

CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA N. 139/2022-MME

Processo n. 48330.000167/2022-89

Objeto: "avaliação dos contratos decorrentes do Procedimento Competitivo Simplificado, de 2021, - PCS e das possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão unilateral ou solução negociada."

SUMÁRIO

I. CONTEXTUALIZAÇÃO	3
I.1. A realização do PCS n. 001/2021	3
I.2. Proposta de reavaliação dos CERs	11
II. PRELIMINARMENTE: AUSÊNCIA DE DECISÃO DO TCU SOBRE OS CONTRATOS DO PCS.....	12
III. CONTRIBUIÇÕES DA ÂMBAR ENERGIA S.A.	14
III.1. Dever legal de preservação das contratações oriundas do PCS	14
III.2. Histórico setorial de preservação de contratações análogas e posição favorável do TCU	17
III.3. Quebra de contratos e aumento do risco-Brasil.....	22
III.4. Importância estrutural dos empreendimentos do PCS (visão de longo prazo)	26
III.5. Importância imediata para a confiabilidade do SIN (visão de curto e médio prazos).....	29
III.6. Outras vantagens proporcionadas ao SIN com a preservação das UTEs do PCS	35
III.6.1. Barateamento do custo unitário da geração termelétrica no país	35
III.6.2. Menor dependência da importação de energia	38
III.7. Insubsistência das alternativas propostas com vistas à substituição das UTEs do PCS	39
III.7.1. Desdobramento da proposta de recontração de UTEs a óleo	43

<i>III.7.2. Disponibilidade superestimada do parque térmico no PEN 2022-2026</i>	43
III.8. Impossibilidade de os consumidores se beneficiarem com a rescisão dos CERs do PCS.....	46
<i>III.8.1. Precedentes em casos semelhantes</i>	47
<i>III.8.2. Teor dos Contratos</i>	53
<i>III.8.3. Impossibilidade de aplicação de multas rescisórias no caso concreto</i>	54
III.9. Proposta de solução negociada para a preservação dos CERs do PCS	56
<i>III.9.1. Redução da inflexibilidade contratada</i>	58
<i>III.9.2. Descontratação de UTEs a óleo diesel/combustível comprometidas com CCEARs</i>	61
<i>III.9.3. Desconto sobre o valor unitário da RF_{demais}</i>	63
IV. CONCLUSÃO	72

I. CONTEXTUALIZAÇÃO

I.1. A realização do PCS n. 001/2021

1. Em 2021, este Ministério de Minas e Energia – MME, por meio da Nota Técnica n. 8/2021/CGEG/DMSE/SEE, registrou que havia se configurado ***“a pior afluência no SIN em 91 anos de histórico”***.

2. Igualmente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE atestou, em maio de 2021, ***“a severidade da atual situação hidroenergética das principais bacias hidrográficas do SIN, que registrou o pior período hidrológico de setembro de 2020 a maio de 2021, com risco de comprometer a geração de energia elétrica para atendimento ao SIN”***¹.

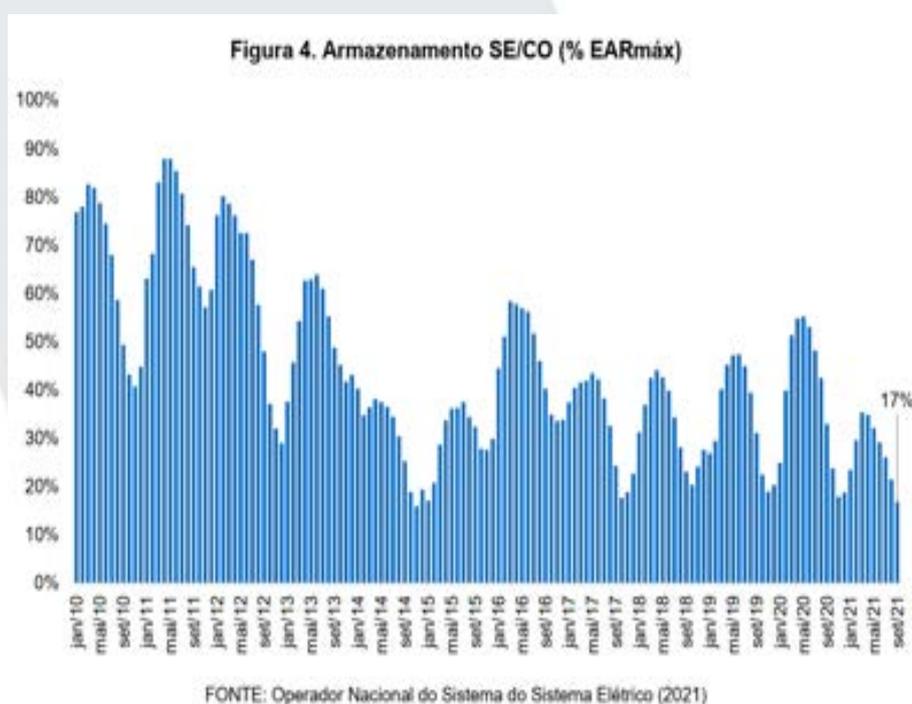
3. No ponto, recente estudo técnico dos Professores da Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas – FGV EESP e PhDs em Economia Marcio Holland, Joelson Sampaio e Renan Pieri (doc. 1) registrou que ***“a crise hidroenergética de 2021 foi a mais severa enfrentada pelo País de que se tem registro. Ela superou o déficit hidrológico que gerou a crise do racionamento de 2001”***.

4. O quadro também foi reconhecido pelo Tribunal de Contas da União – TCU por meio do acórdão n. 1.567/2022, no qual se avaliou que a ***“ocorrência do regime hidrológico extremo, como o vivenciado pelo país em 2021, associado a [...] problemas estruturais, apresentou-se com a materialização do pior cenário possível, com a conjunção de múltiplos fatores a acirrar o risco de desabastecimento”***.

¹ Ata disponível para consulta em:

[https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/ata-da-248a-reuniao-do-cmse-extraordinaria-27-05-2021.pdf/@download/file/Ata%20da%20248%C2%AA%20Reuni%C3%A3o%20do%20CMSE%20\(Extraordin%C3%A1ria\)27-05-2021.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/ata-da-248a-reuniao-do-cmse-extraordinaria-27-05-2021.pdf/@download/file/Ata%20da%20248%C2%AA%20Reuni%C3%A3o%20do%20CMSE%20(Extraordin%C3%A1ria)27-05-2021.pdf).

5. O estudo elaborado pelos Professores *Holland, Sampaio e Pieri* ([doc. 1](#)) também demonstra esse flagrante risco de desabastecimento energético, uma vez que “o armazenamento no subsistema SE/CO alcançou, ao final do mês de setembro de 2021, o pior armazenamento para o período do histórico – inferior, inclusive, ao mesmo mês do ano de 2001, quando o país se encontrava em meio à crise energética do racionamento”:



6. Diante desse quadro crítico, em 05.05.2021, o CMSE:

(i) “deliberou pela possibilidade de ampliação das medidas adicionais em curso: geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, sem limitação nos montantes e preços associados, desde que seja alocável na carga e respeitadas as restrições operativas, e de forma a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico”; e

(ii) “reconheceu a importância de que o ONS mantenha junto aos demais órgãos, incluindo a Agência Nacional de Águas e Saneamento (ANA) e o Instituto Brasileiro do Meio

Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), e aos agentes as tratativas que se façam necessárias com vistas à flexibilização de restrições hidráulicas, iniciativas que contribuirão para a manutenção da governabilidade das cascatas hidráulicas no País”.

7. Ao final, o Comitê destacou a necessidade das “ações e avaliações em curso para **garantir a máxima disponibilidade de recursos energéticos para o SIN**”.

8. Em 1º.06.2021, houve nova reunião do CMSE, ocasião em que se pugnou pela adoção de medidas urgentes destinadas a evitar “cenário em que há risco de déficit”.

9. O agravamento da crise levou o Governo Federal a editar a Medida Provisória n. 1.055, de 26.06.2021, a qual (i) criou 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” (art. 1º), e (ii) previu a possibilidade de realização de “procedimentos competitivos simplificados” para a contratação de energia (art. 4º, § 2º).

10. A CREG igualmente reiterou a gravidade da situação e adotou, incessantemente, diversas ações destinadas ao enfrentamento do cenário de crise hídrica.

11. Consoante sintetizado no Acórdão n. 1.567/2022-TCU, sob a perspectiva da demanda, as principais medidas adotadas foram “a instituição de programas para participação de consumidores livres e regulados em mecanismos de redução voluntária da demanda; e [...] a instituição excepcional da bandeira tarifária de escassez hídrica”, elevando os preços da energia no período”.

12. Conforme estudo dos Professores *Holland, Sampaio e Pieri* (**doc. 1**), somente a instituição da bandeira tarifária de escassez hídrica “representou aumento de quase 7% nas

tarifas de energia dos consumidores finais de energia”, enquanto a redução voluntária da demanda implicou no pagamento de “valores que superaram R\$ 1.600/MWh” pela redução do consumo de grandes consumidores elétricos “em horários críticos do sistema”.

13. Já sob o viés do aumento da oferta de energia, a principal medida foi o aumento da geração térmica, sobretudo por meio de despachos térmicos fora da ordem de mérito de custo, da importação de energia e da contratação emergencial de ofertas adicionais de geração.

14. Nesse quadro, chegou-se a aceitar a contratação emergencial de ofertas adicionais de geração, consoante autorizado pela Portaria MME n. 17/2021, **a preços que atingiram o patamar de R\$ 1.972,56/MWh².**

15. Ademais, foram aceitas ofertas de importação de geração a preços igualmente elevados, que chegaram a superar **R\$ 2.300,00/MWh**, por energia esporádica e interruptível, que não se reverte em aumento da capacidade do parque gerador do país³.

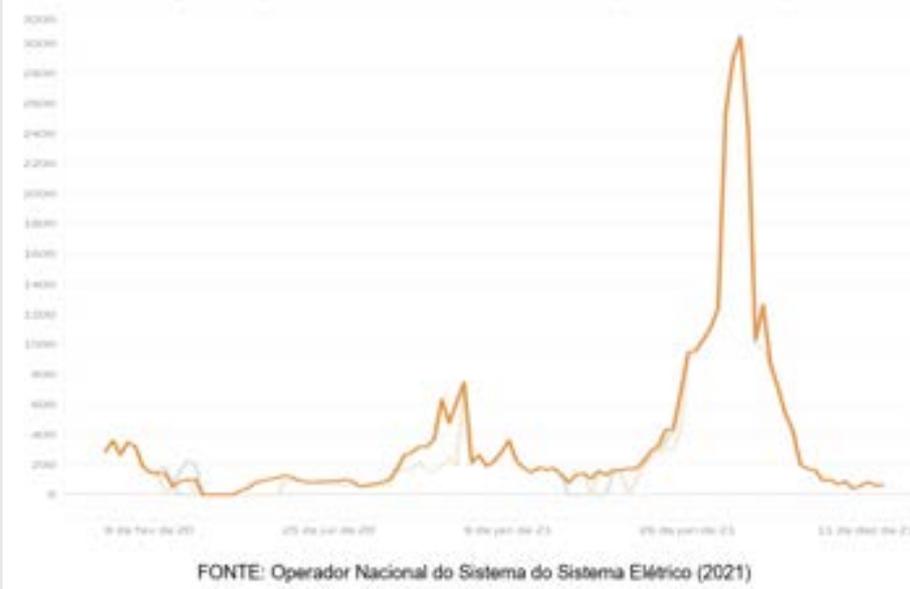
16. Em relação aos despachos térmicos, o estudo dos Professores *Holland, Sampaio e Pieri* (**doc. 1**) aponta que UTEs “*ainda mais caras foram despachadas nos meses de setembro a dezembro, com CVU’s que **ultrapassaram R\$ 2.500/MWh**”.*

17. O mesmo estudo (**doc. 1**) é elucidativo ao asseverar que “**a consequência desse cenário foi uma disparada nos custos de operação do sistema. Com a totalidade do parque termelétrico em operação e o uso de todos os recursos disponíveis – seja de importação ou mesmo de redução da demanda – o Custo Marginal de Operação (CMO) alcançou o patamar de R\$ 3.000/MWh, no mês de agosto**”, conforme ilustra o gráfico abaixo:

² Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/anexo-3_tabela-ofertas-aprovadas-portaria-mme-no-17-2021.pdf/@download/file/Anexo%203_Tabela%20Ofertas%20Aprovadas%20Portaria%20MME%20n%C2%BA%2017-2021.pdf

³ A importação ocorrida em 2021 observou as diretrizes da Portaria MME n. 339/2018, disponível para consulta em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018339mme.pdf>.

Figura 5. Custo Marginal de Operação (CMO) no SE/CO – Média Semanal (Semana Operativa) – entre 01/01/2020 e 31/12/2021(em reais – BRL)



18. Essas medidas, contudo, mostraram-se insuficientes para assegurar a confiabilidade de suprimento do SIN naquele momento crítico, razão pela qual o CMSE, em 03.09.2021, recomendou a *“realização de procedimento competitivo simplificado para contratação de reserva de capacidade nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul”*, sob os seguintes fundamentos:

“3.2. Tendo em vista os resultados apresentados sob as diferentes óticas, planejamento e operação, bem como as ponderações realizadas, que evidenciaram a necessidade de se dispor de montante de recursos energéticos adicionais para garantir a continuidade e segurança no fornecimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros nos anos 2021 e 2022, o CMSE deliberou por novas medidas adicionais. Estas abrangeram primeiramente a realização de procedimento competitivo simplificado para contratação de reserva de capacidade nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, conforme proposto pela Secretaria Executiva.

3.3. Destaca-se que a contratação de reserva de capacidade por meio de procedimento competitivo simplificado é possibilidade prevista na Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, como medida para otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica. Assim, ela representará medida complementar às diversas outras ações que já vem sendo adotadas desde outubro de 2020, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País.

3.4. Ressalta-se também o **caráter preventivo e antecipado da medida**, com entrega dos recursos a partir de 2022 e finalização até 2025, a menores custos. Dessa maneira, a **contratação de reserva de capacidade contribuirá com a garantia do atendimento e elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas**, sobretudo aos finais dos períodos secos, em linha com a deliberação da 234ª reunião do CMSE ocorrida em setembro de 2020.”

19. Em síntese, como visto, o PCS foi proposto:

(i) diante de estudos “que evidenciaram a **necessidade de se dispor de montante de recursos energéticos adicionais** para garantir a continuidade e segurança no fornecimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros”;

(ii) como “medida para otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica”; e

(iii) de forma preventiva e antecipada, para contribuir “com a [...] elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos” dos anos de 2022 a 2025.

20. Nesse quadro, a CREG, em 09.09.2021, aprovou a realização do PCS, “considerando a necessidade de não comprometer a geração de energia elétrica para atendimento do SIN e minimizar a degradação do armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas **destacadamente nas regiões Sudeste e Sul do País**”.

21. Isso porque, como sintetizado pelos Professores da FGV EESP e PhDs Marcio Holland, Joelson Sampaio e Renan Pieri, “à época do certame havia uma grande necessidade de expansão rápida da capacidade de geração de energia elétrica que independesse das condições climática”, pelo que “a decisão de contratação de energia de termoeletricas se mostrava como uma alternativa bastante atrativa frente à necessidade de se reduzir um dos principais riscos à retomada do crescimento: a escassez de energia elétrica” (doc. 1).

22. O Acórdão n. 1.567/2022-TCU também reconheceu a importância e a urgência, naquele contexto, dessa contratação emergencial de novos empreendimentos de geração, especialmente porque *“tanto os requisitos de disponibilidade de energia poderiam estar comprometidos, como os de potência”*:

*“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).*

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.”

23. Diante da aprovação da realização do certame, o MME editou, em 17.09.2021, a Portaria n. 24/GM/MME, a qual estabeleceu as diretrizes do PCS, com as previsões de que: (i) a contratação dar-se-ia na modalidade de reserva, nos termos do Decreto n. 6.353/2008, e (ii) o período de suprimento seria de maio de 2022 a dezembro de 2025 – 44 meses.

24. Apenas um mês depois, em 25.10.2021, foi realizada a sessão pública do PCS, oportunidade na qual foram contratados 775,8 MW_{médios} provenientes de 17 empreendimentos de geração – 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 central geradora termelétrica a biomassa e 14 usinas termelétricas a gás natural –, a um preço médio unitário de R\$ 1.563,61/MWh e com receita fixa unitária média de R\$ 1.720,18/MWh.

25. No caso específico da Âmbar, foram contratados 325,7 MW_{médios}, provenientes de 4 UTEs a gás natural – Rio de Janeiro I, Edlux X, EPP II e EPP IV –, ao preço médio unitário de R\$ 1.600,15/MWh e com receita fixa unitária média de R\$ 1.784,12/MWh.

26. Não obstante o preço médio do PCS ter sido (i) menor que o observado na contratação de ofertas emergenciais de geração – R\$ 1.972,56/MWh⁴ –, (ii) abaixo do valor que se chegou a pagar pela importação de energia da Argentina e do Uruguai – R\$ 2.300,00/MWh –, (iii) mais módico que o CMO verificado em agosto/2021 – R\$ 3.000/MWh – e (iii) exponencialmente inferior aos custos que a CCEE estimou para eventual déficit de geração no país – R\$ 6.524,05/MWh⁵ –, os valores praticados no PCS acabaram por destoar daqueles usualmente observados em leilões de energia de reserva.

27. Isso se deveu sobretudo aos elevados riscos, custos e incertezas atrelados a contratação emergencial atipicamente célere, de magnitude considerável e com prazos exiguíssimos de início de suprimento.

28. De fato, o acórdão n. 1.567/2022 do TCU reconheceu 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*”, consistindo em um “*procedimento [...] com elevados riscos associados*”.

29. Tudo isso, lembre-se, em momento em que o Brasil e o mundo ainda eram assolados pelos efeitos adversos da pandemia da Covid-19, os quais impunham (i) sensíveis desafios logísticos e (ii) restrições de fornecimento de bens por parte da indústria internacional.

