciadas.

92. O “relatório de lições aprendidas”, na realidade, é providência padrão nas “gestões de crise”. Considerando que as medidas de enfrentamento devem ser planejadas, executadas, controladas, analisadas e monitoradas – com todos os elementos de um projeto típico – aplicam-se a elas também as práticas consagradas da teoria de “gestão de projetos” (tomando como referência, por exemplo, o consagrado PMBOK – **Project Management Body Of Knowledge**, editado pelo renomado PMI – **Project Management Institute**). E as “lições aprendidas” enfileiram-se às demais prudências

recomendadas no relatório final de qualquer projeto, gerando conhecimento para o planejamento de futuras empreitadas ou mesmo outras crises. Concordo com sugerir a respectiva elaboração, portanto.

93. Finalmente, sobre a recomendação sugerida à Aneel, tendente à avaliação de eventuais erros no faturamento relacionados aos programas de redução de consumo, aliados à análise dos resultados de programas, utilizando conceitos de economia comportamental, acolho a proposta, nos exatos moldes sugeridos.

IV.3 – Ausência de estimativa prévia dos impactos tarifários para os consumidores

94. Em extrato, de acordo com a unidade técnica, apurou-se que o impacto das medidas tomadas até então implicará elevado custo para o consumidor, que está sendo arcado, em partes, pela bandeira tarifária de escassez hídrica. Diante do déficit já constatado e decisões diversas adotadas para mitigar os efeitos da crise, certamente haverá aumento das tarifas nos anos seguintes. Nesse reconhecimento, cabe destacar que os impactos tarifários aos consumidores não foram previamente mensurados.

95. Pareado a tal falta de transparência decisória, também se questionou a motivação de se priorizarem medidas tendentes a suportar um aumento de oferta, em detrimento das redutoras do consumo (como mesmo racionamentos; ou o horário de verão) – e tal decisão, como maior consequência, repercuta em aumento de custos de geração, repassada integralmente ao mercado regulado.

96. Em resposta sobre tal planejamento prévio do impacto tarifário, a Aneel redarguiu que *“em relação aos impactos tarifários, grande parte dos custos estão cobertos pelas bandeiras tarifárias e, portanto, o impacto decorre da aplicação das bandeiras já no atual momento. Quanto às demais medidas, afirmou que ainda não tinha informações de impactos mensurados (peça 121)”* (grifei).

97. Quanto ao MME, reporta-se que a pasta alegou não ser *“possível realizar estimativas de elevação das tarifas em decorrência do PCS por se desconhecer quantos, quais e os valores dos empreendimentos saíram vencedores do certame”*.

98. Para a SeinfraElétrica, todavia (ao que antecipo minha concordância), a estimativa prévia de impacto poderia ser feita por meio de cenários, em vez de valores determinados previamente. Tais horizontes decisórios poderiam ser representados por uma faixa de valores possíveis (pior e melhor situações, como convencionalmente adotado). Viabilizado um primeiro cálculo, ainda que menos preciso, permitir-se-ia a visualização de um primeiro portão decisório sobre a realização ou não do leilão, bem como o respectivo montante ótimo, com possíveis alternativas com menores custos.

99. Em reforço dessa consideração, segundo a unidade técnica, mencionou-se a estipulação da MP 1.055/2021 sobre as decisões da Creg deverem buscar a compatibilização das políticas energética, de recursos hídricos e ambiental, ponderando os riscos e impactos, inclusive, econômico-sociais, observadas as prioridades quanto ao uso preferencial dos recursos hídricos ao consumo humano e à dessedentação de animais (inciso III do caput do art. 1º da Lei 9.433/1997).

100. Ainda, as análises prévias das medidas possíveis frente a alguma situação crítica agregariam previsibilidade aos agentes e à sociedade, bem como garantiriam maior eficácia e eficiência decisória. Tais aspectos constariam, inclusive, da Portaria Normativa 30/GM/MME, de 22/10/2021, que prevê a instituição do Programa de Análise de Impacto Regulatório (ver também o disposto na Lei 13.874/2019, sobre a Análise de Impacto Regulatório).