30. Cuidou-se, pois, de contratação abreviada de usinas de considerável porte, com curto prazo de implantação (cerca de sete meses), em quadro sob o qual ainda pairavam

⁴ Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/anexo-3_tabela-ofertas-aprovadas-portaria-mme-no-17-2021.pdf/@download/file/Anexo%20Tabela%20Ofertas%20Aprovadas%20Portaria%20MME%20n%C2%BA%2017-2021.pdf

⁵ Conforme Nota Técnica CCEE 6.673/2021, disponível em <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919464/Nota%20T%C3%A9cnica%20CCEE%20-%20CCEE06673-2021.pdf/7a7f2707-0b43-5abd-05ac-938d0768c303>

incertezas a respeito da capacidade logística global de entrega de equipamentos e de combustíveis, bem como riscos de novos *lockdowns* que afetariam as obras das usinas.

31. O estudo dos Professores *Holland, Sampaio e Pieri (doc. 1)* é claro quanto ao ponto:

“o ‘elevado’ valor médio praticado no certame pode ser facilmente justificado. Primeiro, pelo tempo recorde previsto para entrada em operação dos empreendimentos – de sete meses, quando os leilões com menor prazo de entrada em operação do SEB são com três anos de antecedência (A-3). Além disso, dado que boa parte das usinas são movidas a gás natural, estas precisaram viabilizar o suprimento do combustível para um prazo determinado, em momento de estresse no mercado global de gás natural.”

32. Nesse contexto, consoante reconhecido pelo TCU no Acórdão n. 1.567/2022, *“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.”*

33. Assim, o preço médio do PCS, além de condizente com outros custos de contratação observados no momento de crise aguda em que o certame ocorreu, também refletiu as condições excepcionais de se “aumentar, em curtíssimo interregno de tempo, a capacidade do sistema”.

I.2. Proposta de reavaliação dos CERs

34. Com o maior volume de chuvas a partir do fim de 2021 – ou seja, após a realização do PCS e a celebração dos CERs – e a conseqüente recuperação do nível dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas do país, os preços da energia no mercado de curto prazo despencaram, alcançando o patamar mínimo permitido – *PLD mínimo*.

35. Nessa nova conjuntura, os contratos oriundos do PCS passaram ser vistos como desnecessários, em especial por conta dos preços praticados naquele certame.

36. Assim, segundo a Nota Técnica n. 24/2022/SE, o TCU teria determinado ao MME, no bojo da Tomada de Contas – TC n. 001.722/2022-0, que, diante da *“da melhoria do cenário hidrológico e dos elevados valores envolvidos, realize avaliação individualizada e conclusiva dos contratos decorrentes do PCS, comparando-se as vantagens e desvantagens quanto às possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão unilateral ou solução negociada, indicando objetivamente a melhor solução para cada contrato”*.

37. Nesse contexto é que foi instaurada a presente Consulta Pública – CP, no âmbito da qual foi proposta a definição de *“diretrizes e condições para a resolução amigável dos Contratos de Energia de Reserva – CER firmados em decorrência do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021”*, nos termos da NT n. 24/2022/SE, que instruiu a abertura da CP.

38. Todavia, consoante proposto na NT de abertura, essa alternativa de resolução amigável dos CERs somente se aplicaria aos agentes cujas usinas entraram em operação comercial estritamente dentro do prazo estipulado em contrato.

39. Para *“os empreendimentos que não entraram em operação comercial ou entraram em operação com atraso superior a noventa dias”*, por sua vez, a NT sugere a resolução unilateral dos CERs e a cominação de penalidade rescisória aos agentes.

40. Em resumo, diante da melhora conjuntural da hidrologia e da momentânea desnecessidade da geração proveniente dos empreendimentos oriundos do PCS, instaurou-se a presente Consulta Pública com vistas a discutir o desfazimento – amigável ou unilateral – das contratações, de modo a evitar o pagamento pelos respectivos contratos.

II. PRELIMINARMENTE: AUSÊNCIA DE DECISÃO DO TCU SOBRE OS CONTRATOS DO PCS

41. A NT n. 24/2022/SE evidencia que a abertura da presente CP foi motivada pelo suposto entendimento do TCU de *“que a reavaliação dos contratos firmados em decorrência*

do PCS é uma obrigação da administração pública”, o qual teria sido exarado no bojo do processo TC n. 001.722/2022-0.

42. Ocorre, porém, **que não há nos referidos autos qualquer determinação da Corte de Contas nesse sentido.**

43. O que há, tão somente, é uma “**proposta de encaminhamento**” feita pela Secretaria de Infraestrutura de Fiscalização de Energia Elétrica – SeinfraElétrica do TCU ao Ministro-Relator do processo, **proposta essa que ainda não foi deliberada.**

44. A “**proposta de encaminhamento**” da SeinfraElétrica é mero ato processual instrutório, o qual, por si só, **não possui qualquer caráter decisório** em relação ao processo TC n. 001.722/2022-0 e, conseqüentemente, **não vincula a Corte e nem a Administração Pública.**

45. Isso porque o art. 11 da Lei n. 8.443/92 é inequívoco ao prever que **apenas os Ministros do TCU, colegiadamente, têm competência para decidir o mérito de processos de Tomada de Contas:**

*“Art. 11. O Relator presidirá a instrução do processo, determinando, mediante despacho singular, de ofício ou por provocação do órgão de instrução ou do Ministério Público junto ao Tribunal, o sobrestamento do julgamento, a citação ou a audiência dos responsáveis, ou outras providências consideradas necessárias ao saneamento dos autos, fixando prazo, na forma estabelecida no Regimento Interno, para o atendimento das diligências, após o que **submeterá o feito ao Plenário ou à Câmara respectiva para decisão de mérito.**”*

46. Ainda não há, portanto, posição do Tribunal quanto à questão, muito menos determinação para que este MME reavalie a conveniência de conservar ou não as contratações efetivadas no bojo do PCS.

III. CONTRIBUIÇÕES DA ÂMBAR ENERGIA S.A.

III.1. Dever legal de preservação das contratações oriundas do PCS

47. De acordo com a **Lei de Liberdade Econômica** – Lei n. 13.874/2019 – *“interpretam-se em favor [...] do respeito aos contratos, aos investimentos e à propriedade todas as normas de ordenação pública sobre atividades econômicas privadas”* (art. 1º, § 2º).

48. A mesma lei inseriu o parágrafo único ao art. 421 do Código Civil, segundo o qual *“nas relações contratuais privadas, prevalecerão o princípio da intervenção mínima e a excepcionalidade da revisão contratual”*.

49. Como se vê, o ordenamento impõe, como regra, a preservação do negócio jurídico, sobretudo porque o Estado deve observar o *“princípio da intervenção mínima”* nas avenças e deve respeitar os investimentos realizados.

50. Contudo, a proposta de resolução dos CERs do PCS diante da melhora conjuntural da oferta energética e dos preços da contratação vai em sentido diametralmente oposto!

51. Em qualquer mercado racional, os consumidores têm a possibilidade de se proteger contra as oscilações de preços das mercadorias que adquirem, assim o fazendo mediante a celebração de contratos de longo prazo, os quais servem como *hedge* contra o risco de majoração de preços no curto prazo.

52. Nesse sentido, a literatura internacional:

“Long-term contracts allow buyers to hedge against price booms and sellers to hedge against price busts.”⁶

⁶ BORENSTEIN, Severin. **The trouble with electricity markets (Understanding California’s Restructuring Disaster)**, p. 2. Disponível em: <http://faculty.haas.berkeley.edu/borenste/download/JEP02ElecTrbl.pdf>

53. Significa que, ao longo do contrato, é natural que haja oscilação de preços e que, pontualmente, uma ou outra parte pareça, momentaneamente, estar em posição mais ou menos vantajosa, se comparada àqueles expostos ao mercado de curto prazo.

54. No setor elétrico, isso fica ainda mais evidente diante da previsão expressa da Lei n. 10.848/2004, no § 5º de seu artigo 1º, de que a “definição de preços” da energia deve “refletir as variações do valor econômico da energia elétrica”.

55. Como visto, o PCS – e em especial a oferta apresentada pela Âmbar, com preço médio unitário de R\$ 1.600,15/MWh e receita fixa unitária média de R\$ 1.784,12/MWh – foi realizado em contexto:

(i) de “materialização do pior cenário possível, com a conjunção de múltiplos fatores a acirrar o risco de desabastecimento” (Acórdão n. 1.567/2022 – TCU);

(ii) no qual o consumidor pagava (ii.a) contratação emergencial de até R\$ 1.972,56/MWh⁷ – valor quase R\$ 400/MWh superior ao praticado pela Âmbar no PCS – e (ii.b) importação de energia a R\$ 2.300,00/MWh – R\$ 700/MWh mais caro; e

(iii) mercado por custo do déficit de geração – ou seja, impossibilidade de atendimento integral à demanda de energia dos consumidores –, calculado em incriveis R\$ 6.524,05/MWh⁸.

56. Dito de outro modo, **a contratação cumpriu e cumpre seu papel de conferir estabilidade de preços ao consumidor.**

⁷ Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/anexo-3_tabela-ofertas-aprovadas-portaria-mme-no-17-2021.pdf/@@download/file/Anexo%203_Tabela%20Ofertas%20Aprovadas%20Portaria%20MME%20n%C2%BA%2017-2021.pdf

⁸ Conforme Nota Técnica CCEE 6.673/2021, disponível para consulta em <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919464/Nota%20T%C3%A9cnica%20CCEE%20-%20CCEE06673-2021.pdf/7a7f2707-0b43-5abd-05ac-938d0768c303>

57. Não apenas o PCS trouxe preços inferiores aos então praticados, como também trouxe a urgente capacidade adicional de que o sistema precisava, evitando-se o apagão e suas consequências deletérias.

58. No ponto, o **artigo 24 da LINDB** (Decreto-Lei n. 4.657/1942), determina que *“a revisão, nas esferas administrativa, controladora ou judicial, quanto à validade de ato, contrato, ajuste, processo ou norma administrativa cuja produção já se houver completado **levará em conta as orientações gerais da época, sendo vedado que, com base em mudança posterior de orientação geral, se declarem inválidas situações plenamente constituídas**”*.

59. Destarte, não se admite a revisão dos CERs com base em critérios posteriores e riscos já verificados.

60. A **Corte Especial do Superior Tribunal de Justiça – STJ**, ao julgar a SLS n. 162, já censurou tentativa similar de reavaliação de contratos mediante critério *ex post*, sem considerar as condições da época da contratação.

61. Na ocasião, foi decidido que o contrato *“deve ser ponderado à luz do momento em que firmado o negócio jurídico”* e ***“o setor elétrico não pode sofrer os efeitos da volatilidade do mercado de curto prazo, sob pena de criar um ambiente instável no setor”***:

“Considero, também, que o preço da energia contratado com a Termopernambuco, tido como um dos principais responsáveis pela majoração da tarifa, deve ser ponderado à luz do momento em que firmado o negócio jurídico. Isto porque, especificamente no setor de energia elétrica, ao tomar decisões, os agentes públicos ou quem as vezes lhes fizer, têm que prever como ficará o cenário a longo prazo, ou seja, nos próximos 10, 20 ou 30 anos, sob pena de não poder garantir a oferta de energia suficiente para atender à demanda futura.

*Em outras palavras: **o setor elétrico não pode sofrer os efeitos da volatilidade do mercado de curto prazo, sob pena de criar um ambiente instável no setor***

*A decisão objeto do pedido de suspensão ao determinar a utilização, para fins de cálculo de reajuste tarifário, de parâmetro externo aos contratos, sem observar a metodologia que deve ser aplicada ao caso específico, **desconsiderando o momento em que celebrado o***

contrato de fornecimento com a Termopernambuco, as peculiaridades que diferenciam um contrato de curto prazo de um de longo prazo, etc. interferiu na política pública do Governo traçada para o setor.

*Não se está a negar a possibilidade de se discutir judicialmente cláusulas contratuais. O que se pretende evitar é que o Brasil seja visto como terra-de-ninguém, onde o compromisso só tem valor no momento da celebração do contrato, já idealizado para ser descumprido.*⁹

62. Portanto, diante de todo o cenário da contratação e do “*princípio da intervenção mínima*” nos contratos, não se admite a resolução das avenças, quando se afigura possível e necessária sua manutenção.

III.2. Histórico setorial de preservação de contratações análogas e posição favorável do TCU

63. A contratação de usinas termelétricas com o propósito de expandir emergencialmente a oferta de energia em cenário marcado por severas restrições de geração hidrelétrica não tem no PCS a sua primeira ocorrência.

64. Na crise hídrica de 2001-2002, o Governo Federal, por meio de medidas provisórias¹⁰ e no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, determinou a implementação do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica.

65. Nesse contexto, foi criada, nos termos da Medida Provisória n. 2.209, de 29.08.2001, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, destinada a promover “*a celebração de contratos e a prática de atos destinados à viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo*”.

66. Em janeiro de 2002, a CBEE formalizou a contratação, com dispensa de licitação, de 54 UTEs que agregariam ao SIN mais de 1.850 MW de capacidade instalada.

⁹ AgRg na SLS n. 162/PE, relator Ministro Barros Monteiro, Corte Especial, julgado em 4/10/2006, DJ de 11/12/2006, p. 286.

¹⁰ MPs n. 2.152-2, 2.198-3, 2.198-4, 2.198-5 e 2.209, todas de 2001.

67. Os custos dessa contratação, de acordo com o art. 1º da Lei n. 10.438/2002, envolviam (i) disponibilização de capacidade de geração ou potência¹¹ e (ii) aquisição de energia elétrica¹².

68. Apesar de (i) o início do período de suprimento dos contratos celebrados pela CBEE ter ocorrido somente após a superação da crise hídrica, e (ii) 24 das 54 UTEs contratadas terem apresentado atraso em seu cronograma de implantação, toda a contratação foi levada a efeito, sem qualquer rescisão – amigável ou unilateral – de contrato.

69. Mais que isso: 32 das 54 centrais geradoras permaneceram disponíveis para operação mesmo após o encerramento da vigência contratual.

70. Nesse sentido, a preservação integral das contratações feitas no âmbito do PCS apenas preservaria a postura setorial adotada pela Administração Federal nos anos 2000, postura essa, inclusive, avalizada pelo TCU.

71. Por meio da Ordem de Serviço n. 18, de 20.09.2001, o então Presidente do TCU, Ministro Humberto Guimarães Souto, determinou que o Tribunal (i) promovesse o “acompanhamento de todos os atos decorrentes da atuação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)”, (ii) fizesse estudos sobre as medidas provisórias que criaram a GCE e a CBEE e (iii) analisasse o “Termo de Referência nº 01/2001, relativo à contratação de suprimento de energia elétrica [...] para atendimento ao sistema interligado brasileiro”.

72. Em 30.10.2002, o Plenário do TCU, em deliberação consubstanciada na Decisão n. 1.462/2002, prolatada no âmbito do TC n. 014.001/2001-8, analisou o trabalho desenvolvido pelo grupo constituído para promover o acompanhamento em questão.

¹¹ Parcela correspondente à potência contratada, expressa em R\$/MWhês.

¹² Parcela associada à energia efetivamente fornecida (custos variáveis de O&M e de combustível).

73. Na oportunidade, destacou-se que, embora envolvessem **“vultosas somas de recursos, para um período curto de tempo”**, as contratações emergenciais de energia elétrica, disciplinadas no Termo de Referência n. 01/2001-MME, **“visaram ao aumento, no curto prazo, da oferta”**, em condições que **“demonstram o cuidado em se garantir a prestação do serviço desejado, ou seja, fornecimento de energia elétrica”**.

74. Em paralelo, por meio do Acórdão n. 584/2003¹³, o TCU, de forma ainda mais enfática, refutou a representação formalizada pela Federação Nacional dos Engenheiros – FNE diante de supostas **“irregularidades na contratação de energia por parte da CBEE”**.

75. Entre as irregularidades denunciadas, sobressai a de que **“os contratos foram celebrados em fevereiro de 2002, justamente na época em que o racionamento foi encerrado, uma vez que se verificou que as possibilidades de deficit energético eram praticamente inexistentes. Dessa forma, não teria havido a necessidade de se realizar a contratação, além do desvio de finalidade e desobediência aos princípios da legalidade e da moralidade administrativa”**.

76. A esse respeito, o acórdão adotou o entendimento de que **“os procedimentos objetivando a contratação de energia emergencial”** ocorreram **“no auge da crise”**, pelo que **“não há que se alegar falta de motivação”**.

77. No tocante ao elevado preço de contratação de energia emergencial, o acórdão concluiu que os valores se justificavam devido à **“minimização do prazo de implantação”** das usinas – qual seja, **“de no máximo seis meses”** – e ao **“curto prazo de utilização dessa energia”** – de **“30 ou 42 meses”**:

“16. Outro aspecto discutido no processo, talvez aquele de maior relevância, diz respeito ao preço de contratação da energia, que segundo a Unidade Técnica estaria elevado. [...]”

¹³ TC n. 005.250/2002-2

17. Em relação aos valores trazidos pela FNE, tratam-se de valores relativos à aquisição de equipamentos. Cabe mencionar, inicialmente, que o Comitê Técnico de Aumento de Oferta de Energia a Curto Prazo – CTAO, grupo criado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, analisou três possibilidades para aumento da oferta de energia: a contratação de produtores independentes, a compra ou leasing de equipamentos e a compra de demanda. Foi adotada a primeira opção, por uma série de razões, dentre elas a **minimização do prazo de implantação e o curto prazo de utilização dessa energia (os contratos celebrados foram de 30 e 42 meses)**. Ressalte-se que os atos decorrentes da atuação da GCE já foram objeto da análise deste Tribunal no TC 014.001/2001-8 (Decisão nº 1.462/02-Plenário).

18. A comparação dos preços pagos pela energia contratada com aquela que poderia ser obtida com a aquisição de equipamentos não é adequada. Inicialmente, porque envolve soluções diferentes para o enfrentamento do problema. E mais importante, caso se decidisse pela aquisição dos equipamentos, muitos outros custos seriam agregados para que se pudesse efetivamente gerar a energia necessária, como o custo de montagem e operação dos equipamentos. Também, uma das empresas estatais do setor teria que ser dotada da estrutura material e humana necessária para fazer a operação desses equipamentos. Além do aspecto do custo que isso representaria, difícil de ser mensurado, fica patente, também, que essa alternativa seria de muito mais demorada implementação do que aquela que foi adotada. Dessa forma, entendo que não é possível se fazer a comparação pretendida.