101. Com base nessas constatações, irmanadas às boas práticas e normas relacionadas à governança do setor público, propõe-se cientificar o MME que a adoção das medidas sem uma prévia análise dos custos e consequentemente dos impactos tarifários, baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, contraria uma série de dispositivos legais, estabelecidos nas Leis 8.987/1995, 9.478/1997, 9.478/1997, no Decreto-

Lei 200/1967, no Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU, bem como da própria Constituição Federal.

IV.3.1. Análise:

102. Concordo com a ciência sugerida. Dispensar maiores tratamentos sobre o tema porquanto a política tarifária do setor elétrico brasileiro foi muito recentemente objeto de escrutínio deste Plenário, mediante o TC 014.282/2021-6 – auditoria operacional para avaliar a política tarifária do setor elétrico – objeto de diversas recomendações porfiadas mediante Acórdão 1376/2022-Plenário. Comentarei detalhes de tais encaminhamentos mais adiante, neste voto.

IV.4 – Autorização para a estruturação de operação de crédito financeiro com base em estudos técnicos deficientes

103. Tal achado assemelha-se ao anterior, porque também compõe decisões no âmbito da política tarifária do setor. Operações de crédito utilizadas para custear ou diferir encargos das concessionárias, geradoras ou transmissoras irão inexoravelmente onerar as tarifas, carecendo, igualmente, de idêntica avaliação de impacto e da devida transparência decisória.

104. No que toca à crise energética, a MP 1.078/2021 autorizou:

(i) o Poder Executivo a estabelecer condições e requisitos para operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira; e

(ii) o CMSE a estabelecer bandeira tarifária extraordinária para a cobertura de custos excepcionais decorrentes de situação de escassez hídrica, de forma transitória e justificada, a ser aplicada a todos os consumidores, exceto os consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

105. Posteriormente, a Aneel aprovou a Resolução Aneel 1.008, de 15/3/2022, a dispor sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras, a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Buscou-se alocar recursos para cobrir, total ou parcialmente, “os custos adicionais temporariamente assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição para a compra de energia durante o período de escassez”.

106. Conforme consta do relatório de acompanhamento:

322. Os recursos, que, em sua primeira tranche, totalizam até R\$ 5,3 bilhões, serão depositados na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e posteriormente repassados às distribuidoras, conforme os quantitativos solicitados pelos agentes e aprovados pela Aneel. De acordo com a Agência, o valor da parcela foi reduzido em aproximadamente R\$ 300 milhões em relação ao estimado na Consulta Pública 2/2022 devido, entre outros fatores, à eliminação dos custos de despacho de usinas termelétricas da região Nordeste, diante da impossibilidade de transmissão da energia dessas geradoras para as regiões Sul e Sudeste (<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-definetermos-da-conta-escassez-hidrica>).

323. Conforme autorizado pela MP 1.078/2021 e pelo Decreto 10.939/2022, dentro do valor total de R\$ 5,3 bilhões da operação de crédito, estão incluídos os valores referentes aos diferimentos homologados pela Agência nos processos tarifários de 2021 e 2022 (até a data da liberação financeira). Os diferimentos são pleitos das distribuidoras durante o reajuste ou a revisão tarifária para reconhecimento de uma variação em componentes de cálculo para o processo tarifário subsequente. A Agência considerou dezoito distribuidoras nessa situação, contemplando os processos tarifários até 8 de abril de 2022, e reconheceu um custo total de R\$

2,32 bilhões – R\$ 1,42 bilhão referente a 2021 e R\$ 910 milhões relativos a 2022 (peça 259, p. 21-24).

324. Segundo a avaliação da Aneel sobre a alocação de custos da operação financeira relativa aos diferimentos tarifários, o dilema que se coloca para os consumidores das concessionárias afetadas é “financiar o diferimento ou arcar com o todo o aumento de tarifa em 2022” (peça 259, p. 23)” (grifei)

107. A Aneel estimou um efeito médio de aumento das tarifas de nada baixos 20,50% ao longo de 2022. A consideração dos diferimentos na operação de crédito atenuou os efeitos do aumento em aproximadamente 2,69%. Entretanto, o pagamento dos valores pendentes, via empréstimos, elevará a tarifa em torno de 0,76% ao ano, a partir de 2023, sendo que tal patamar de aumento permanecerá pelos próximos cinco anos. Ou seja, a decisão de atenuar o aumento tarifário em 2023 implicará em altas posteriores, carregados por anos a fio.