19. O segundo parâmetro de comparação foi o contrato de Furnas com a EPE (contrato inicialmente firmado pela Eletronorte, depois cedido e transferido à Furnas - v. 7), cujo preço da capacidade contratada foi de 57,18 R\$/MWh. Esse parâmetro também não é adequado para servir de comparação com a contratação feita pela CBEE. Conforme se verifica na cláusula vigésima terceira do contrato (fl. 75, v.7), **o prazo daquela contratação é de 21 anos, contra 30 ou 42 meses dos contratos firmados pela CBEE. Logicamente, quanto maior o prazo de fornecimento, menor o preço cobrado**. Ressalte-se, também, que a contratação feita por Furnas não se deu num cenário de emergência, em que os prazos para início das operações são bem mais curtos. No contrato com Furnas, conforme se verifica no seu preâmbulo, alínea c, a data de fornecimento estava prevista para 12, 24 e 36 meses (fls. 50/51, v.7). Já no Termo de Referência da contratação emergencial, estava previsto que a data para entrada em operação da última usina não poderia ultrapassar 01/07/2002. Como os contratos foram assinados em 10/01/2002, verifica-se que os prazos de início das operações eram de no máximo seis meses. Percebe-se, portanto, a grande diferença dos prazos estabelecidos. Isso certamente provoca um aumento de custo para as empresas que foram contratadas pela CBEE.”

78. Já no que se refere à fonte de energia eleita para a contratação emergencial – a qual se alegou não ser a melhor escolha sob a ótica ambiental –, afirmou o TCU que, **“naquelas circunstâncias de crise energética, a melhor opção eram as termoelétricas”**, acrescentando que entre as menos poluentes estão aquelas a gás.

79. Nessa esteira, concluiu-se que **“não há elementos consistentes que indiquem que os preços contratados foram excessivos”**, bem como que **“os valores praticados refletiam o que o mercado estava disposto a oferecer naquele momento”**, uma vez que se **“tratava de uma situação emergencial”** e que o custo do racionamento seria ainda maior, com **“prejuízos potenciais da ordem de US\$ 25 bilhões”**:

“25. A conclusão, portanto, é que não há elementos consistentes que indiquem que os preços contratados foram excessivos. Pelo contrário, as informações constantes nos autos indicam que os valores praticados refletiam o que o mercado estava disposto a oferecer naquele momento. Há que se ter em mente que se tratava de uma situação emergencial, em que a sociedade brasileira estava vivendo um racionamento de energia, que poderia ser até agravado caso as chuvas não tivessem sido abundantes, como o foram no final de 2001 e início de 2002, e caso a população não tivesse reduzido seu consumo significativamente, como veio a ocorrer. Por ocasião do desenvolvimento do processo de contratação emergencial, obviamente, não se tinha controle sobre essas variáveis e portanto, tiveram que ser adotadas as medidas necessárias para que se assegurasse um fornecimento de energia para os anos seguintes, suficiente para evitar novos racionamentos, evitando grandes prejuízos à economia brasileira, conforme sinalizado no próprio trabalho que serviu de base para a representação feita pela FNE, em que se falou em prejuízos potenciais da ordem de US\$ 25 bilhões.”

80. Assim, o TCU censurou apenas cláusulas secundárias dos contratos: “a que tratava da confidencialidade [...] e a que estabelecia a via arbitral para a solução das controvérsias relativas a ele[s]”, para o que recomendou ajuste via celebração de aditivos.

81. Em nenhum momento, contudo, a Corte de Contas cogitou a rescisão dos contratos, a despeito do que se alegou nas representações acerca (i) da superação da crise hídrica com as ulteriores chuvas, (ii) dos elevados preços praticados na ocasião e (iii) do suposto caráter poluente da fonte eleita.

82. Pelo contrário, o TCU atestou que (i) a decisão de contratação foi plenamente legítima, eis que adotada em meio à crise, (ii) os preços praticados foram compatíveis com o caráter emergencial e (iii) a fonte termelétrica era a mais adequada para a resposta rápida de que o sistema necessitava.

83. Assim, empregadas as exatas métricas consolidadas pelo TCU há mais de vinte anos, igualmente não há que se falar em possibilidade de rescisão dos CERs firmados por ocasião do PCS em razão da mudança superveniente do contexto que ensejou o certame e que formatou as condições de aquisição de energia naquele momento.

84. Com efeito, na linha do que já (i) decidiu a Administração e (ii) chancelou o TCU por ocasião da contratação emergencial de 2002, os contratos devem ser preservados.

III.3. Quebra de contratos e aumento do risco-Brasil

85. Diante desse quadro – sobretudo considerando-se o posicionamento já adotado pela Administração Federal e validado pelo TCU em situação praticamente idêntica –, o superveniente desfazimento das contratações do PCS, **mudando-se a praxe setorial**, causaria aumento da percepção de risco no setor elétrico brasileiro, sobretudo no segmento de geração.

86. Consoante os Professores *Holland, Sampaio e Pieri* (**doc. 1**), “os riscos contratuais para o gerador de energia elétrica aumentar[i]am relativamente conforme as respostas dos órgãos reguladores e controladores ao longo desses últimos 20 anos, **passando de nenhuma mudança de contratos após o apagão – mesmo com os altos preços de contratação de energia elétrica à época – até a possibilidade de cancelamento de contrato realizado via PCS em 2021**”.

87. Essa evolução negativa no nível de respeito aos contratos do setor elétrico brasileiro durante os momentos de crise é bem ilustrada em detalhada tabela explicativa elaborada pelos Professores (**doc. 1**):

Tabela 2. Resumo dos Principais Eventos no Setor Elétrico dos Últimos 20 anos

	Crise do "Apagão"	Intervenção no Setor Elétrico	Maior Seca dos Últimos 90 anos
	2001-2002	2012-2013	2021-2022
Descrição do Evento	Entre 01/07/2001 e 19/02/2002, fora decretado acionamento de energia elétrica em todo o Brasil para reduzir o consumo de energia em 20% frente à possibilidade de se faltar energia elétrica.	Foi baixada a Medida Provisória 579 em fins de 2012 (transformada em Lei no 12.783/2013) com fins de reduzir o preço da energia elétrica para consumidores frente aos aumentos então recentes dos preços de energia.	Após a maior seca dos últimos 90 anos no Centro-Sul , implementou-se racionamento em prédios públicos e se criou uma série de incentivos financeiros (aumentos na conta de luz) e de conscientização para a redução do consumo de energia.
Situação das Reservatórios para Geração de Energia na ocasião	Com 89% da matriz elétrica vindo de hidrelétricas, o volume útil dos reservatórios era de 26.8% no SE/CO na data de início do racionamento.	Com 80% da matriz elétrica vindo de hidrelétricas, o volume útil dos reservatórios era de 28.8% no SE/CO no final de 2012.	Com 65% da matriz elétrica vindo de hidrelétricas, o volume útil dos reservatórios no SE/CO chegou a 26.6% em julho/21 - abaixo do nível do apagão.
Contexto Econômico do Evento	Crescimento econômico bem abaixo do ano anterior em 2001 (ano com maior número de meses de racionamento). PIB teve variação positiva de apenas 1.5%, frente 4.4% em 2000. Inflação em 2001 fora de 7.67% e 12.53% em 2002. Energia elétrica teve variação de 17.92% em 2002 e 19.88% em 2003.	Crescimento econômico desacelerando em 2013 e 2014 em relação a média dos anos anteriores, chegando a estagnação no final de 2014. PIB com variação positiva de 2.7% em 2013 e 0.1% em 2014. Inflação geral (IPCA) foi de 5.91% e de eletricidade foi de 17.06% em 2013.	Maior seca dos últimos 90 anos e retomada econômica pós-pandemia mundial do COVID-19. Índice de Preços ao Consumidor teve variação positiva de 10.06%, juntamente com crescimento do PIB da ordem de 4.6%. Energia elétrica teve variação positiva de 21.21%.
Resposta dos Órgãos Reguladores e Controladores	Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para evitar novas crises e investimentos crescentes no setor ao longo dos anos seguintes. No curto prazo, optou-se pela contratação emergencial de energia.	Optou-se pela tentativa de reestruturação do setor via renovação antecipada de concessões e mudança nos parâmetros de pagamento dos geradores, com transferência de riscos para os consumidores.	Em análise
Modelo de Contratação de Energia Executado	Contratação emergencial de novos empreendimentos para geração de energia elétrica.	Renovação antecipada de concessões de geração.	Procedimento Competitivo Simples (PCS).
Risco Contratual para o Gerador de Energia	Baixo (sem mudança contratual).	Moderado (com mudança contratual).	Alto (devido à possibilidade de cancelamento de contrato).

FONTE: Elaboração Própria com dados do IBGE e EPE

88. Ao fim, essa piora na cultura de respeito às avenças, com a resolução antecipada de contratos do PCS, afugentaria investimentos, prejudicaria futuras tentativas de expansão da oferta de energia (e conseqüentemente a confiabilidade do sistema), aumentaria o risco-país e, ao fim, tornaria a energia mais cara para os consumidores.

89. Foi exatamente o que consignou o estudo dos Professores *Holland, Sampaio e Pieri* (doc. 1), segundo o qual “a segurança jurídica traz fortes incentivos aos investimentos; porém, a falta dela acarreta danos irreversíveis ao ambiente dos negócios, em especial, em setor como o da energia, muito dependente de decisões de longo prazo”.

90. A rescisão, portanto, vai contra o binômio basilar do mercado de energia elétrica: “garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o **equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços**”, previsto no art. 1º, X, da Lei n. 10.848/2004.

91. De fato, a questão se irradia sobre todos aqueles que contratam e que eventualmente contratarão com a Administração Pública, pois está em jogo o grau de estabilidade e equilíbrio dos contratos administrativos.

92. Em países em desenvolvimento como o Brasil, a quebra de confiança em projetos em curso afasta investidores internacionais.

93. O aumento da percepção de risco leva a um de dois resultados:

(i) ou os investimentos migram para nações percebidas como mais estáveis e seguras, obstando a implantação dos empreendimentos necessários ao desenvolvimento econômico do país;

(ii) ou a percepção de risco é precificada, inflando o chamado *custo Brasil* e, ao final, impactando negativamente os consumidores.

94. Quanto ao primeiro resultado – fuga de investidores –, o estudo dos Professores *Holland, Sampaio e Pieri* registra que “a instabilidade das regras do jogo gera baixos investimentos” (doc. 1).

95. Conforme dados do *World Justice Project*¹⁴ demonstram o Brasil já ocupa a 77ª posição no ranking internacional de previsibilidade de aplicação das normas.

96. Em estudo realizado pela Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base – ABDIB – em parceria com a Ernst & Young¹⁵, empresários e especialistas no setor de infraestrutura demonstram, em 2022, pessimismo bastante superior ao verificado no passado:



97. Nesse cenário já pessimista, a decisão de resolver os contratos impede tanto a previsibilidade futura quanto a estabilidade passada das relações jurídicas entre concessionário e Poder Concedente, violando o princípio da confiança e fragilizando ainda mais a percepção de risco para novos projetos no Brasil.

98. Quanto ao segundo resultado – precificação dos riscos –, os Professores *Holland, Sampaio e Pieri* ensinam que “*riscos associados a mudanças contratuais podem gerar exigência de maiores prêmios por parte dos investidores para a realização de aportes de recursos*” e que,

¹⁴ Disponível em: <https://worldjusticeproject.org/sites/default/files/documents/WJP-INDEX-21.pdf>

¹⁵ Disponível em: https://www.abdib.org.br/wp-content/uploads/2022/05/Barometro_Infraestrutura-7a-Edi%C3%A7%C3%A3o-Maio-2022.pdf

“no setor elétrico, esses prêmios podem se refletir em maiores preços de energia elétrica para o consumidor” (doc. 1).

III.4. Importância estrutural dos empreendimentos do PCS (visão de longo prazo)

99. Ao analisar a crise de 2021, o Plenário do TCU destacou que “*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” (acórdão n. 1.567/2022).*

100. Diante da certeza acerca da ocorrência de “*crise hídrica*”, a importância da incorporação das UTEs do PCS ao parque gerador adquire contornos especialmente críticos.

101. Com efeito, na crise hídrica ocorrida entre 2020 e 2021, 7 das UTEs contratadas pela CBEE quase 20 anos antes, em 2002 **contribuíram para afastar o cenário de racionamento:**

UTEs Bahia I, Itaenga, JB, Petrolina, Potiguar, Termocabo e Xavantes.

102. Na crise hídrica vivenciada em 2015, **22 das UTEs contratadas pela CBEE em 2002 encontravam-se disponíveis para operação e produziram energia para permitir a recuperação do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas à época:** UTEs Altos, Aracati, Bahia I, Baturité, Campo Maior, Caucaia, Cocal, Crato, Daia, Enguia Pecém, Iguatu, Itaenga, JB, Juazeiro do Norte, Marambaia, Marituba, Nazária, Petrolina, Potiguar, Termocabo, William Arjona 4/5 e Xavantes.

103. Com efeito, a contratação promovida pela CBEE na crise hídrica de 2001-2002, ao viabilizar a expansão do parque térmico com a incorporação de 54 UTEs, contribuiu para o enfrentamento de outros momentos de cenário hidrológico desfavorável, cujo recorte temporal extrapola os limites inicialmente considerados.

104. Essa contratação da CBEE também teve o condão de mitigar problemas locais de suprimento de energia elétrica ao longo do tempo.

105. Em 2003, ocorreu grave problema de suprimento de energia na região metropolitana de Manaus.

106. Para garantir o pleno atendimento da demanda local, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, reconhecendo (i) “a disponibilidade de energia elétrica proporcionada pelas usinas térmicas contratadas pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE para aumento da oferta” e (ii) “a flexibilidade e possibilidade de transferência de usinas térmicas para a região norte do país”, determinou, por meio da Resolução n. 2/2002¹⁶, a adoção de providências para deslocamento de UTEs contratadas pela CBEE para atendimento ao sistema Manaus.

107. De acordo com a ANEEL¹⁷, 9 das 54 UTEs contratadas pela CBEE foram transferidas para a região de Manaus – Aquiraz, Cagece, Coluna, Distrito Industrial I, Distrito Industrial II, Jaboti, Maranguape, Pacajus e Paraipaba –, contribuindo para a composição de “três novos empreendimentos, denominados UTEs Cidade Nova, São José e Flores”:

Tabela 2 – Demonstração das transferências outorgadas à empresa Ceará Geradora de Energia S.A.

Central de Origem	Número de Geradores	Potência Unitária (kW)	Potência Total (kW)	Outorga de Autorização	Central de Destino	Potência Total (kW)
Distrito Industrial I	13	1.600	20.800	Resolução nº 309, de 2003.	São José	41.600
Distrito Industrial II	13	1.600	20.800			
Jaboti	8	1.600	12.800	Resolução nº 309, de 2003.	Cidade Nova	17.600
Maranguape	3	1.600	4.800			
Coluna	6	1.600	9.600	Resolução Autorizativa nº 339, de 2004.	Flores	80.000
Cagece	9	1.600	14.400			
Maranguape	7	1.600	11.200			
Paraipaba	8	1.600	12.800			
Pacajus	6	1.600	9.600			
Aquiraz	9	1.600	14.400			
Novos Geradores ¹	5	1.600	8.000			

Fonte: ANEEL (http://www2.aneel.gov.br/cedoc/area2007871_1.pdf)

¹⁶ Disponível para consulta em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003002cnpe.pdf>.

¹⁷ Processos Administrativos n. 48500.002233/2003-77, 48500.002234/2003-30 e 48500.002011/2004-26.

108. Também no ano de 2003, em razão de possível interrupção do fornecimento de energia elétrica a regiões do estado do Ceará decorrente de desligamento programado de linhas de transmissão, a ANEEL, por meio do Despacho n. 189/2003¹⁸, autorizou o ONS a *“despachar as centrais geradoras contratadas pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, instaladas no Estado do Ceará, desde que esgotadas as demais alternativas, para atendimento das restrições operativas no Sistema Interligado Nacional - SIN, que poderão ocorrer durante o período do desligamento dos dois circuitos da LT 230 kV Milagres/Banabuiú/Fortaleza, para a execução dos serviços de conversão para 500 kV”*.

109. Diante do exposto, fica evidente a importância das UTEs contratadas pela CBEE, de forma emergencial, para mitigação de problemas de fornecimento de energia elétrica não relacionados com a crise hídrica que motivou tal contratação.

110. **Em outras palavras, a incorporação dessas novas fontes de geração ao SIN acabou por aumentar a confiabilidade do sistema como um todo, de forma duradoura.**

111. **As UTEs contratadas no PCS, diante de sua semelhança com as usinas contratadas pela CBEE, também têm esse potencial de contribuição duradoura ao SIN mesmo após o encerramento dos contratos.**

112. A reforçar tal entendimento, resgate-se a conclusão externada no acórdão n. 1.567/2022 do TCU de que *“a crise de 2021 não pode ser atribuída a um único fator, qual seja, das menores vazões afluentes”*.

113. Se a crise de 2021 – que exigiu intenso despacho térmico e expressiva importação de energia – não é explicada apenas pelo aspecto hidrológico, **a utilização da geração**

¹⁸ Disponível para consulta em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2003189.pdf>.

termelétrica negociada no PCS se mostrará imprescindível ao SIN, ainda mais diante da existência de disfuncionalidades do setor elétrico brasileiro apontadas pelo TCU, quais sejam:

(i) “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)”;

(ii) “inconsistências no valor do custo de energia dos modelos, (...) demonstrando o descasamento entre os resultados dos modelos matemáticos e a realidade”;

(iii) “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)”;

(iv) “redução relativa das hidrelétricas com reservatórios (TC 027.282/2016-3 e TC 029.192/2016-1, relatados pelo Min. José Múcio)”;

(v) “ausência de um plano de contingência para situações de alto risco de desabastecimento (TC 003.025/2015-2, relator Min. José Múcio Monteiro)”; e

(vi) “constatação de que as Bandeiras Tarifárias não sinalizarem aos consumidores a escassez de energia (TC 025.919/2017-2, relatado pelo Ministro Aroldo Cedraz)”.

III.5. Importância imediata para a confiabilidade do SIN (visão de curto e médio prazos)

114. Nos termos do art. 20 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB, “nas esferas **administrativa**, controladora e judicial, não se decidirá com base em valores jurídicos abstratos **sem que sejam consideradas as consequências práticas da decisão**”.

115. No caso, as consequências práticas da rescisão dos CERs do PCS, inclusive aqueles de titularidade da Âmbar, devem ser perquiridas à luz do art. 1º, X, da Lei n. 10.848/2004, segundo o qual a comercialização de energia no SIN deverá adotar “*critérios gerais de **garantia de suprimento de energia elétrica** que assegurem o **equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços**”.*

116. Para além de proclamar que os critérios **gerais de suprimento seriam fixados de maneira a promover equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços**, a Lei n. 10.848/2004 previu diversas medidas destinadas à persecução desse objetivo¹⁹.

117. Uma dessas medidas concretas foi justamente o PCS, instituído com vistas a “***garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País**”*, conforme a Portaria n. 24/2021 do MME.

118. Destarte, a **contratação dessas usinas está diretamente voltada, desde a sua concepção, a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN**, pelo que a rescisão dos CERs vulneraria esse quadro já nos curto e médio prazos.

119. Primeiro, porque, como narrado, o CMSE atribuiu ao PCS “***caráter preventivo e antecipado**”*, na medida em que a entrega de energia ao longo de 2022, 2023, 2024 e 2025 “*contribuirá com a **garantia do atendimento e elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos**”*.

120. O PCS não foi concebido apenas como solução imediatista, destinada somente a evitar déficit pontual de geração ao longo de 2022.

¹⁹ Exemplos dessas medidas legislativas constam dos seguintes dispositivos da Lei nº 10.848/04: (i) incisos VIII a X do *caput* do artigo 1º; (ii) incisos I e III do § 4º do artigo 1º; (iii) *caput* e § 8º do artigo 2º; (iv) *caput* e §§ 1º a 3º do artigo 3º; (v) artigo 8º, ao conferir nova redação ao § 7º do artigo 15 da Lei nº 9.074/95; (vi) artigo 9º, ao conferir nova redação ao inciso XVII do artigo 3º da Lei nº 9.427/96; (vii) artigo 10, ao conferir nova redação ao inciso VI do artigo 2º da Lei nº 9.478/97; e (viii) artigo 14, ao autorizar a constituição “*do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.*”

121. Foi, muito além disso, medida voltada a evitar o deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste durante os períodos secos dos próximos três anos.

122. Assim, valer-se da melhora conjuntural da hidrologia para descartar medida que objetiva também endereçar situação de risco ao longo dos próximos anos significaria desvirtuar o próprio PCS e afrontar diretamente a confiabilidade de suprimento no horizonte próximo.

123. Segundo, porque a descontratação das usinas teria severos efeitos negativos sobre o planejamento setorial, haja vista que **a oferta proporcionada pelos empreendimentos do PCS vem sendo considerada no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO**, conforme datas de tendência homologadas mensalmente pelo CMSE.

124. Terceiro, a rescisão dos CERs **reduziria significativamente o nível de geração inflexível do sistema**.

125. Consoante externado pelo ONS no sumário executivo do Plano da Operação Energética – PEN 2022²⁰, a alta parcela de inflexibilidade **“é um dos motivos para a *obtenção de baixos riscos de déficits estruturais*” no período de 2022 a 2026**.

126. Consequentemente, a redução do nível de geração inflexível conduzirá ao aumento dos **riscos de déficits estruturais no período indicado**, haja vista a maior necessidade de parcela da carga do SIN ser atendida pelo despacho hidrotérmico por ordem de mérito.

127. Quarto, a preservação das UTEs contratadas no PCS é medida que protege o sistema dos efeitos do cenário atual de expansão do parque gerador, no qual se verifica a ausência de implantação de novas usinas hidrelétricas com reservatório de armazenamento.

²⁰ Disponível em http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN_2022_Revisao_05092022.pdf

128. O ponto é explorado no estudo dos Professores *Holland, Sampaio e Pieri* (**doc. 1**), segundo o qual o principal impacto desse cenário “*é a perda de flexibilidade por parte do operador do sistema (ONS), que fica suscetível às intempéries do clima e à sazonalidade dos recursos para operar o sistema*”

129. No mesmo sentido, o TCU, no bojo do Acórdão n. 1.567/2022, também já concluiu que “*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*”.

130. De fato, a construção de hidrelétricas sem reservatório cria cenário no qual o SIN percebe aumento de capacidade de geração, mas não aumento de potência.

131. O planejamento setorial, ao não endereçar essa dissociação entre capacidade de geração e potência, tornou o sistema demasiadamente dependente dos regimes hidrológicos.

132. Diante dessa previsão de “*crises cada vez mais frequentes*” associadas à falta de potência, o SIN não tem condições de desprezar e desperdiçar o aumento de potência proporcionado pelos empreendimentos do PCS, aumento esse voltado justamente à “*otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o **enfrentamento da [...] escassez hídrica***”.

133. Com efeito, são empreendimentos de geração que estarão à plena disposição do SIN em futuros momentos de hidrologia adversa, aptos a evitarem novo estresse dos recursos hidroenergéticos e a necessidade de políticas de redução de demanda.

134. Foi exatamente o que se verificou, por exemplo, em relação às UTEs contratadas pela CBEE durante a crise hídrica 2001-2002. Conforme já destacado, a referida contratação contribuiu para o enfrentamento de outras crises hídricas, como as de 2015 e 2021.

135. Quinto – e ainda nesse mesmo sentido –, a ausência dos contratos do PCS AMPLIARIA O ATUAL CENÁRIO DE VIOLAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA preconizados pelo CNPE, problema apontado pelo ONS no PEN 2022.

136. Segundo o Operador, **JÁ HÁ RISCO EXPLÍCITO DE INSUFICIÊNCIA DE OFERTA DE POTÊNCIA ACIMA DE 5% EM 2025**, haja vista o descomissionamento de parte do parque térmico previsto no plano decenal de expansão de energia:



137. Não por outra razão, o ONS, no âmbito do PEN 2022, recomendou a adoção de “ações no sentido de que o equilíbrio estrutural seja restaurado”, conforme retratado pelo CMSE na sua 268ª reunião, realizada em 03.08.2022.

138. A manutenção da contratação do PCS afigura-se como solução incidental para esse problema estrutural de déficit de potência do SIN no horizonte do planejamento setorial.

139. Não só: revela-se **a melhor solução possível**, especialmente porque os CERs já estão firmados e grande parte dos empreendimentos se encontra em operação ou apta a operar.

140. Ademais, também se afigura a melhor solução diante da pouca probabilidade de se lograr planejar, aprovar e realizar outro leilão a tempo de resolver o problema de déficit de potência que se avizinha.

141. A rescisão dos CERs do PCS, por outro lado, iria justamente no sentido oposto ao alertado pelo ONS, **potencializando o risco de violação dos critérios de suprimento de potência e podendo até mesmo antecipar o problema para antes de 2025.**

142. Ao fim, a modicidade momentaneamente proporcionada pela rescisão dos contratos traduzir-se-ia em déficit de potência no futuro próximo, o que **conduziria a cortes de carga ou à contratação emergencial de energia a preços mais caros que os praticados no PCS.**

143. Como resultado, a própria modicidade tarifária seria futuramente vulnerada.

144. Basta tomar por parâmetro a contratação emergencial das ofertas adicionais de geração instituídas pela Portaria MME n. 17/2021, cujos preços atingiram o patamar de R\$ 1.972,56/MWh²¹, valor quase R\$ 400/MWh superior aos praticados pela Âmbar em seus CERs.

145. Igualmente, lembre-se que foram aceitas, em 2021, ofertas de importação de energia da Argentina e do Uruguai a R\$ 2.300,00/MWh, isto é, R\$ 700/MWh a mais do que o pactuado com a Âmbar.

146. Da mesma forma, a CCEE estimou que, atualmente, cada unidade de energia não fornecida por falta de oferta suficiente de geração tem um custo para o sistema de R\$ 7.643,82/MWh, ou seja, R\$ 6.000/MWh a mais que o preço médio da contratação da Âmbar.

²¹ Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/anexo-3_tabela-ofertas-aprovadas-portaria-mme-no-17-2021.pdf/@download/file/Anexo%203_Tabela%20ofertas%20Aprovadas%20Portaria%20MME%20n%C2%BA%2017-2021.pdf

147. Fica claro que a rescisão dos CERs, a um só tempo, colocaria em risco tanto (i) a confiabilidade de fornecimento do SIN quanto (ii) a modicidade tarifária no horizonte próximo.

148. **Portanto, a descontinuidade das contratações teria como consequência prática a violação frontal ao art. 1º, X, da Lei n. 10.848/2004.**

149. De fato, a rescisão não atenderia nem à confiabilidade de fornecimento, nem à modicidade de tarifas e preços, muito menos conciliaria ambos os princípios.

III.6. Outras vantagens proporcionadas ao SIN com a preservação das UTEs do PCS

III.6.1. Barateamento do custo unitário da geração termelétrica no país

150. As 14 UTEs a gás natural contratadas no PCS – que irão proporcionar aumento da capacidade instalada do SIN em mais de 1.177 MW – têm receita fixa total de R\$ 11,7 bilhões por ano, dos quais R\$ 4,6 bilhões anuais estão relacionados à geração inflexível no patamar de aproximadamente 696 MW_{méd}, o qual corresponde a 92% de todo o montante contratado.

151. Ao se dividir a receita fixa anual pela energia contratada desse parque térmico, obtém-se **valor de receita fixa unitária de R\$ 1.774/MWh.**

152. De acordo com o informe do PMO do mês de outubro de 2022²², o atual parque térmico disponível para operação apresenta capacidade máxima de geração de 22.500 MW, com custos variáveis que chegam a mais de R\$ 3.000/MWh²³.

²² Disponível para consulta na página do ONS na Internet, no link:

http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20OUT_2022%20-%20RV0.pdf.

²³ A UTE Ibirité, com capacidade instalada de 226 MW, possui CVU atualizado de R\$ 3.018,24/MWh.

153. Das UTEs despachadas centralizadamente que compõem a atual oferta do SIN, é possível identificar que 11 usinas – com capacidade instalada total de 1.253 MW – apresentam Custo Variável Unitário – CVU acima de R\$ 1.830/MWh, ou seja, **superior ao custo unitário médio das 14 UTEs a gás natural contratadas no PCS:**

N.	Usina	Combustível	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Energia gerada em 2/2021** (MW _{méd})
1	Daia*	Óleo comb.	147,0	1.841,81	0,0
2	Apoena (antiga Cam. Muricy I)*	Óleo comb.	147,0	1.841,81	60,4
3	Guarani (antiga Areambepe)*	Óleo comb.	150,0	1.841,81	62,3
4	Goiânia 2*	Óleo diesel	140,0	1.932,57	40,1
5	Petrolina*	Óleo comb.	136,0	2.020,71	74,2
6	Potiguar 3*	Óleo diesel	66,0	2.035,84	10,1
7	Potiguar*	Óleo diesel	53,0	2.035,86	11,9
8	Pau Ferro I*	Óleo diesel	94,0	2.280,57	35,5
9	Termomanaus*	Óleo diesel	143,0	2.280,57	78,6
10	Xavantes*	Óleo diesel	54,0	2.638,76	42,0
11	Ibirité (atual Aureliano Chaves)	Gás natural	226,0	3.018,24	173,1
TOTAL			1.253,0	2.366,05	588,2

*usinas comprometidas com CCEARs

** montante extraído do banco de dados de geração da CCEE²⁴

154. A última coluna da tabela apresenta o patamar de geração dessas 11 UTEs no segundo semestre de 2021, período marcado pelas decisões da CREG e do CMSE voltadas à priorização do despacho térmico para garantir o suprimento do SIN.

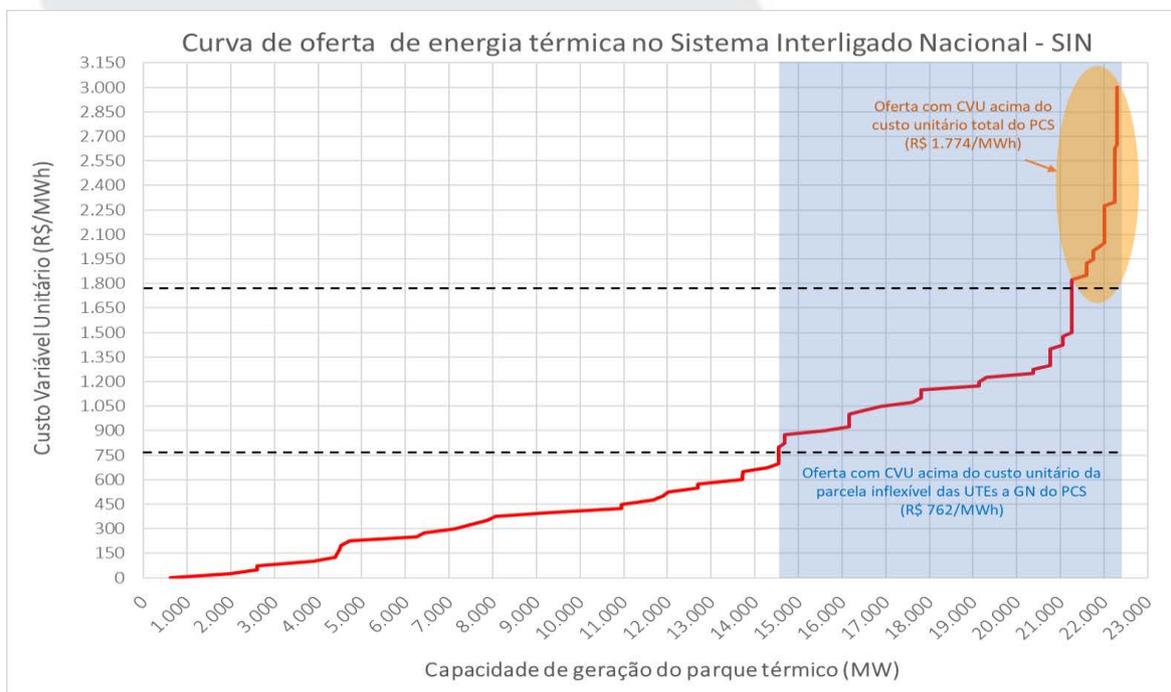
155. Com tal nível de geração – 588,2 MW_{méd} – e considerando o atual patamar de CVU, o despacho desse parque térmico implicaria custos anuais superiores a R\$ 12 bilhões, ou seja, valores acima dos custos totais das 14 UTEs a gás natural comprometidas com o PCS, as quais, só na parcela inflexível, disponibilizariam mais energia – 696 MW_{méd}.

²⁴ Planilha InfoMercado – Dados Individuais – 2021

https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/InfoMercado_Dados_Individuais-Dez2021.xlsx/f7d30b67-a650-cd6c-d363-862c73e826aa.

156. Quando se considera que as 14 UTEs a gás natural contratadas no PCS têm custo anual de R\$ 4,6 bilhões para entrega da energia inflexível no montante de 696 MW_{méd}, o custo unitário dessa inflexibilidade é de R\$ 762,5/MWh, valor inferior ao custo unitário de geração de 33 UTEs que compõem a oferta do SIN, com quase 8.000 MW de capacidade instalada.

157. O gráfico abaixo, elaborado a partir dos dados do PMO de outubro de 2022, ilustra o patamar de custos das usinas a gás natural contratadas no PCS no contexto da atual curva de oferta de energia térmica do SIN:



158. Em outras palavras, mais de um terço de todo o parque térmico atualmente disponível para despacho centralizado do ONS tem custo variável superior ao custo unitário da parcela inflexível das 14 UTEs a gás natural contratadas no PCS, o que evidencia que essas contratações proporcionam o barateamento dos custos da geração termelétrica no país.

159. No caso dos contratos firmados com a Âmbar, o barateamento da operação do SIN é ainda maior, haja vista que os custos dos CERs da empresa são inferiores ao da média das 14 UTEs a gás natural contratadas no PCS:

(i) receita fixa unitária de R\$ 1.734,87/MWh²⁵, contra média de 1.774/MWh; e

(ii) custo unitário da geração inflexível de R\$ 750/MWh, contra média de R\$ 762/MWh.

III.6.2. Menor dependência da importação de energia

160. Diante da plena utilização do parque térmico ao longo do segundo semestre de 2021, o SIN foi compelido a importar energia proveniente da Argentina e do Uruguai, consoante disciplinado na Portaria MME n. 339/2018²⁶.

161. De acordo com as deliberações do CMSE²⁷ e com base em dados da CCEE²⁸ e do ONS²⁹, é possível verificar que, somente nos meses de outubro e novembro de 2021, foram gastos mais de R\$ 2,5 bilhões³⁰ para importar aproximadamente 972 MW_{méd} de energia, o que resulta em custo unitário próximo de R\$ 1.800/MWh.

²⁵ Valor fixado pelo Despacho ANEEL n. 1.872/2022 (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20221872.pdf>), que já reflete o desconto proposto pela Âmbar.

²⁶ Disponível para consulta em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018339mme.pdf>.

²⁷ Vide atas das reuniões do Comitê (https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021?b_start:int=40)

²⁸ Planilha InfoMercado – Dados Individuais – 2021

https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/InfoMercado_Dados_Individuais-Dez2021.xlsx/f7d30b67-a650-cd6c-d363-862c73e826aa

²⁹ http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/intercambios_energia.aspx.

³⁰ Despesas cobertas com (i) pagamento de Encargo de Serviços do Sistema – ESS e (ii) recursos advindos da liquidação da energia importada a PLD.

162. O pico da importação ocorreu na semana operativa de 6 a 12 de novembro de 2021, período em que foram importados (i) 1.504 MW_{méd} da Argentina e (ii) 545 MW_{méd} do Uruguai a custos que, em termos unitários, superaram R\$ 2.300/MWh, consoante o Informe do PMO³¹.

163. Essa importação, viabilizada em virtude do aceite de propostas de valores superiores aos da contratação das 14 UTEs a gás natural do PCS, foi realizada de forma interruptível e sem lastro físico associado, de maneira que a utilização desses recursos energéticos não teve o condão de garantir oferta firme para momentos futuros e nem de aumentar a oferta de potência do SIN.

164. Na medida em que as UTEs do PCS (i) expandem, de forma duradoura, o parque térmico disponível a preços de geração mais módicos e (ii) reduzem a necessidade de importação de energia, a manutenção das contratações proporcionará o barateamento do suprimento do SIN e o aumento da confiabilidade.