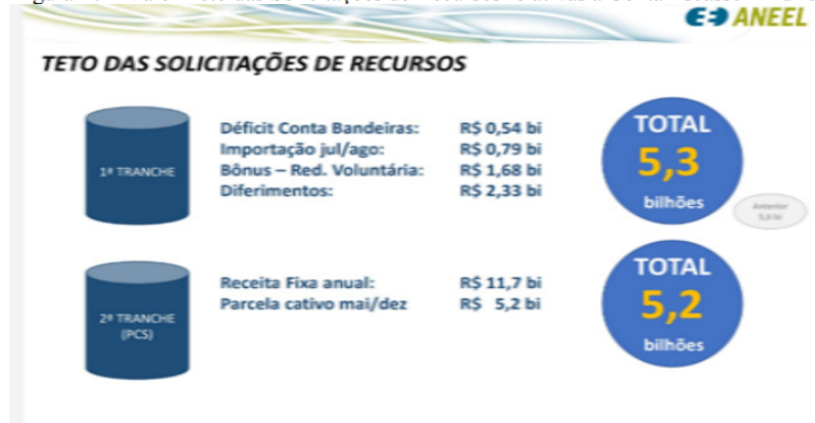
108. Continua o relatório prévio que:

“[...] o valor de R\$ 5,2 bilhões previsto para o PCS corresponde a 49,5% do valor teto estabelecido para a operação de crédito (R\$ 10,5 bilhões), tratando-se de recursos de significativa grandeza associados a um procedimento para o qual foram elencados diversos riscos, os quais poderiam impedir que os empreendimentos vencedores sejam concluídos.

[...] a Aneel fez uma estimativa dos valores, considerando que a inclusão do PCS na contratação das operações financeiras seria restrita à cobertura total ou parcial dos custos relativos à receita fixa referente aos meses de maio a dezembro/2022. Com base no resultado do Leilão, identificou-se o valor total anual da ordem de R\$ 11,7 bilhões previstos para o pagamento da receita fixa das usinas contratadas no regime de disponibilidade. A partir da consideração de um limite temporal de oito meses a serem considerados para a operação de crédito, a Aneel estimou um teto máximo de R\$ 5,2 bilhões para esta rubrica. Por fim, destaca a Agência que, por se tratar de despesa a ser contabilizada como Encargo de Energia de Reserva (EER), no rateio também foi considerado o fator da ordem de 70% de alocação dos custos ao mercado cativo (peça 259, p. 20)”.

109. A figura abaixo, extraída da fiscalização, é elucidativa para demonstrar a composição desses custos:

Figura 10 – Valor Teto das Solicitações de Recursos relativas à Conta Escassez Hídrica



Fonte: Aneel (peça 258, p. 8)

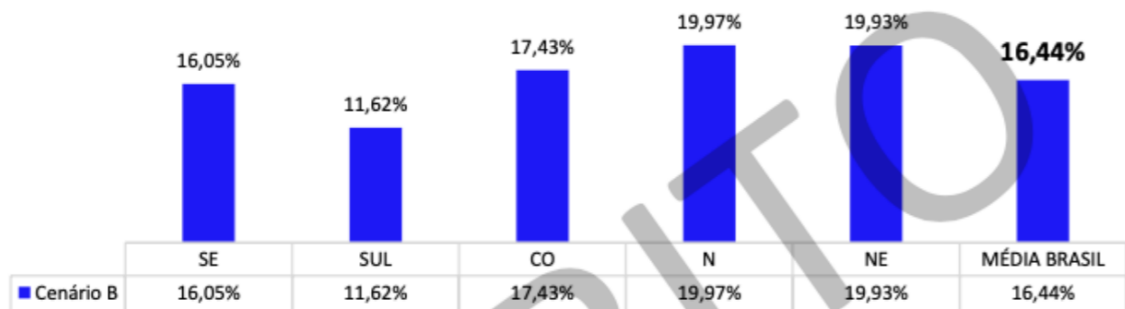
110. Em menção importante, a rubrica relativa aos “Diferimentos” não guarda relação direta com as medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética de 2021. Ademais, apenas o saldo da conta Bandeiras e a importação de energia ocorrida são custos represados arcados pela concessionária (R\$ 1,33 bilhão). No entanto, alerta a SeinfraElétrica que “no cálculo atualizado para a definição do teto da operação de crédito, os “Diferimentos”, com a inclusão dos montantes referentes