III.7. Insubstância das alternativas propostas com vistas à substituição das UTEs do PCS

165. Para mitigar a atual e a futura importância sistêmica das UTEs contratadas no PCS, sobretudo no que diz respeito à contenção do déficit de potência do SIN entre 2025 e 2026, a NT n. 24/2022/SE busca relativizar os riscos sistêmicos associados à lacuna que seria deixada pela eventual descontratação dessas usinas.

166. Com o propósito de demonstrar que a proposta de rescisão dos CERs resultantes do PCS não causaria “*violação dos parâmetros de suprimento de potência*”, o MME, conforme destacado na NT n. 24/2022/SE, solicitou ao ONS simulações distintas daquelas que embasaram o PEN 2022-2026.

³¹ http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20NOV_2021%20-%20RV1.pdf.

167. As conclusões alcançadas pelo Operador foram no sentido do “*pleno atendimento aos critérios de suprimento de energia*”.

168. Porém, em termos de “*atendimento da demanda de potência*”, foi apontada a necessidade, “*para alguns cenários futuros prospectados*”, de ações “*no sentido de se manter o equilíbrio estrutural no atendimento à ponta*”.

169. Diante dessas conclusões, a NT n. 24/2022/SE apresenta as seguintes alegações:

(i) a causa da violação dos parâmetros de suprimento de potência é “*a premissa de descontratação das usinas termelétricas que vencem seu contrato até 2026*”; e

(ii) “*não obstante o risco, entende-se que as eventuais necessidades nominais identificadas [de potência] poderiam ser recompostas com medidas adicionais ou mesmo com a recontratação dessas usinas, similar ao que foi feito em 2021*”.

170. Nesse contexto, a NT n. 24/2022/SE elencou medidas alternativas à preservação das UTEs do PCS, que poderiam ser implementadas “*caso cenário menos provável [de déficit de potência] se caracterize*”:

(i) “*monitoramento mensal pelo CMSE das condições de atendimento à potência até o ano de 2025*”;

(ii) “*possibilidade de recontratação das usinas termelétricas que possuem contratos vencendo em 2025*”;

(iii) realização de “*leilão de reserva de capacidade de potência com 2 anos de suprimento*”;

(iv) utilização do “*Programa de Resposta da Demanda*”;

(v) flexibilização dos “critérios operativos adotados” e de “restrições hidráulicas”; e

(vi) promoção de “acordos bilaterais de importação de energia elétrica e mecanismos de incentivo à oferta adicional de energia”.

171. Não obstante, tais medidas (i) ou possuem custos superiores aos do PCS (ii) ou têm natureza conjuntural, sem aptidão para efetivamente resolver o problema.

172. Conforme reconhecido pelo MME (i) na Nota Técnica n. 38/2021/SE, emitida com a finalidade de respaldar a realização do PCS, e (ii) nas manifestações apresentadas ao TCU no âmbito do TC n. 016.319/2021-4, **a importação de energia, a oferta adicional de energia e a Resposta Voluntária da Demanda – RVD** efetivadas em 2021 **apresentaram custos unitários de até R\$ 2.202,20/MWh³², R\$ 2.700/MWh³³ e R\$ 1.800/MWh³⁴, respectivamente.**

173. O PCS, por sua vez, teve preço médio unitário de **R\$ 1.563,61/MWh** e receita fixa unitária média de **R\$ 1.720,18/MWh**.

174. Afora os custos mais elevados que os do PCS, o próprio MME já defendeu perante o TCU, nos autos da TC n. 016.319/2021-4, que a importação de energia e as ofertas adicionais de geração são **“recursos que não podem ser considerados previsíveis, estáveis, confiáveis e seguros para o atendimento da carga do sistema”**.

175. Igualmente, as propostas de (i) “*monitoramento mensal pelo CMSE*”, (ii) recontração de usinas termelétricas cujos contratos expiram em 2025, (iii) realização de leilão

³² “Argentina – 293 e 311 MW médios – dias 20 e 21/10/2021, respectivamente”.

³³ “Uruguaiana – 366 MW médios”.

³⁴ “CBA – 50 MW médios”.

de reserva de capacidade de potência “com 2 anos de suprimento” e (iv) flexibilização de critérios operativos e de restrições hidráulicas **cuidam-se de medidas paliativas e incertas**.

176. Tais medidas refletem estratégia arriscada sob o viés da confiabilidade de suprimento, a qual consiste em aguardar a caracterização de eventual cenário de déficit de potência para, então, tentar-se implementar soluções paliativas de natureza conjuntural.

177. Ocorre que, conforme apontado pelo TCU no Acórdão n. 1.567/2022, o MME, nos termos do parágrafo único do art. 41 da Lei n. 13.844/2019, tem o dever de “*zelar pelo equilíbrio conjuntural e **estrutural** entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país*”.

178. Como o déficit de potência apontado no PEN 2022-2026 possui caráter estrutural, a adoção de medidas paliativas e incertas para mitigar tal risco não se mostra adequada, ainda mais quando essas medidas se destinam a compensar as perdas eletroenergéticas causadas pela decisão de rescindir os CERs do PCS e dispensar as respectivas UTEs.

179. Com efeito, prescindir-se-ia de novos recursos de geração que certamente seriam incorporados ao parque termelétrico do SIN em prol de recursos incertos e esporádicos.

180. Ademais, a SeinfraElétrica do TCU registrou, no âmbito do TC 016.319/2021-4, que uma das causas da crise de 2021 foi justamente 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*”.

181. Destarte, a adoção da **(i) postura reativa** proposta na NT n. 24/2022/SE, consistente na estratégia de aguardar a ocorrência de déficit de potência para somente depois agir, em vez

da (ii) postura preventiva, consistente em manter a contratação de UTEs aptas a contingenciarem esse eventual déficit, **repete conduta que a SeinfraElétrica já apontou como causadora do quadro crítico vivido em 2021.**

III.7.1. Desdobramento da proposta de recontração de UTEs a óleo

182. A proposta de recontração de UTEs com contratos que vencerão em 2025 ainda implicaria manter na matriz elétrica nacional usinas que utilizam óleo diesel/combustível, em violação ao cenário indicado no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2031.

183. Segundo o PDE 2031, todas as UTEs a óleo diesel/combustível atualmente comprometidas com CCEARs **serão descomissionadas ao final do período de suprimento dos respectivos contratos**, de modo que essa oferta de energia poluente **deixe de compor, de forma definitiva, a matriz elétrica nacional.**

184. Afora o aspecto ambiental, o descomissionamento de todas as UTEs a óleo diesel/combustível tem o condão de reduzir os custos da geração termelétrica do SIN, dado o elevado patamar de CVU que essas usinas apresentam.

185. Portanto, recontratar UTEs a óleo diesel/combustível como alternativa às UTEs do PCS implica submeter o sistema a oferta mais cara de geração, com consequente repercussão negativa sobre os consumidores.

III.7.2. Disponibilidade superestimada do parque térmico no PEN 2022-2026

186. Embora os estudos desenvolvidos pelo ONS no âmbito do PEN 2022-2026 tenham sido reavaliados para considerar os cenários apontados na NT n. 24/2022/SE, os novos resultados mantiveram a sinalização de déficit de potência acima de 5% a partir de 2025.

187. Além de **prever a efetiva implantação de boa parte do parque térmico contratado no PCS**, o PEN 2022-2026, na definição da configuração térmica de referência – ou seja, na composição da oferta térmica para suprimento do SIN –, considerou **capacidade de geração de 17.468,63 MW_{méd}** proveniente de 36 UTEs em operação:

N.	Usina	Disponibilidade máxima (MW _{méd})
1	Onça pintada	43,79
2	P. Pecém I	638,78
3	P. Pecém II	331,75
4	P. Sergipe I	1.382,47
5	Palmeiras de Goiás	0,00
6	Pampa Sul	261,72
7	Parnaíba IV	48,88
8	Pau Ferro I	81,23
9	Pernambuco III	46,53
10	Petrolina	98,39
11	Ponta Negra	64,00
12	Porto Itaquí	329,95
13	Potiguar	0,00
14	Potiguar III	0,00
15	Predilecta	4,69
16	Prosperidade	26,10
17	São Sepé	6,07
18	Seropédica (Barbosa L. Sobrinho)	266,33
19	St. Cruz Nova	424,44
20	Sta Vitória	30,80
21	Suape II	307,76
22	Tambaqui	0,00
23	Termobahia (Celso Furtado)	127,74
24	Termocabo	42,74
25	Termo Ceará (Sen. Carlos Jer.)	145,94
26	Termomacaé (Mário Lago)	808,35
27	Termomanaus	114,43
28	Termonordeste	156,74
29	Termoparaíba	157,29
30	Termopernambuco	493,69

31	Termorio (Gov. Leonel Brizola)	881,52
32	Três Lagoas (Luiz Carlos Prestes)	270,33
33	Vale do Açú (Jesus S. Pereira)	231,85
34	Viana	171,66
35	W. Arjona	149,98
36	Xavantes	53,35
TOTAL		17.468,63

188. Ocorre que as UTEs em questão apresentaram, no período de julho a novembro de 2021 – auge da crise hídrica –, **geração média inferior a 15.400 MW_{med}**.

189. Com efeito, no período em que todo parque térmico existente foi despachado na sua plenitude por força de decisões da CREG e do CMSE, **a geração média alcançada pelo parque existente ficou mais de 2.000 MW_{med} abaixo da disponibilidade considerada nos estudos do ONS** que já apontaram risco de déficit de potência acima de 5% a partir de 2025!

190. Se considerarmos a máxima geração mensal apresentada pelas referidas UTEs no período de julho a novembro de 2021, verifica-se que a oferta proporcionada por esse parque térmico foi da ordem de 16.250 MW_{med}, o que reforça a constatação de que a disponibilidade térmica utilizada no PEN 2022-2026 está superestimada.

191. O cenário que, no plano teórico, já era de risco de déficit de potência, afigura-se ainda mais grave no plano fático, no qual se considera a capacidade real de geração do parque térmico existente.

192. Portanto, não se sustenta a sinalização trazida pela NT n. 24/2022/SE de que as UTEs do PCS não são imprescindíveis para a garantia da confiabilidade de suprimento do SIN no horizonte próximo do planejamento.

III.8. Impossibilidade de os consumidores se beneficiarem com a rescisão dos CERs do PCS

193. Ao defender que a proposta de solução amigável para os CERs do PCS somente deveria ser aplicável para agentes cujas usinas entraram em operação comercial estritamente dentro do prazo previsto em contrato, a NT n. 24/2022/SE parte da premissa de que, **para os geradores que tenham incorrido em qualquer atraso, a única medida cabível seria a rescisão contratual por inadimplemento, com aplicação de multa rescisória:**

“10.6. A rescisão unilateral dos contratos firmados em decorrência do PCS tem previsão na Cláusula 10ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e na Cláusula 12ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica. Essas cláusulas relacionam algumas hipóteses de resolução do contrato e estabelecem a possibilidade de rescisão a critério da parte adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra parte. [...]

10.8. A resolução contratual e as penalidades previstas nessas cláusulas devem ser aplicadas, por exemplo, para os empreendimentos que não entraram em operação comercial ou entraram em operação com atraso superior a noventa dias, bem como para os casos de desligamento do vendedor da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

10.9. Como destacado anteriormente, dez empreendimentos não entraram em operação comercial nos prazos acordados e devem ter seus contratos resolvidos por inadimplência. As multas associadas a esses contratos passam dos R\$ 9,2 bilhões [...]

10.10. Para esses casos, a rescisão unilateral decorre da inadimplência do vendedor e, portanto, cabe a ele pagar a penalidade de multa por resolução, conforme definido no contrato”.

194. Nos termos da Nota Técnica, *“a rescisão desses contratos reduz os custos do PCS, devido ao não pagamento da energia associada aos contratos resolvidos; além disso, o recebimento das multas aumenta os recursos da Conta de Energia de Reserva – CONER, trazendo benefícios para os consumidores de energia elétrica”.*

195. Ocorre, porém, que tal premissa adotada pela NT de abertura da presente Consulta Pública **revela-se equivocada, por ao menos três fundamentos.**

III.8.1. Precedentes em casos semelhantes

196. **Primeiro**, porque não há histórico no País de rescisão de CER de usina viável, em grau avançado de implantação.

197. O § 1º do artigo 1º do Decreto n. 6.353/2008 prevê expressamente que a energia de reserva é aquela “*destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN*”, de maneira que sua contratação concretiza o princípio da confiabilidade de fornecimento, o qual norteia o setor.

198. Diante de sua finalidade e relevância, a rescisão de CERs não é medida trivial, pois significa a frustração de contratação tida como estratégica para o País.

199. **Tanto por isso, a rescisão de CERs por atraso é a mais absoluta exceção.**

200. A afirmação não consiste em mero exercício de retórica ou em aplicação abstrata do princípio da preservação dos contratos, mas reflete dados oficiais publicados pela CCEE³⁵:

(i) ao todo, 414 usinas tiveram sua energia contratada na modalidade de reserva;

(ii) dessas 414 usinas, 281 – ou **67%** – tiveram atrasos em sua implantação, com inobservância do marco contratual previsto para o início do suprimento; e

(iii) dessas 281 usinas, **apenas 21 tiveram rescisão dos CERs que lhe eram atrelados.**

³⁵ Disponíveis em:

https://www.ccee.org.br/documents/80415/919432/Resultado_Consolidado_Setembro_2022.xlsx/59a91cbe-fd38-ebf5-9945-1b12c12503ef

201. Em suma: apenas 7% dos casos de descumprimento de prazo para início da entrega de energia resultaram em rescisão dos CERs, de maneira que 93% dos contratos atrasados foram mantidos, com o que fica claro que sua preservação é a regra!

202. Ademais, ao se analisarem detidamente os motivos conducentes à rescisão dos CERs nos 21 casos³⁶ que perfazem a exceção dos 7%, constata-se que:

(i) em 19 desses 21 casos – 90% –, a medida foi atribuída pela ANEEL ao fato de que as obras de implantação das usinas nem sequer haviam sido iniciadas ou nunca passaram de estágio muito incipiente;

(ii) um dos casos diz respeito a rescisão amigável, diante da reconfiguração da usina, de PCH para CGH, com o que sua potência passou a ficar aquém dos montantes contratados; e

(ii) apenas um único caso diz respeito a usina termoeétrica já implantada, mas que teve a perda superveniente de disponibilidade de combustível e, ao acumular débitos pela entrega de energia a menor, foi desligada da CCEE.

203. Perceba-se que nunca foi rescindido CER de usina cujas obras tivessem atingido estágios relevantes, com reais perspectivas de conclusão e operação.

204. O único contrato associado a usina construída já rescindido diz respeito justamente a usina que perdeu suas condições de operação diante da indisponibilidade de combustível.

205. Tampouco se diga que os atrasos dessas 281 usinas foram desprezíveis, pois há descumprimentos de prazo das mais variadas proporções nesse rol.

³⁶ Usinas Araras, Lagoa Seca, Vento do Oeste, Garças, São Fernando Energia I, Ventos de Sebastião, Ventos de Santa Rosa, Ventos de Santo Inácio, Ventos de São Geraldo, Miassaba 4, Caiçara 2, Caiçara do Norte 1, Famosa I, Cabo Verde 5, Cabo Verde 4, Granja Vargas 2, Granja Vargas 3, FRV Massapê, Inharé I, Nova Cruz e Castanhão.

206. A título de exemplo, confirmam-se **casos em que o atraso superou 4 anos, sem que houvesse rescisão dos CERs:**

Usina	Data prevista para início de suprimento	Data da entrada em operação da usina	Tempo de atraso (meses)
Carcará	01/09/2015	14/02/2020	54
Corrupião 3	01/09/2015	13/02/2020	54
Caititu 3	01/09/2015	29/01/2020	54
Caititu 2	01/09/2015	28/01/2020	54
São Judas	01/09/2013	01/12/2017	52
Arapapá	01/09/2015	21/11/2019	51
Teiú 2	01/09/2015	20/11/2019	51
Acauã	01/09/2015	13/11/2019	51
Cristal	01/09/2013	10/11/2017	51
Primavera	01/09/2013	10/11/2017	51
Angical 2	01/09/2015	17/09/2019	49

207. Frise-se que diversos atrasos também ocorreram na contratação emergencial promovida pela CBEE em 2001 – das 54 usinas contratadas, 24 descumpriram o prazo de início de suprimento, como identificou o TCU no TC 006.734/2003-9³⁷.

208. Nem por isso houve a rescisão dos contratos – o que, como já visto, mostrou-se acertado, à vista da importância que as usinas implantadas com arrimo nessa contratação tiveram para o sistema nos anos vindouros.

209. De fato, a rescisão é tão atípica que, afora os 21 citados casos que compõem os 7% do universo de 281 empreendimentos atrasados, **somente houve término antecipado dos CERs para as 25 usinas cujos titulares aderiram voluntariamente ao Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva instituído pela Portaria n. 151/2017-MME.**

³⁷ “Até junho de 2003, 30 das 54 usinas estavam prontas para gerar energia”.

210. O Mecanismo abarcou justamente as usinas que não estavam em operação – nem mesmo em teste:

“Art. 3º Serão elegíveis, para participação no Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva, os empreendimentos de geração cuja energia tenha sido contratada em Leilão de Energia de Reserva e que atendam, cumulativamente, às seguintes condições na data de publicação do Edital:

I - façam parte de CER vigente; e

II - não tenham iniciado Operação em Teste.”

211. Por abranger as usinas que “*não tenham iniciado operação em teste*”, o Mecanismo acabou por criar oportunidade de desfecho amigável a usinas em atraso.

212. O teor amigável da descontratação ficou claro no § 7º, I, do artigo 7º-A do Decreto n. 6.353/2008, ao se **isentar o agente da multa rescisória**:

“Art. 7º-A. A energia de reserva poderá ser descontratada mediante realização de mecanismo competitivo, a ser promovido pela ANEEL, direta ou indiretamente por meio da CCEE, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia. [...]

§ 7º A homologação das propostas vencedoras pela ANEEL implicará:

*I - rescisão automática ou, em caso de CER com mais de uma usina contratada, aditamento do CER para redução de montantes vendidos em parcela equivalente aos empreendimentos integrantes da proposta, **sem aplicação da multa rescisória;**”*

213. Ainda a propósito do tema, destaque-se que a ANEEL possui precedente no sentido de que **a rescisão imposta pela Agência é medida desproporcional quando a usina já se encontra em estágios avançados de implantação**, como no caso da Âmbar, que já concluiu a implantação das 4 UTEs originalmente negociadas no PCS.