ao ano de 2022, tornaram-se a rubrica mais relevante e de maior valor, correspondendo a 44,0% do valor estabelecido para o teto da primeira tranche do empréstimo” (grifei).

111. Embora não haja ilegalidade estrita em tal procedimento, na opinião da unidade (com a qual, mais uma vez, concordo) tal medida obtusa a transparência sobre os custos da crise, entremeando-a com outras decisões governamentais relacionadas ao “atraso no aumento das contas de luz”. Tal constatação é pareada pela forma de cálculo do valor da bandeira de escassez hídrica, obtida considerando déficits bilionários nas receitas e respectivo custeio do setor, sem maiores detalhes metodológicos informados.

112. Reproduzo quadro resumo da estimativa de reajustes tarifários para 2022. Apesar de a média brasileira remontar a 16.44%, existem médias superiores nos estados das Regiões Norte, Nordeste e Centro-oeste, com abaixo reproduzido (peça 192, p. 57):

Figura 12 – Simulação de impacto tarifário



Fonte: Ofício 306/2021–DR/ANEEL (peça 191, p. 57).

113. Também destaco a nota nominada “Inflação e Energia”, de 26/11/2021, em que foi realizada análise do impacto das medidas adotadas para o enfrentamento da crise hidroenergética na inflação. Nesse sentido, considerando os pesos de outubro/2021 da energia elétrica residencial no IPCA (5,07%) e no Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC (6,01%) e que esse aumento fosse integralmente incorporado na inflação de energia elétrica residencial, os impactos no IPCA e INPC decorrentes de aumento médio de 21,04% da tarifa de energia seriam de 1,07% e 1,26%, respectivamente (peça 191, p. 69).

114. O “efeito rebote” ocasionado pelos diferimentos tarifários, de acordo com a unidade técnica, gera riscos de repetição de resultados malsucedidos recentes, como o advindo da MP 579/2012 – a promover a renovação antecipada de contratos de concessão, condicionada à redução das tarifas. Para a SeinfraElétrica, “A MP 579/2012 pode ter errado, entre outros, por promover redução de tarifas de energia elétrica em um momento em que o mercado cativo estava subcontratado e se avizinhava elevação de preços no sistema elétrico; ou seja, deu um sinal econômico errado para o consumidor, que ao fim e ao cabo, culminou com a Conta ACR (também se constituiu em uma operação financeira que envolveu empréstimos da ordem de R\$ 21,2 bilhões)”.

115. Em tom conclusivo, arremata-se que “Na situação atual, em que pese o ano hidrológico de 2021/2022 ter iniciado de forma positiva, não é possível afirmar que esse cenário se manterá. Ou seja, o consumidor pode ter uma tarifa, de certa forma, “blindada” em 2022 enquanto custos continuam crescentes”. A perda do sinal econômico do preço real da energia ao consumidor (ocasionada pelos sucessivos diferimentos) pode levar a um aumento da demanda, justamente em um momento em que há custos mais elevados no setor.

116. Nesse pano de fundo, a estruturação de crédito financeiro deveria ser baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de modo objetivo, sendo possível, sim, verificar se a política adotada representou a alternativa mais vantajosa para tratar

o problema, frente a alternativas de solução. Remonta-se, dessa forma, à necessidade de um planejamento tarifário, com diretrizes e objetivos claros, em termos de política pública.

IV.4.1. Análise:

117. Como já reportei, e também se ressaltou no relatório de fiscalização, as diversas decisões governamentais, relativas à política tarifária – inclusive relativas à crise hidrológica – foram tratadas no âmbito do TC 014.282/2021-6. Naquele processo, reconheci, em voto aprovado por unanimidade pelos demais ministros, a conveniência e oportunidade de se construírem diretrizes transparentes e objetivas para nortear as decisões governamentais e regulatórias do setor de energia.