214. Foi o que decidiu a Diretoria da ANEEL ao analisar atraso na implantação da UFV Coremas III, cuja energia foi negociada no 8º LER³⁸.

215. O CER firmado naquele certame previa, em sua subcláusula 18.2.2, a possibilidade de rescisão no caso de ***“o atraso superior a 120 (cento e vinte) dias em qualquer um dos marcos de implantação constantes do ato de outorga do empreendimento contratado”***.

216. Apesar de (i) a entrada em operação comercial da usina ter ocorrido somente em 17.11.2020³⁹, ou seja, **2 anos e 17 dias após a data de início do período de suprimento do respectivo CER – 1º.11.2018 –**, e (ii) do indeferimento do pedido de excludente de **responsabilidade** do gerador por esse atraso, a Diretoria da ANEEL decidiu, por meio do Despacho n. 3.791/2021, pela **manutenção do contrato**.

217. Apontou-se que a rescisão por ***“qualquer atraso não resguarda o interesse público”***, pois ***“a resolução do contrato em andamento (com obras iniciadas e exequibilidade da conclusão final) pode ensejar a não entrega do produto contratado”***:

“Considerando que não houve excludente de responsabilidade reconhecido, o marco de operação comercial manteria a data do ato autorizativo em 1º de novembro de 2018. Aplicando-se o prazo de tolerância do inciso III da Subcláusula 12.1 do CER, tal marco deveria ter sido atendido em 2 de março de 2019, o que não ocorreu. Isso implica na condição resolutiva do Contrato de Energia de Reserva (CER) firmado pela Autorizada.

As áreas técnicas firmaram o entendimento, através da Nota Técnica 008/2021, que para a situação apresentada, na qual as obras já foram concluídas e a usina foi liberada para operação em teste em 14 de outubro de 2020, a imposição dessa penalidade revela-se desproporcional à conduta identificada, qual seja, atraso na execução das obras.

Nessa análise, a SFG e a SCG concluíram que a aplicação da cláusula 12 para qualquer atraso não resguarda o interesse público, podendo trazer prejuízo à própria administração, pois a resolução do contrato em andamento (com obras iniciadas e exequibilidade da conclusão final) pode ensejar a não entrega do produto contratado (entrega da energia elétrica no âmbito do CER nº 359/2015).

³⁸ Leilão n. 09/2015-ANEEL.

³⁹ Despacho SFG n. 3.244/2020 (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20203244ti.pdf>).

A rescisão contratual, conforme proposto na Subcláusula 12.1, é hipótese prevista pela inexecução total ou parcial do contrato, nos arts. 78 e 79 da Lei de Licitações, trazendo maior relação de consequência de ruptura dos efeitos decorrentes da relação contratual entre a administração pública e a contratada, que se tornou insustentável diante de uma situação específica, o que não é o caso.

*Diante de todo o exposto, opino em convergência com a SCG e a SFG, no sentido de afastar a aplicação da Subcláusula 18.2 do Edital do Leilão nº 09/2015, em face do atraso verificado, visto que **embora tenha sido formalmente identificada a conduta que enseja a resolução do contrato, no caso em análise, a sua aplicação não resguarda o interesse público.***

218. A situação da Âmbar é bastante semelhante àquela do precedente exposto, (i) seja porque a implantação e a operação dos seus empreendimentos também já se encontram em estágio bastante avançado – já ultimadas todas as obras civis –, (ii) seja porque a energia contratada será de grande importância para o planejamento energético do horizonte próximo.

219. A diferença é a de que o atraso da Âmbar – para o qual a empresa possui excludentes de responsabilidade a serem avaliadas pela ANEEL – é de poucos meses, em contexto de calendário atipicamente comprimido de implantação, ao passo de que, no precedente acima, o atraso foi de anos e em cenário de prazos usuais para construção da usina.

220. Assim, com ainda maior razão seria desproporcional e destoante do histórico do setor a rescisão unilateral, por atraso, dos CERs da Âmbar oriundos do PCS.

221. Assumir a premissa de que, no caso da Âmbar e de outros agentes contratados no PCS, a postura deveria ser diametralmente oposta, significaria ignorar o dever de respeito à estabilidade e à coerência decisória, previsto no art. 926 do Código de Processo Civil, aplicável supletiva e subsidiariamente aos processos administrativos⁴⁰: *“Os tribunais devem uniformizar sua jurisprudência e mantê-la estável, íntegra e coerente.”*

⁴⁰ Conforme art. 15 do CPC/2015: *“Art. 15. Na ausência de normas que regulem processos eleitorais, trabalhistas ou **administrativos**, as disposições deste Código lhes serão aplicadas supletiva e subsidiariamente.”*

III.8.2. Teor dos Contratos

222. **Segundo**, porque, nos termos da Cláusula 12.1 dos CERs por disponibilidade associados ao PCS, o contrato “**poderá ser objeto de resolução**” na hipótese de atraso:

“CLÁUSULA 12ª – DA RESOLUÇÃO

12.1. Este CONTRATO **poderá ser objeto de resolução** na ocorrência de quaisquer das seguintes hipóteses: [...]

III. atraso superior a 90 (noventa) dias para entrada em operação comercial;”

223. O emprego do verbo “**poderá**” denota que **a resolução não se dá de forma automática ou impositiva, mas consiste em faculdade**, o que se reforça na cláusula 12.2. do instrumento, quando se afirma que a medida fica “**a critério da parte adimplente**”⁴¹.

224. No ponto, cumpre trazer a advertência do jusfilósofo alemão Karl Larenz, segundo o qual a interpretação não pode distorcer o *sentido literal possível* dos textos normativos:

“O que está para além do sentido literal linguisticamente possível e é claramente excluído por ele já não pode ser entendido, por via da interpretação, como o significado aqui decisivo deste termo. Diz acertadamente MEIER-HAYOZ que ‘o teor literal tem, por isso, uma dupla missão: é ponto de partida para a indagação judicial do sentido e traça, ao mesmo tempo, os limites da sua actividade interpretativa’. **Uma interpretação que se não situe já no âmbito do sentido literal possível, já não é interpretação, mas modificação de sentido.**”⁴²

225. A interpretação que se coaduna com a literalidade das cláusulas 12.1 e 12.2 dos CERs é a de que a rescisão é medida a ser avaliada, a critério da contratante.

226. Nessa avaliação deverão ser sopesados diversos aspectos, notadamente, (i) a praxe setorial de preservação dos contratos, sobretudo quando estão atrelados a usinas em avançado

⁴¹ “12.2. Este CONTRATO será resolvido, a critério da PARTE adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra PARTE.”

⁴² LARENZ, Karl. **Metodologia da ciência do direito**. – 3ª ed. – Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 1997, p. 454.

estágio de implantação – no caso, com obras já concluídas –, bem como (ii) a relevância – atual e futura – dos empreendimentos de geração para o sistema.

227. Ao se levarem em conta tais aspectos, conclui-se que a rescisão, na espécie, não se afigura medida proporcional ou mesmo estratégica, pelo que a faculdade prevista nos CERs não deve ser exercida em relação às UTEs a gás contratadas no PCS.

III.8.3. Impossibilidade de aplicação de multas rescisórias no caso concreto

228. **Terceiro**, porque, para que seja aplicada multa rescisória aos agentes, com a consequente execução das garantias de fiel cumprimento, seria **necessário, antes, demonstrar que houve dano ao sistema** em razão da falta de disponibilização das UTEs para o SIN.

229. O art. 80, inciso III, da Lei n. 8.666/1993 deixa claro que a garantia contratual **é destinada ao ressarcimento por eventuais prejuízos sofridos pelo inadimplemento do contrato**, o que pressupõe apurar, previamente, o eventual prejuízo:

“Art. 80. A rescisão de que trata o inciso I do artigo anterior acarreta as seguintes consequências, sem prejuízo das sanções previstas nesta Lei: [...]

III - execução da garantia contratual, para RESSARCIMENTO da Administração, e dos valores das multas e indenizações a ela devidos;”

230. Nessa linha, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, em decisão transitada em julgado, já decidiu que **“enquanto não apurados e analisados os efetivos prejuízos da administração, não há que se falar na possibilidade de execução da garantia”**⁴³.

231. Como igualmente consignado na ocasião, esse dever de demonstração prévia do dano causado pela inadimplência contratual ***“decorre também de um princípio geral do direito, que é o da proibição do enriquecimento sem causa”***:

⁴³ AC 0058960-46.2012.4.01.3400, Juiz Federal Roberto Carlos de Oliveira (conv.), TRF1 – Sexta Turma, PJe 13/05/2020.

“Desta forma, enquanto não apurados e analisados os efetivos prejuízos da administração, não há que se falar na possibilidade de execução da garantia. [...]”

*Esses dispositivos legais, como propugna, com acerto, a inicial, conferem consistência à tese de que **a garantia, em princípio, serve para ressarcir o prejuízo concreto sofrido pela Administração, assim como os valores das multas e indenizações. Daí a necessidade de uma prévia apuração do dano.***

A necessidade de prévia apuração do dano decorre também de um princípio geral do direito, que é o da proibição do enriquecimento sem causa. A execução pura e integral da garantia sem qualquer demonstração de prejuízo representaria, em uma última análise, um ganho sem causa, um lucro “trazido pelo vento”, sem justificação e legitimação. Nessa quadra, a garantia como observam as empresas, seria, então, um fim em si mesmo, o que, contudo, não se concebe. [...]”

232. Essa posição converge com a jurisprudência do STJ, segundo a qual, “*verificada a rescisão, a Administração tem o dever de definir o montante das perdas e danos sofridas*”:

“3. Isto porque ‘verificada a rescisão, a Administração tem o dever de definir o montante das perdas e danos sofridos. Para tanto, deverá promover procedimento administrativo, respeitando os princípios já referidos e detalhados do contraditório e da ampla defesa. Uma vez apurado o valor da dívida, seu montante deverá ser exigido do particular que poderá pagar espontaneamente ou não. [...]”

4. Conseqüentemente, a exegese do art. 80, inciso III, da Lei n. 8.666/93 implica concluir que a expressão ‘execução da garantia contratual’ significa sua ‘efetivação’, via exigibilidade judicial cognitiva. Deveras, a natureza de título executivo não se infere, mas, antes, se afere dos termos inequívocos da lei, máxime porque, as referidas cártulas são fontes de atos de soberania estatal, como sói ser o processo autoritário judicial de execução [...]”

6. Outrossim, os limites desses atos de autoridade, consubstanciados em meios de coerção e sub-rogação dependem da extensão do crédito, sua certeza, liquidez e exigibilidade. Conseqüentemente, perdas e danos não são passíveis de execução sem antes serem fixados o an debeatur e o quantum debeatur, à luz dos cânones do due process of law. [...]”⁴⁴

“2. A multa rescisória cobrada em razão do inadimplemento de contrato firmado entre empresa privada e entidade da administração pública indireta, dotada de personalidade jurídica de direito privado, sociedade de economia mista, não pode ser objeto de execução direta, seja porque não constitui documento público (CPC, art. 585, II), seja porque nem o contrato nem o ato administrativo que implicou a rescisão têm força de título executivo extrajudicial.

3. O art. 80, III, da Lei 8.666/93, estabelece que a rescisão determinada por ato unilateral e escrito da Administração Pública, em razão do descumprimento de cláusula contratual

⁴⁴ REsp 476.450/RJ, Rel. Ministro Luiz Fux, primeira turma, j. 18/11/2003, DJ 19/12/2003.

(art. 79, I, c/c o 78, I), **acarreta a "execução da garantia contratual, para ressarcimento da Administração, e dos valores das multas e indenizações a ela devidos.**

4. A "exegese do art. 80, inciso III, da Lei n. 8.666/93 implica concluir que a expressão 'execução da garantia contratual' significa sua 'efetivação', via exigibilidade judicial cognitiva. Deveras, a natureza de título executivo não se infere, mas, antes, se afere dos termos inequívocos da lei, máxime porque, as referidas cópias são fontes de atos de soberania estatal, como sói ser o processo autoritário-judicial de execução" (REsp 476.450/RJ, 1ª Turma, Rel. Min. Luiz Fux, DJU de 19.12.2003)."⁴⁵

233. Dessa forma, enquanto não houver a comprovação e a quantificação dos efetivos prejuízos sofridos pelo Poder Concedente em decorrência do alegado descumprimento dos CERs, não há que se cogitar a possibilidade de aplicação de multa, executando-se as garantias.

234. Todavia, se a rescisão dos CERs é motivada justamente pela suposta **ulterior desnecessidade dos contratos**, então **multa alguma seria devida no caso concreto**, justamente porque **não haveria dano ao sistema!**

235. Nesse quadro, a aplicação da penalidade seria contraditória, pois **admitir que há dano para aplicar multa significaria que a rescisão dos CERs é prejudicial para o sistema e para o consumidor.**

III.9. Proposta de solução negociada para a preservação dos CERs do PCS

236. Em vez de condenação do PCS e resolução – amigável ou unilateral – dos CERs, a medida mais condizente com o dever de conciliação entre confiabilidade de suprimento e modicidade tarifária seria a preservação dos contratos, com eventual adoção de solução negociada voltada a (i) adequar os termos da contratação às atuais perspectivas do SIN e (ii) melhorar as condições sob o viés dos consumidores e do sistema.

⁴⁵ REsp n. 813.662/RJ, relatora Ministra Denise Arruda, Primeira Turma, j. 24/10/2006, DJ de 20/11/2006.

237. A possibilidade de adoção de solução negociada voltada à renegociação de alguns dos aspectos da contratação foi aventada na própria NT n. 24/2022/SE justamente como uma das alternativas apontadas pela SeinfraElétrica do TCU:

*"as avaliações devem levar em conta **não só a possibilidade de rescisão unilateral dos contratos, mas também uma possível solução negociada entre as partes**, com fulcro no art. 26, caput e § 1º, do Decreto-Lei 4.657/1942 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro), incluído pela Lei 13.655/2018. [...]*

[...] a negociação poderá buscar solução proporcional, equilibrando eventuais ônus entre os envolvidos".

238. Como bem assentado no excerto acima, a adoção de solução negociada para evitar situação contenciosa em torno dos contratos do PCS encontra respaldo normativo no art. 26 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB:

*"Art. 26. **Para eliminar irregularidade, incerteza jurídica ou situação contenciosa na aplicação do direito público, inclusive no caso de expedição de licença, a autoridade administrativa poderá, após oitiva do órgão jurídico e, quando for o caso, após realização de consulta pública, e presentes razões de relevante interesse geral, celebrar compromisso com os interessados, observada a legislação aplicável, o qual só produzirá efeitos a partir de sua publicação oficial.**"*

239. No caso específico, a solução negociada que ora se propõe em prol da preservação dos CERs consiste na **adoção cumulativa das seguintes medidas:**

- (i) redução da inflexibilidade de geração contratada nos CERs do PCS;
- (ii) antecipação do fim dos CCEARs referentes a UTEs a óleo diesel/combustível, cuja potência pode ser substituída pelas UTEs contratadas no PCS; e
- (iii) oferta, pelos geradores do PCS, de desconto sobre o valor unitário da componente RF_{dema}is da Receita Fixa negociada nos CERs.

240. Essa solução, ao passo em que (i) preserva o necessário acréscimo de potência que as UTEs do PCS conferem ao SIN, zelando pela **confiabilidade de suprimento**, também (ii) baratearia os custos dos CERs e os custos de geração do parque térmico como um todo, proporcionando **modicidade tarifária**, para além de (iii) resultar em **ganhos ambientais** decorrentes do descomissionamento de usinas mais poluentes, em linha com o PDE 2031.

III.9.1. Redução da inflexibilidade contratada

241. No âmbito do *Produto Disponibilidade*, o PCS resultou na contratação de 14 UTEs a gás natural, as quais negociaram o total de 753,6 MW_{méd}, com um nível de inflexibilidade de 92,3%, ou seja, com uma obrigação de geração mínima de 696 MW_{méd}.

242. Os CERs por disponibilidade firmados no PCS estabelecem que a Receita Fixa será formada por duas parcelas, quais sejam, a parcela vinculada ao custo do combustível associado à inflexibilidade contratual – RF_{comb} e a parcela vinculada aos demais itens – RF_{demais}.

243. Da Receita Fixa anualmente devida aos geradores do PCS, da ordem de R\$ 11,7 bilhões, cerca de R\$ 4,6 bilhões dizem respeito à RF_{comb}:

	Usina	CER	Potência (MW)	Garantia física (MW _{méd})	Energia contratada (MW _{méd})	CVU flexível (R\$/MWh)	Receita fixa (R\$/ano)	Inflexibilidade (MW _{méd})	RFcomb (R\$/ano)	RFdemais (R\$/ano)
1	Luiz Oscar R. de Melo	445/2021	36,0	34,6	34,6	750,00	538.847.772,25	34,57	227.123.838,15	311.723.934,10
2	Povoação I	446/2021	75,0	72,0	71,0	750,00	1.110.740.033,57	70,98	466.338.244,77	644.401.788,80
3	Viana I	447/2021	37,5	36,0	35,0	750,00	545.110.433,87	34,99	229.885.050,24	315.225.383,63
4	Edlux X	448/2021 449/2021	56,0	53,2	53,2	616,03	829.031.644,40	53,23	349.602.503,30	479.429.141,10
5	Barra Bonita I	450/2021	9,4	4,1	3,9	594,00	60.051.095,06	3,52	18.313.570,54	41.737.524,52
6	Porsud I	451/2021	115,0	37,1	37,1	632,43	569.772.715,62	25,49	141.231.662,01	428.541.053,61
7	Porsud II	452/2021	75,0	24,5	24,5	634,94	376.616.212,75	16,85	93.748.783,21	282.867.429,54
8	EPP IV	453/2021	62,0	58,7	58,7	749,99	917.344.810,00	58,70	385.654.717,15	531.690.092,85
9	Karkey 013	454/2021	255,0	70,2	70,2	527,52	1.066.394.950,32	49,98	349.055.234,90	717.339.715,42
10	Karkey 019	455/2021	115,0	67,2	67,2	527,52	1.040.707.828,62	52,70	375.580.795,95	665.127.032,67
11	RE TG 100 02 01	456/2021	100,2	68,7	68,7	749,99	1.069.411.610,00	65,18	502.555.336,38	566.856.273,62
12	Paulínia	457/2021	16,0	15,7	15,7	750,00	245.665.260,21	15,70	103.411.223,38	142.254.036,83
13	EPP II	458/2021	112,9	106,9	106,9	749,99	1.672.439.756,09	106,88	702.193.801,85	970.245.954,24
14	Rio de Janeiro I	459/2021 460/2021	112,902	106,9	106,9	749,99	1.671.503.312,09	106,88	702.193.801,85	969.309.510,24
	TOTAL		1.177,8	755,8	753,6		11.713.637.434,85	695,66	4.646.888.563,68	7.066.748.871,17

244. Em outras palavras, R\$ 4,6 bilhões destinam-se à cobertura anual dos custos com a geração inflexível de 696 MW_{méd}, resultando em um valor unitário de R\$ 762/MWh.

245. Ocorre, porém, que a superveniente e significativa melhoria nas condições hidrológicas tornaram desnecessário esse elevadíssimo nível e inflexibilidade dos CERs do PCS, o qual equivale a cerca de 60% da capacidade máxima de geração das UTEs contratadas.

246. Esse elevado patamar de inflexibilidade impõe desnecessário **custo anual da ordem de R\$ 3,5 bilhões aos consumidores**, correspondente aos 4,6 bilhões da parcela do RF_{comb} menos os 1,1 bilhão de receita obtida com a liquidação da geração inflexível no MCP⁴⁶.

247. Ademais, tal quadro:

(i) compromete a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos, pois desloca geração limpa e aumenta vertimento turbinável em cenários de hidrologia e nível dos reservatórios favoráveis, com consequente aumento de encargo; e

(ii) reduz a parcela do despacho por ordem de mérito (requisito de potência).

248. Destarte, afigura-se benéfico – ao sistema e aos consumidores – zerar a inflexibilidade contratual anual desses CERs, facultando inteiramente ao ONS, nos termos da subcláusula 4.7.2 dos contratos⁴⁷, **definir a gestão da inflexibilidade contratual**, de modo a garantir a geração plena das UTEs do PCS nos meses em que o sistema mais precise e quando o preço da energia no MCP é mais alto.

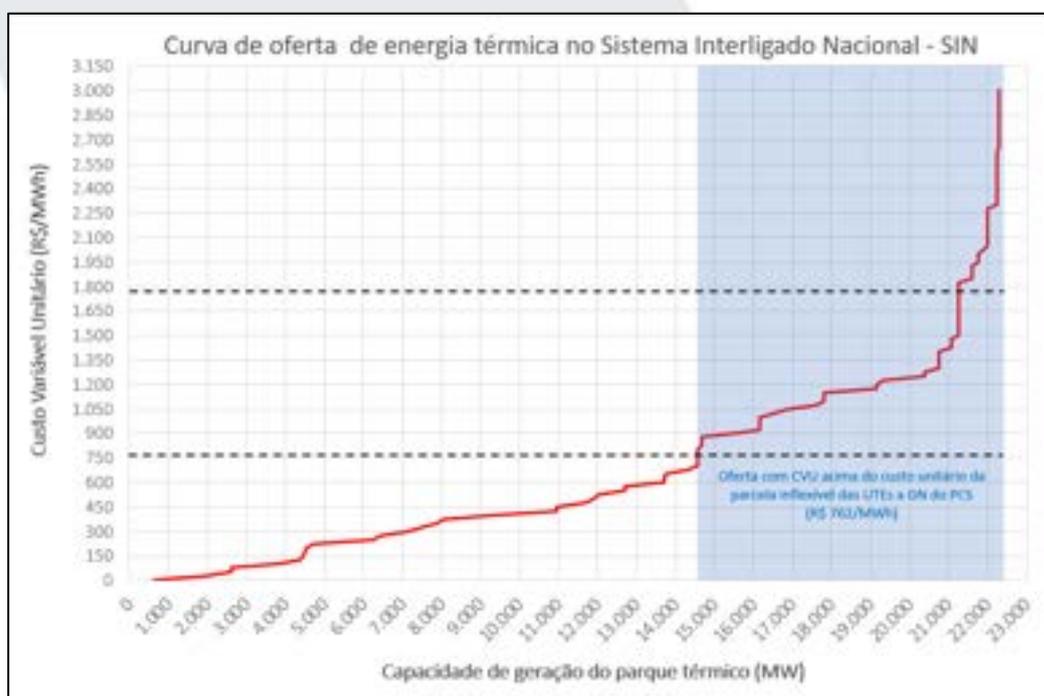
249. Em especial, o ONS poderá concentrar a geração inflexível dessas UTEs no segundo semestre de 2025, período dentro da vigência dos CERs e para o qual o MME, por meio da NT n. 23/2022/SE, já advertiu vislumbrar risco mais agudo de déficit de potência:

⁴⁶ Estimativa baseada na matriz de CMO do PCS, observados os valores mínimo e máximo do PLD e os montantes mensais de inflexibilidade declarados pelos agentes.

⁴⁷ 4.7.2. A SAZONALIZAÇÃO da INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL poderá ser alterada, exclusivamente por necessidade sistêmica, a critério do ONS, com justificativa apresentada à ANEEL e em comum acordo com o VENDEDOR, conforme regulamento específico.

“Para a presente análise, vale ressaltar que, conforme apontado pelo ONS nos estudos do Plano da Operação Energética (PEN) 2022-2026, revisão de 5 de setembro de 2022, **espera-se que o período de possível necessidade de potência seja de no máximo 5 meses, entre outubro de 2025 e o início de 2026.** Como o fornecimento de energia por meio das usinas do PCS vai até dezembro de 2025, para fins de avaliação desses contratos, pode-se delimitar a janela de análise nesses três meses (**outubro a dezembro**) em 2025 de possibilidade de déficit de potência apontado pelo ONS [...]”

250. Se houver necessidade de utilização, pelo ONS, da geração inflexível das 14 UTEs a gás natural do PCS, o custo unitário dessa parcela inflexível (R\$ 762/MWh) será inferior ao patamar de custo de cerca de 1/3 da curva de oferta de energia térmica do SIN:



251. Nesses termos, a presente proposta proporcionará, a um só tempo:

- (i) a redução expressiva dos custos do PCS (cerca de R\$ 3,5 bilhões por ano);
- (ii) a ampliação do requisito de potência no período que antecede o início dos contratos resultantes do leilão de reserva de capacidade de potência; e

(iii) a redução do déficit de potência apontado pelo ONS no PEN 2022-2026.

252. A própria NT n. 24/2022/SE bem ilustrou as vantagens associadas a essa alternativa:

“A redução da inflexibilidade de geração reduz os custos fixos a serem pagos pelos consumidores em montante equivalente à componente da receita fixa vinculada ao custo do combustível, denominada no contrato de RFComb. Nessa alternativa, os geradores continuam recebendo a parte da receita fixa vinculada aos demais custos da usina - RFDemais e permanecem disponíveis para o sistema, com geração de energia elétrica apenas quando houver despacho pelo ONS.”

253. Com efeito, a redução da inflexibilidade das contratações do PCS terá o condão de:

(i) baratear significativamente os CERs, reduzindo a parcela da receita fixa associada à inflexibilidade contratual - RF_{comb} – (modicidade); e, ao mesmo tempo

(ii) permitir a concentração da geração das UTEs nos momentos em que o sistema precise compensar e/ou prevenir efeitos adversos da hidrologia, aos quais o SIN atualmente está exposto por conta do déficit de potência (confiabilidade).

III.9.2. Descontratação de UTEs a óleo diesel/combustível comprometidas com CCEARs

254. A segunda etapa da solução negociada ora proposta consiste na descontratação de UTEs a óleo diesel/combustível comprometidas com CCEARs e cujos custos de geração sejam superiores ao PLD máximo.

255. Com efeito, diante da melhora conjuntural do SIN defendida na NT n. 24/2022/SE, **a manutenção das UTEs contratadas no PCS permitiria, sem riscos à segurança do sistema, o descomissionamento antecipado das UTEs a óleo diesel/combustível**, as quais não mais se mostram econômico e ambientalmente adequadas à matriz elétrica nacional.

256. Segundo dados da CCEE e do ONS, o SIN possui 23 UTEs a óleo diesel/combustível nessas condições, com CCEARs cujos períodos de suprimento se encerram entre 2022 e 2027.

257. Afora a externalidade negativa sob a ótica ambiental, a continuidade da contratação desse parque térmico:

(i) expõe as distribuidoras de energia contratantes a exposições negativas contumazes no mercado de curto prazo, dado o patamar do CVU dessas usinas; e

(ii) impõe o pagamento de receita fixa sem a contrapartida da proteção da parte compradora à volatilidade do PLD.

258. Em termos quantitativos, o referido parque térmico a óleo diesel/combustível, além de sujeitar o SIN a um custo de operação que varia de R\$ 970,15/MWh (UTE Pernambuco III) a R\$ 2.727,59 (UTE Termomanaus), exige das distribuidoras contratantes o pagamento de receita fixa da ordem de R\$ 2,7 bilhões por ano:

N.	Usina	Disp. máx (MWméd)	CVU (R\$/MWh)	Receita fixa atualizada (R\$/ano)	Fim de suprimento	Receita fixa remanescente (R\$)
1	Cam. Muricy I (Apoena)	0,000	1.838,60	134.196.897,36	2023	145.379.972,14
2	Cam. Polo de Apoio I (Guarani)	0,000	1.838,60	134.196.897,36	2023	145.379.972,14
3	Campina Grande	0,000	1.124,23	154.855.478,03	2024	322.615.579,24
4	Daia	0,000	1.832,70	17.189.942,13	2022	1.432.495,18
5	Global I	0,000	1.273,61	143.412.723,39	2024	298.776.507,07
6	Global II	0,000	1.273,61	148.779.902,78	2024	309.958.130,78
7	Goiânia II	0,000	1.932,92	64.679.006,56	2023	70.068.923,77
8	Maracanaú I	77,930	1.094,03	155.980.620,88	2024	324.959.626,84
9	Nova Olinda (Geramar II)	157,440	1.124,19	162.787.678,81	2024	339.140.997,53
10	Palmeiras de Goiás	0,000	1.821,60	73.161.375,84	2025	225.580.908,84
11	Pau Ferro I	81,230	2.727,59	62.004.270,65	2023	67.171.293,20
12	Pernambuco III	46,230	970,15	166.521.676,07	2027	846.485.186,71
13	Petrolina	98,390	2.017,19	112.145.995,83	2023	121.491.495,48
14	Potiguar	0,000	2.439,07	36.060.597,35	2023	39.065.647,13
15	Potiguar III	0,000	2.439,04	38.985.707,41	2023	42.234.516,36
16	Suape II	307,760	1.150,73	335.167.765,65	2026	1.368.601.709,74
17	Termocabo	42,740	1.110,40	50.812.832,63	2024	105.860.067,99
18	Termomanaus	114,430	2.727,59	94.327.484,61	2023	102.188.108,32

19	Termonordeste	156,740	1.114,17	167.660.622,31	2024	349.292.963,14
20	Termoparaíba	157,290	1.114,17	167.502.591,63	2024	348.963.732,57
21	Tocantinópolis (Geramar I)	156,570	1.124,19	162.536.815,26	2024	338.618.365,13
22	Viana	171,660	1.124,21	151.539.529,71	2024	315.707.353,56
23	Xavante Aruanã	53,350	2.639,22	13.398.438,97	2023	1.725.555,57
TOTAL		1.621,76		2.747.904.851,23		6.230.699.108,43

259. Neste contexto, a Âmbar propõe que os geradores envolvidos no PCS possam, como contrapartida à preservação de seus CERs, contribuir para a obtenção de acordo com os titulares das UTEs a óleo diesel/combustível com vistas ao fim imediato dos CCEARs, **inclusive arcando com os custos associados a essa desconstratação antecipada.**

III.9.3. Desconto sobre o valor unitário da RF_{demais}

260. Por fim, a terceira etapa da solução ora apresentada consistiria na redução, pelos geradores do PCS, do valor unitário da Receita Fixa pactuada nos CERs.

261. Na medida em que a componente RF_{comb} da Receita Fixa já será devidamente arrefecida com a primeira etapa da solução – redução da inflexibilidade contratada –, o desconto em questão se daria apenas sobre a parcela RF_{demais}.

262. Para que se tenha em perspectiva a mocidade que pode ser gerada, a ANEEL, no Memorando n. 030/2022-SRG-SEM/ANEEL⁴⁸, estimou que, **para cada R\$ 1,00/MWh de desconto conferido pela Âmbar sobre a Receita Fixa Unitária Média de suas 4 UTEs negociadas no PCS, os consumidores experimentariam benefício global da ordem de R\$ 10.460.000,00 (dez milhões e quatrocentos e sessenta mil reais).**

⁴⁸ E-SIC n. 48550.000655/2022-00.

263. A Âmbar Energia, empresa brasileira de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica com atuação também no transporte e comercialização de gás natural, presente em dois países, Brasil e Bolívia, é a maior detentora de capacidade “merchant” (sem contratação) disponível no Sistema Integrado Nacional – SIN brasileiro.

264. Nesse sentido a Âmbar vem, respeitosamente, apresentar a presente contribuição à Consulta Pública 139/22 objeto da Portaria MME 701 GM/MME de forma a expressar sua preocupação quanto a segurança jurídica, respeito a contratos e confiança nos atos da administração pública no setor elétrico brasileiro.

265. A Usina Termelétrica Cuiabá (Mário Covas), no estado do Mato Grosso, M.T conta com uma capacidade instalada de geração bruta de 529 MW, é movida a ciclo combinado de gás natural importado da Bolívia através da Gas Ocidente Mato Grosso – GOM.

266. A Central Termoelétrica Uruguaiana, no estado do Rio Grande do Sul, R.S conta com uma capacidade instalada de geração bruta de 640 MW, é movida a ciclo combinado de gás natural importado da Argentina através da Transportadora Sul Brasileira – TSB.

267. Somadas as duas usinas da Âmbar possuem 1.169 MW de potência não intermitente que vem sendo disponibilizadas para aumentar a segurança energética do SIN em suas diversas crises hídricas em especial na maior delas ocorrida no ano de 2021.

268. No ano passado as Usinas da Âmbar Energia atenderam ao chamado emergencial do governo brasileiro através das Portarias MME °5 e ° 17 e juntas entregaram mais de 1,6 milhões de MWh, sendo 47% dessa energia entregue no último trimestre de 2021.

269. A alta disponibilidade média das usinas da Âmbar Energia, acima de 97%, fruto da experiência logística de importação de gás natural de outros países, garantiram a segurança do SIN e evitaram um racionamento que seria desastroso para o país. As duas usinas da Âmbar

Energia somadas importaram e consumiram 11 trilhões de BTUs de gás natural com estruturas de suprimentos envolvendo combinações de suprimento de gás local (Argentina – Cuenca Austral/Neuquén e Bolívia – Tarija) mais Gas Natural Liquefeito (GNL) importado no Porto de Escobar, no Rio Paraná.

Dados Técnicos de Operação das Usinas UTE Cuiabá e CTU Uruguaiana em 2021

	Energia Bruta Gerada MWh	Geração Mw Médio Tri	Disponibilidade Média Tri	Consumo Gas MMBTU
1tri	479.252	224	98,60%	3.440.190
2tri	261.891	119	91,93%	1.910.192
3tri	118.996	54	99,28%	852.833
4tri	779.609	353	98,60%	5.720.059
Total	1.639.748	187	97,10%	11.923.273

270. A construção do Gasoduto argentino Nestor Kirchner, de aproximadamente 1.040 km, ligando Neuquén a Rosário, irá proporcionar ofertas adicionais de suprimento de gás natural a Central Termelétrica Uruguaiana o que irá aumentar a segurança energética do SIN e a capacidade do Operador Nacional do Sistema – ONS enfrentar futuras crises.

271. Um passo importante foi dado pelos governos argentino e brasileiro em 24/11/2022 ao celebrarem o Memorando de Entendimento entre o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil e a Secretaria de Energia do Ministério da Economia da República Argentina sobre Intercâmbio de Energia.

272. O artigo 13 deste Memorando está redigido da seguinte forma: “Quando for essencial para a República Federativa do Brasil a geração de eletricidade pela UTE Uruguaiana, e a usina não tiver acesso, por razões comerciais ou de disponibilidade, a gás natural de origem argentina, a Secretaria de Energia do Ministério da Economia da República Argentina permitirá, com o alcance previsto nos regulamentos locais e exclusivamente durante o tempo em que perdure essa necessidade, o livre trânsito do gás natural brasileiro na rede de transporte de gás natural argentino até o ponto de interconexão localizado entre as cidades de Paso de Los Libres e Uruguaiana.”