118. Reproduzo, abaixo, excerto da decisão tomada por esta Corte relativa ao assunto, por meio do Acórdão 1376/2022-Plenário:

9.1. recomendar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), [...] 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 tarifário do setor elétrico, [...]

9.2. recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME), [...]:

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);[...]

119. Muito embora tais endereçamentos, saliento que serão ainda anos de alta nas contas, tornando tormentosa a governabilidade sobre o seu valor no futuro. Tal realidade reforça a necessidade de construção, para além de um planejamento tarifário, de um plano de contingência para eventuais novas situações de crise, construído em estreita sintonia com as políticas tarifárias gerais do setor.

IV.5 – Ausência de investigação das causas estruturais e conjuntural determinantes para a atual crise hidroenergética

120. A ocorrência do regime hidrológico extremo, como o vivenciado pelo país em 2021, associado a esses problemas estruturais, apresentou-se com a materialização do pior cenário possível, com a conjunção de múltiplos fatores a acirrar o risco de desabastecimento. Existem, contudo, problemas crônicos e estruturais do setor elétrico com o poder de potencializar as consequências indesejáveis de uma crise hídrica.

121. Sobre tais elementos estruturais, o Tribunal já vem se debruçando há anos. A unidade técnica enumera algumas das contribuições já empreendidas por esta Corte, em apontamento de elementos causais potencialmente agravantes no setor:

- garantias físicas das usinas hidrelétricas superavaliadas, resultando em um desequilíbrio, a implicar uma geração aquém do que é comercializado, levando à necessidade de acionamento de térmicas mais caras para suprir o déficit energético (TC 019.228/2014-7, sob a relatoria do Min. Augusto Sherman);
- inconsistências em variáveis que são utilizadas pelo programa NEWAVE para o cálculo das garantias físicas das usinas, com valoração incorreta da disponibilidade de água e deficiências nos dados de entrada nos modelos, limitações na discretização das usinas e expressiva necessidade fora da ordem de mérito;
- inconsistências no valor do custo de energia dos modelos, a tomar como exemplo que, em outubro deste ano, era realizado procedimento de contratação emergencial de térmicas a um valor de R\$1.563/MWh, o PLD era de R\$ 209,43/MWh, demonstrando o descasamento entre os resultados dos modelos matemáticos e a realidade;
- indisponibilidade das usinas térmicas, referente às diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas, tendo-se como causas relacionadas as manutenções não previstas, falhas nos equipamentos, equipamentos antigos; e questões comerciais do empreendedor (TC 038.088/2019-3, relatado pela Ministra Ana Arraes);

- redução relativa das hidrelétricas com reservatórios (TC 027.282/2016-3 e TC 029.192/2016-1, relatados pelo Min. José Múcio). Nos trabalhos, concluiu-se que a variável socioambiental, em que pese cada vez mais como maior potencial de impacto sobre projetos de infraestrutura, não é devidamente considerada no planejamento de grandes empreendimentos hidrelétricos. Igualmente, alardeou-se a necessidade da existência de uma conjugação de pautas, que traga a convergência entre as agendas do setor elétrico e as políticas socioambientais, antes mesmo da deflagração do processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos;
- ausência de um plano de contingência para situações de alto risco de desabastecimento (TC 003.025/2015-2, relator Min. José Múcio Monteiro), com diversas recomendações estreitamente relacionadas ao presente trabalho;
- constatação de que as Bandeiras Tarifárias não sinalizarem aos consumidores a escassez de energia (TC 025.919/2017-2, relatado pelo Ministro Aroldo Cedraz);

122. A unidade técnica salienta, com a devida justeza, que o MME está envidando esforços com vistas ao atendimento das deliberações deste TCU, no sentido de equacionar alguns desses problemas. Em especial, mencionam-se as providências tomadas relativas ao cumprimento das deliberações no âmbito do TC 019.228/2014-7 para resolver as questões relativas às garantias físicas superestimadas. Recentemente, o MME abriu a Consulta Pública 123/2022 para discutir a revisão ordinária de tais garantias, com o intento de a segunda rodada de revisão vigorar a partir de 2023.

123. Da mesma forma, citaram-se as medidas adotadas pela Pasta para melhorar a convergência entre as agendas do setor elétrico e as políticas socioambientais com vistas a apoiar o desenvolvimento de projetos de grandes empreendimentos hidrelétricos, em atendimento às deliberações no âmbito do TC 029.192/2016-1.

124. Em que pese tal reconhecimento, para a SeinfraElétrica, “os atores envolvidos no enfrentamento da atual crise hidroenergética não as reconheceram devidamente como influenciadoras da crise vivenciada, sendo atribuída a responsabilidade quase que exclusivamente à redução das aflúncias neste ano de 2021”. Apontou-se, nesse sentido, a ausência de investigação das causas estruturais e conjunturais determinantes para a crise hidroenergética.

125. De modo mais objetivo, verificou-se que ainda não há estudos quanto aos motivos para a crise vivenciada e tampouco há consenso entre os atores envolvidos em relação às causas, o que dificulta o êxito de uma superveniente política pública para o setor.

126. Em resumo das respostas do setor com relação ao assunto, o relatório de acompanhamento assim situa:

“436. O ONS, por exemplo, acentua que a crise vivenciada ao longo de 2021 decorreria essencialmente do acúmulo de déficits de precipitação observado nas principais bacias que integram o SIN, especialmente na bacia do Paraná. Sustenta em sua análise que a situação enfrentada desde o final do período seco de 2020 se caracteriza como uma crise de natureza hídrica (peça 148).

437. Para o ONS, a identificação das causas da ocorrência de precipitações inferiores à média nos últimos anos é um problema complexo, multidisciplinar, na “fronteira do conhecimento científico”, que extrapola o escopo de atuação do Operador e ainda requer “vultosos investimentos para que se encontrem respostas conclusivas” (peça 148, p. 1-4).

438. A Aneel, por sua vez, expõe que não existem estudos específicos que permitam afirmar que a única causa do cenário de escassez hidroenergética em curso foi a condição hidrológica desfavorável, pois se trata de “tópico complexo, multifacetado, para o qual concorrem inúmeros fatores” (peça 155, p. 1). Afirma ainda que nenhuma das hipóteses elencadas (garantias físicas sobreestimadas, conflito de usos múltiplos, modelos computacionais defasados,

indisponibilidades termelétricas, atrasos em empreendimentos de geração e transmissão, falhas no planejamento e mudanças climáticas) seria capaz de, isoladamente, contribuir decisivamente para a situação hidroenergética desfavorável (peça 155, p. 1).

439. A EPE, no entanto, trouxe uma posição mais abrangente a respeito das causas para a crise (peça 170).

440. Inicialmente, defende que as causas das diferentes crises vivenciadas nas últimas décadas possuem origens distintas, de modo que um diagnóstico comum pode acarretar recomendações pouco efetivas.

441. A Empresa alega que a ocorrência de períodos de escassez hídrica é algo esperado em sistemas com participação hidrelétrica, podendo variar em frequência e severidade, e por essa razão estaria sujeita a um risco inerente. Afirma ainda que o funcionamento e o planejamento do setor elétrico envolvem um olhar amplo sobre vários fatores interdependentes.

442. No que respeita aos conflitos pelos usos da água, reconhece que a gestão dos recursos hídricos deve respeitar os usos prioritários e promover o seu uso múltiplo, compatibilizando os diferentes interesses e demandas. Nesse sentido, destaca que a inflexibilidade hidráulica vem impactando a operação do sistema elétrico e a gestão dos recursos hídricos (peça 170, p. 4-5).”

127. Sobre a opinião da EPE, a SeinfraElétrica aduz que, em linhas gerais, as conclusões são mais convergentes com as da unidade: a crise de 2021 não pode ser atribuída a um único fator, qual seja, das menores vazões afluentes. Dito de outra forma, a dependência exacerbada do Sistema Interligado Nacional ao volume de chuvas ensejará crises cada vez mais frequentes, tendo em vista que a expansão do setor já não se faz por meio de hidrelétricas com alta capacidade de reserva.

128. Conclui-se por um melhor planejamento para o enfrentamento das próximas crises que hão de vir, tornando-se essencial investigar os riscos e as causas estruturais e conjunturais que foram determinantes para o agravamento da situação atual. Tal análise auxiliará na implementação do plano estratégico de contingência (já proposto), de sorte a possibilitar maior previsibilidade na atuação governamental na tomada de decisões, com maior razoabilidade, eficácia e eficiência.

129. Pelo exposto, a equipe de fiscalização reforça a necessidade de se expedir a determinação no sentido de elaborar um relatório de lições aprendidas no enfrentamento da crise hidroenergética, a partir de avaliação das medidas adotadas.

IV.5.1 – Análise

130. O encaminhamento deste achado volta-se para a necessidade de construção de um planejamento estratégico de contingência para o enfrentamento de crises hidroenergéticas no setor elétrico, assunto ao qual já perfilhei meu entendimento. Ao tempo em que endossei a conveniência e oportunidade de providenciá-lo, ressalvei uma natureza típica de melhorias de governança e gestão, a ser tratada por meio de recomendação, não de determinação.

131. Qualquer planejamento deve ser pautado, em sua fase estratégica, de uma visão sobre os aspectos causais que contribuíram tanto para a ocorrência da concretização do risco; mas também do mapeamento de suas consequências e respectivas ações para abrandá-las.

132. Certamente que a causa das baixas afluições fogem ao controle dos órgãos governamentais e reguladores; mas não, completamente, os seus efeitos. E existem causas mapeáveis que contribuem para a potencialização das consequências indesejáveis – muitas delas reportadas neste relatório. Reforço, portanto, a linha de recomendação já defendida.

VI – Considerações finais

133. Em arremate, gostaria de cumprimentar a SeinfraElétrica pela abrangência e profundidade do trabalho apresentado. A leitura atenta do extenso relatório produzido pela equipe de fiscalização possibilita uma visão ampla, não apenas das origens e consequências da recentíssima crise hidroenergética, mas também dos gargalos estruturais do setor elétrico brasileiro como um todo.

134. Certamente que tal material auxiliará, e muito, os elaboradores da política pública, inclusive em nível legislativo, motivo pelo qual adiro à proposta de encaminhar o inteiro teor desta decisão aos órgãos governamentais responsáveis, bem como às comissões temáticas do Congresso Nacional. Concordo, igualmente, em determinar a inclusão em ata de disposição tendente ao necessário monitoramento das medidas então acordadas por este Plenário.

135. Termino, nessas menções finais, por reforçar meu entendimento de não reconhecer no Tribunal competência para atuar de forma unívoca e impositiva nas discricionariedades dos administradores na condução das políticas públicas a seu cargo. O TCU, de outra forma, seria um regrador absoluto de todas as verdades, ultrapassando, inclusive, a desejável deferência técnica devida aos responsáveis, afastando-se da desejável dialética nesses cada vez mais complexos afazeres da máquina pública. A maior agregação de valor fruto de nossas fiscalizações, em sua atuação constitucional de viés operacional, é a de diagnosticar os problemas, resultados, estratégias e respectivo controle das ações governamentais, inclusive sobre a eficiência, a eficácia, a efetividade e a economicidade dos processos e tomadas de decisão; mas sempre por critérios objetivos e indicadores confiáveis, estabelecendo um processo de comunicação franco e objetivo tendente ao aperfeiçoamento governamental. Creio que tenhamos trilhado este caminho nas recomendações que ora defendi.

136. Feitas tais menções, torno a parabenizar a unidade técnica pelo trabalho.

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

TCU, Sala das Sessões, em 6 de julho de 2022.

BENJAMIN ZYMLER
Relator

ACÓRDÃO Nº 1567/2022 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 016.319/2021-4.
- 1.1. Apensos: 018.624/2021-9; 041.030/2021-4; 009.322/2021-3; 041.254/2021-0; 016.355/2021-0; 015.587/2021-5.
2. Grupo I – Classe de Assunto:
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
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: Anamaria do Prado de Castro (104.280/OAB-RJ), Rafaela Vieira Sartore (125.751/OAB-RJ) e outros, representando Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de acompanhamento, cujo objeto são as ações relativas ao atendimento energético do Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN, diante do cenário hidrológico desfavorável,

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 Ministério de Minas e Energia (MME), com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 11, **caput** e §§ 1º e 2º, da Resolução 315/2020, que:

9.1.1. elabore um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico, em observância ao art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019, e ao art. 14 da Lei 10.848/2004, c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004, elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, de um conjunto de ferramentas e medidas, sequenciais e gradativas, que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, bem como os parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados para acionamento das medidas para a otimização dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa prévia dos custos das referidas medidas, assim como os impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários decorrentes, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país, sem prejuízo dos usos múltiplos da água e da modicidade tarifária, de acordo com o art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; o art. 5º, da Lei 13.874/2019; a Portaria Normativa 30/GM/MME; os arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; o art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; o art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995; o art. 37, **caput**, da Constituição Federal; os arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU (Achados 1.1, 2.1 e 3.1);

9.1.2. prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando análise retrospectiva e individualizada de cada uma das medidas adotadas – bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão – para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética, em respeito ao intitulado no art. 7º, inciso II, § 3º, da Resolução 315/2020; art. 2º, incisos I e VI, da Lei 9.478/1997; art. 41, inciso IV e parágrafo único, da Lei 13.844/2019; art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 37,

caput, da Constituição Federal Brasileira; art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c os arts. 3º, incisos IV e V, e 4º, inciso I, do Decreto 5.175/2004 (Achados 2.1 e 4.1);

9.2. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 11, **caput** e §§ 1º e 2º, da Resolução 315/2020, considerando as disposições constantes dos arts. 1º, §§ 1º e 6º; 3º, §§ 1º e 2º; 4º; 5º, **caput** e parágrafo único; 7º; e 8º, da Resolução Creg 2/2021, que:

9.2.1. avalie os resultados obtidos pelo Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica quanto às reduções acumuladas apuradas para os consumidores, de modo a se certificar a respeito de erros de faturamento eventualmente cometidos, comunicando os respectivos resultados para os consumidores de maneira clara, objetiva e consistente, antes de realizar os pagamentos dos bônus; e

9.2.2. providencie análise dos resultados do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, ponderando, inclusive, a utilização de conceitos de economia comportamental para, se for o caso, propor eventuais ajustes de parâmetros que entender pertinentes, em caso de aprovação para um novo estágio do Programa ou de sua futura reedição (Achado 2.1);

9.3. dar ciência ao MME, nos termos do art. 9º, incisos I e II, da Resolução 315/2020, de que a adoção das medidas de enfrentamento à crise hidroenergética, bem como a estruturação da operação de crédito financeiro de que trata a MP 1.078/2021, sem a realização de uma prévia análise dos custos e conseqüentemente dos impactos tarifários, baseada em estudos, evidências e análises estruturadas para que as alternativas possam ser julgadas de maneira objetiva, contraria uma série de dispositivos, a exemplo de: art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967; art. 5º, da Lei 13.874/2019; Portaria Normativa 30/GM/MME; arts. 1º, inciso III, e 2º, inciso VI, da Lei 9.478/1997; art. 1º, inciso X, da Lei 10.848/2004; art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995; art. 37, **caput**, da Constituição Federal Brasileira; arts. 3º, 4º, incisos I, III, IV, VII, VIII, IX, X e XI, 5º, incisos II e III, e 6º, inciso III, do Decreto 9.203/2017; e os Referenciais para Avaliação de Governança em Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas do TCU (Achados 3.1 e 3.2).

9.4. comunicar o inteiro teor desta decisão ao Ministério de Minas e Energia, à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, à Empresa de Pesquisa Energética; à Comissão de Infraestrutura do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão Temporária Externa para averiguar as causas e efeitos da crise hidroenergética (CTECCRHE);

9.5. arquivar os presentes autos, com fulcro nos incisos II e V do art. 169 do Regimento Interno do TCU.

10. Ata nº 26/2022 – Plenário.

11. Data da Sessão: 6/7/2022 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1567-26/22-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Benjamin Zymler (Relator), Bruno Dantas, Vital do Rêgo, Jorge Oliveira e Antonio Anastasia.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministro-Substituto presente: 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