Estrutura Fornecimento Gás Natural para Central Térmica Uruguaiana - 640 MW

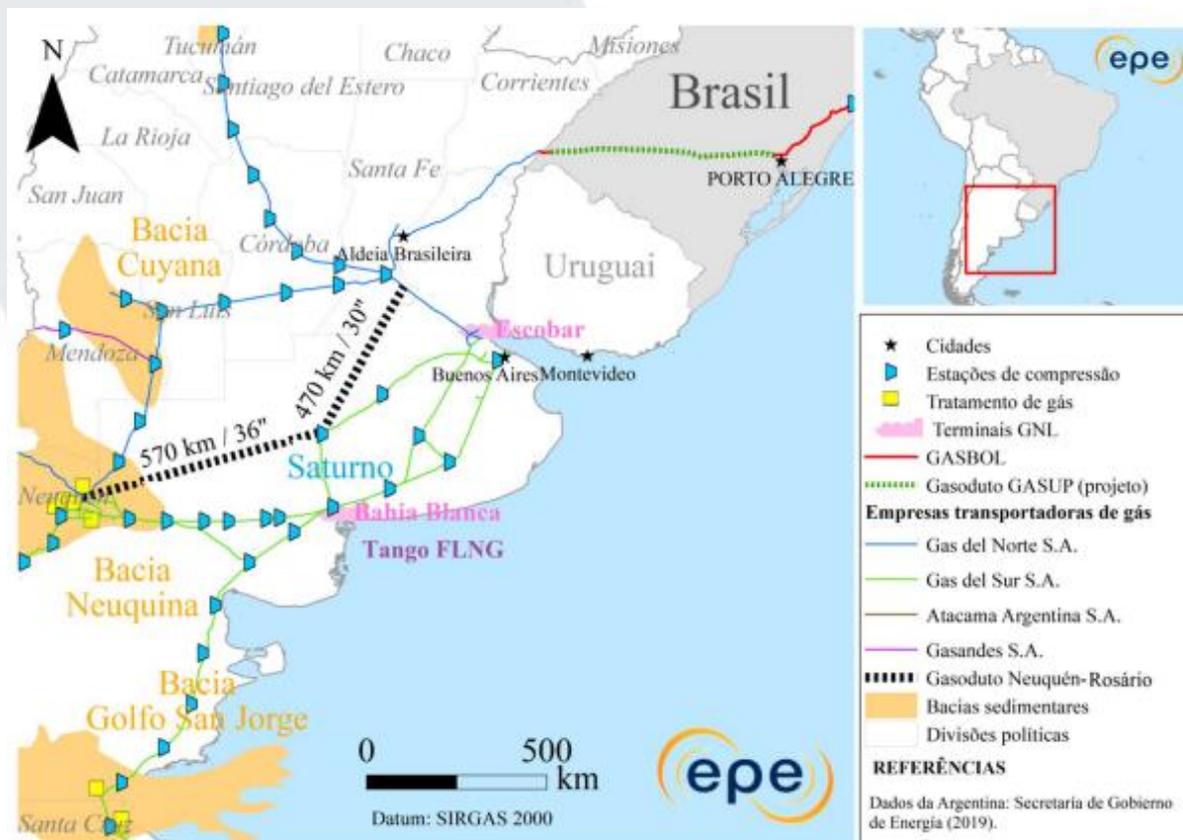


Figura 11 – Traçado preliminar do projeto do gasoduto Neuquén-Rosário

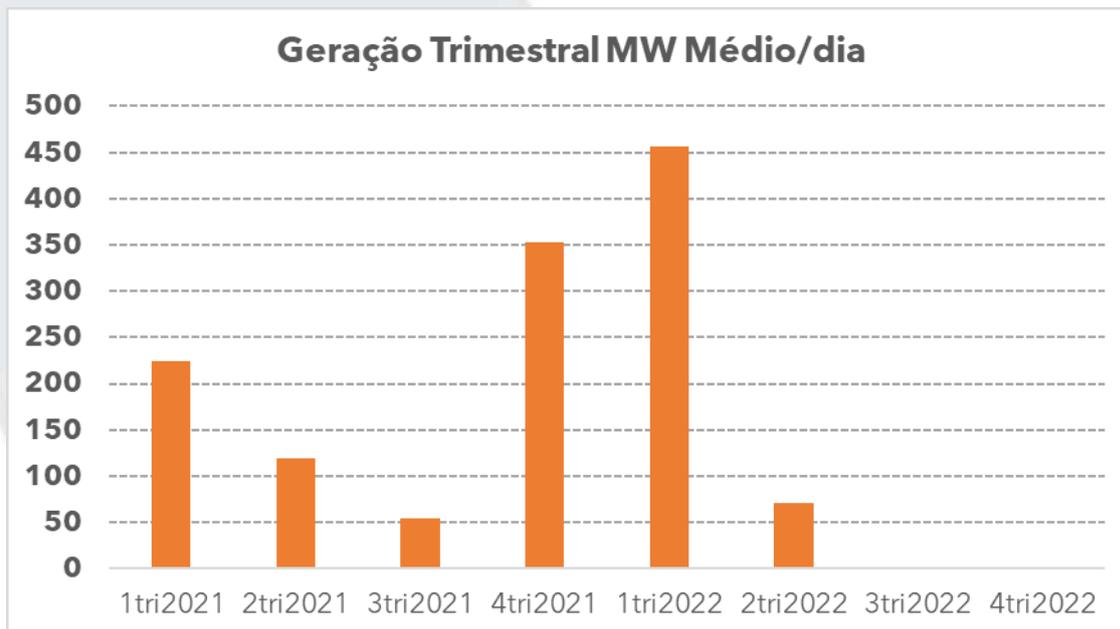
Nota: o traçado preliminar do projeto está representado pela linha preta pontilhada

Fonte: Elaboração própria EPE

273. Durante o ano de 2022 a UTE Cuiabá seguiu dando sua contribuição para o aumento da segurança energética o SIN, ao entregar energia firme (99,01% de sua Disponibilidade de Potência) durante praticamente todo primeiro trimestre, correspondendo este a 86% de seu volume de energia gerado no ano.

Dados Técnicos de Operação das Usinas UTE Cuiabá e CTU Uruguaiana em 2022

Período	Geração bruta (MWh)	Geração bruta (MWm)	Disponibilidade média	Consumo de gás (MMBTU)
1ºtrim	974.626	456	99,01%	6.912.430
2ºtrim	156.123	71	99,30%	1.130.329
3ºtrim	0	0	100%	0
4ºtrim	0	0	100%	0
Total	1.130.749	132	99,58%	8.042.759



274. Em suma no acumulado dos anos de 2021 e 2022 as usinas “merchant” da Âmbar Energia foram responsáveis pela geração de energia bruta de 2.770.497 MWh bem como pelo consumo de gás natural de 19 trilhões 966 bilhões e trinta e dois milhões de BTUs, advindos principalmente dos países irmãos sul-americanos Bolívia e Argentina.

Estrutura Fornecimento Gás Natural para Usina Termoeétrica Cuiabá - 529 MW



275. Após a realização do PCS – Procedimento Competitivo Simplificado em outubro de 2021 e da assinatura dos Contratos de Energia de Reserva – CERs no mesmo ano, a Âmbar Energia começou a avaliar a oportunidade de adquirir alguns projetos que se sagraram vencedores. Os projetos em questão são os seguintes:

Usina	Potência (MW)	Garantia Física (Mwmed)	R\$/MWh (CVU)	Receita Fixa (R\$/Ano)
EDLUX X	56	53,2	616,03	829.031.644
EPP IV	62	58,7	749,99	917.344.810
EPP II	112,9	106,9	749,99	1.672.439.756
RJ I	112,9	106,9	749,99	1.671.503.312
Total	343,8	325,7		5.090.319.522

276. Entre a assinatura dos CERs, em novembro de 2021, e a data atual, ocorreram os seguintes eventos:

Março/abril

- ✓ Submetido para aprovação do CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica
- ✓ Aprovada a transferência para o site da UTE Cuiabá no Mato Grosso, MT
- ✓ Início das obras, liberação, desembaraço aduaneiro e logística dos equipamentos.
- ✓ Aquisição definitiva das SPEs vencedoras do Leilão 1/2021 PCS.
- ✓ Início das obras de terraplanagem
- ✓ Emissão do layout geral da planta
- ✓ Contratação da empresa Tranziran para transporte dos equipamentos do Rio de Janeiro para Cuiabá



Maio

- ✓ Obtenção de Medida Cautelar junto à ANEEL para atendimento do contrato das SPEs por meio da UTE Cuiabá
- ✓ Geração de Energia Bruta no total de 87.613,19 MWh para atendimento dos CERS
- ✓ Desembaraço alfandegário de equipamentos geradores
- ✓ Recebimento dos materiais de aterramento e tubulação e maquinário em geral
- ✓ Posicionamento dos SKIDs e Containers
- ✓ Instalação do canteiro de obras e implantação dos requisitos de SMS da Âmbar



Junho

- ✓ Geração de Energia Bruta no total de 13.355,12 MWh para atender os CERS
- ✓ Montagem dos equipamentos
- ✓ Início da montagem da tubulação de gás
- ✓ Obras civis
- ✓ Embarque dos transformadores



Julho

- ✓ Obtenção da decisão em definitivo da ANEEL
- ✓ Conclusão das obras em 31 de julho
- ✓ Montagem do bay, transformadores, geradores e tubulação de gás
- ✓ Montagem eletromecânica
- ✓ Testes dos geradores
- ✓ Base para as cabines de painéis de proteção dos trafos
- ✓ Comissionamento do transformador
- ✓ Construção da linha de transmissão 138kV



Agosto

- ✓ Solicitação de Conexão ao SIN e aguardando a liberação para realizar os testes e entrar em operação comercial
- ✓ Fechamento de cerca junto à LT 138kV
- ✓ Continuidade dos testes nos geradores
- ✓ Conclusão dos 8 trafos, linha de transmissão e de todas as unidades geradoras
- ✓ Instalação de painéis de proteção e medição dos bays



Setembro

- ✓ Recebimento de trafos da China, alguns de seus acessórios e equipamentos de separação de água e óleo
- ✓ Recebimento de equipamentos sobressalentes
- ✓ Concretagem do sistema de separação de água e óleo
- ✓ Obras civis do sistema de redução de pressão Gascat
- ✓ Instalação de medidores de injeção líquida
- ✓ Montagem e pintura das tubulações e suportes da rede de incêndio
- ✓ Iluminação do perímetro das novas usinas



- ✓ Cercamento da área remanescente

Outubro

- ✓ Testes de resistência de contato de seccionadores
- ✓ Aterramento dos postes de iluminação do perímetro
- ✓ Instalação de Proteção contra surto para CFTV
- ✓ Coleta da amostra de gás para teste
- ✓ Instalação de refletores de LED na base das torres de 138kV
- ✓ Transporte e testes preliminares dos TCs para a SE Várzea Grande
- ✓ Comissionamento dos painéis e ajustes dos relés na SE CPA



Novembro

- ✓ Envolvimento da tubulação de incêndio
- ✓ Instalação Trafo auxiliar iluminação do perímetro – 75 kVA
- ✓ Execução da bacia de água pluvial do sistema de separação de água e óleo
- ✓ Cercamento com alambrado do perímetro da LT 138kV
- ✓ Cercamento com alambrado área do Aquecedor de gás e redutor de pressão



IV. CONCLUSÃO

277. Como visto, a proposta de resolução dos CERs do PCS por conta da melhora conjuntural da hidrologia implica instabilidade, bem como graves prejuízos sistêmicos, uma vez que:

- (i) diante (i.a) do contexto da contratação, (i.b) do *princípio da função social dos contratos* e (i.c) do *“princípio da intervenção mínima”* nos contratos, não se admite a resolução das avenças por conta da flutuação de preços;
- (ii) foi, por exemplo, o que se verificou na crise hídrica de 2001-2002, quando foram contratadas 54 UTEs que agregariam ao SIN mais de 1.850 MW de capacidade;
- (iii) não obstante a contratação feita em resposta à crise de 2001-2002 ter se tornado desnecessária antes mesmo do início do suprimento contratual, **não houve qualquer rescisão de contratos;**
- (iv) 32 das 54 usinas contratadas por ocasião do racionamento de 2001 permaneceram disponíveis para operação **mesmo após o encerramento da vigência contratual;**
- (v) **naquela ocasião, o TCU manifestou-se pela necessidade de integral respeito aos contratos firmados** (acórdão n. 584/2003);
- (vi) o STJ também já decidiu que o contrato *“deve ser ponderado à luz do momento em que firmado o negócio jurídico”* e *“o setor elétrico não pode sofrer os efeitos da volatilidade do mercado de curto prazo, sob pena de criar um ambiente instável no setor”* (SLS n. 162); e
- (vii) a rescisão dos contratos do PCS, mudando-se a praxe setorial e ofendendo a jurisprudência, causaria aumento da percepção de risco no segmento de geração, tendo por resultados (vii.a) afugentar investimentos, (vii.b) prejudicar futuras tentativas de expansão da oferta de energia, (vii.c) aumentar o risco-país e, ao fim, (vii.d) tornar a energia mais cara para os consumidores.

278. Ademais, a rescisão dos CERs, a um só tempo, colocaria em risco tanto a confiabilidade de fornecimento do SIN quanto a modicidade tarifária, em violação ao art. 1º, X, da Lei n. 10.848/2004, haja vista que:

- (viii) o CMSE atribuiu ao PCS um “**caráter preventivo e antecipado**”, pois a entrega de energia ao longo de 2022, 2023, 2024 e 2025 “**contribuirá com a garantia do atendimento e elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos**”;
- (ix) valer-se da melhora conjuntural da hidrologia para descartar medida que objetiva também endereçar situação estrutural ao longo dos próximos anos afrontaria diretamente a confiabilidade de suprimento no horizonte próximo;
- (x) a rescisão **reduziria significativamente o nível de geração inflexível do sistema, o que conduzirá ao aumento dos *riscos de déficits estruturais* no período de 2022 a 2026;**
- (xi) a preservação das UTEs oriundas do PCS é medida que protege o sistema dos efeitos do cenário atual de expansão do parque gerador, no qual se verifica a ausência de implantação de novas usinas hidrelétricas com reservatório de armazenamento;
- (xii) a ausência dos contratos do PCS **AMPLIARIA O ATUAL CENÁRIO DE VIOLAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA preconizados pelo CNPE**, problema apontado pelo ONS no PEN 2022;
- (xiii) a modicidade que seria momentaneamente proporcionada pela quebra dos contratos poderia traduzir-se em déficit de potência no futuro próximo, o que **conduziria a cortes de carga ou à contratação emergencial de energia a preços mais caros que os praticados no PCS;**
- (xiv) mais de um terço do parque térmico disponível tem custo variável de geração superior ao custo unitário da parcela inflexível das 14 UTEs a gás natural contratadas no PCS, o que evidencia que os CERs do PCS proporcionam o **barateamento dos custos da geração termelétrica no país;** e

- (xv) as UTEs do PCS, ao expandirem, de forma duradoura, o parque térmico disponível, também reduzem a necessidade de importação de energia.

279. A medidas aventadas na NT n. 24/2022/SE como aptas a substituírem as UTEs do PCS no enfrentamento ao iminente risco de déficit de potência do SIN ou possuem custos superiores ou têm natureza apenas conjuntural, na medida em que:

- (xvi) **a importação de energia, a oferta adicional de energia e a Resposta Voluntária da Demanda – RVD** efetivadas em 2021 tiveram custos unitários mais caros do que os observados no PCS;
- (xvii) a recontração de UTEs com contratos vencendo em 2025 implicaria manter na matriz elétrica nacional usinas que utilizam óleo diesel/combustível, em violação ao cenário indicado no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2031;
- (xviii) conforme o próprio MME, a importação de energia e as ofertas adicionais de geração são **“recursos que não podem ser considerados previsíveis, estáveis, confiáveis e seguros para o atendimento da carga do sistema”**;
- (xix) as propostas de *“monitoramento mensal pelo CMSE”*, recontração de usinas termelétricas cujos contratos expiram em 2025, realização de leilão de reserva de capacidade de potência *“com 2 anos de suprimento”* e flexibilização de critérios operativos e de restrições hidráulicas **cuidam-se de medidas paliativas e incertas**;
- (xx) a adoção da postura reativa proposta na NT n. 24/2022/SE, consistente na estratégia de aguardar a ocorrência de déficit de potência para somente depois agir, em vez da postura preventiva, consistente em manter a contratação de UTEs aptas a contingenciarem esse eventual déficit, **repete conduta que a SeinfraElétrica já apontou como causadora do quadro crítico vivido em 2021**; e
- (xxi) o cenário que, no plano teórico, já era de risco de déficit de potência, afigura-se ainda mais grave no plano fático, no qual se considera a capacidade real de geração do parque térmico existente, pelo que o SIN não pode prescindir das UTEs do PCS.

280. É equivocado o entendimento de que preservar os CERs de UTEs do PCS que estejam em atraso privaria os consumidores do recebimento das multas rescisórias de tais contratos, haja vista que:

- (xxii) **não há histórico de rescisão de CER de usina viável**, pelo que seria desproporcional e destoante a rescisão dos contratos dos contratos referentes a UTEs em implantação ou já prontas – caso da Âmbar –;
- (xxiii) para que seja aplicada multa ao agente, com a consequente execução das garantias, seria **necessário demonstrar que houve dano ao sistema** em razão da falta de disponibilização das usinas para o SIN; e
- (xxiv) se a rescisão dos CERs é motivada pela ulterior desnecessidade das usinas, multa alguma seria devida, justamente porque não haveria dano ao sistema.

281. Diante desse quadro, propõe-se que, em vez da rescisão dos CERs do PCS, faculte-se aos geradores a implementação de solução negociada com vistas à renegociação dos contratos, mediante a adoção cumulativa das seguintes medidas:

- (xxv) redução da inflexibilidade de geração contratada nos CERs do PCS;
- (xxvi) antecipação do fim dos CCEARs referentes a UTEs a óleo diesel/combustível; e
- (xxvii) oferta, pelos geradores do PCS, de desconto sobre o valor unitário da componente RF^{demais} da Receita Fixa negociada nos CERs.

ÂMBAR ENERGIA S.A.

DOC 1

**Análise econômica envolvendo substituição
de UTE no Procedimento Competitivo
Simplificado – PCS nº 01/2021/ANEEL**

18 de outubro de 2022

mith

Objeto **Análise econômica envolvendo o Procedimento Competitivo Simplificado**

Marcio Holland, PhD. Professor EESP

Professor na Escola de Economia de São Paulo da FGV (FGV EESP), Doutor em Economia pela Unicamp e Pós-Doutor em Economia pela University of California, Berkeley, EUA, Coordenador da Pós-Graduação em Economia e Finanças (Masters) da FGV EESP, e Colunista Broadcast / Agência Estado. Foi Diretor de Pós-Graduação stricto sensu (Mestrado e Doutorado Acadêmico) em Economia na FGV EESP. Foi Secretário de Política Econômica do Ministério da Economia, foi visiting scholar em Columbia University. Atua também como Diretor do Observatório das Estatais da FGV e como coordenador do Curso para Alta Gestão em Governança Corporativa para Administradores e Conselheiros de Empresas Estatais da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Autor de livros publicados por grandes editoras e de diversos artigos acadêmicos sobre temas de macroeconomia aplicada, como políticas monetária e fiscal, economia do setor público, taxa de câmbio e regimes cambiais, e orientador de dezenas de dissertações de mestrado e de teses de doutorado em economia. Entre seus livros publicados tem "Taxa de Câmbio no Brasil", 2011, e "Economia do Ajuste Fiscal", de 2015, ambos publicados pela ed. Elsevier e capítulo de livro editado por dois ganhadores do Nobel em Economia, J. Stiglitz, G. Akerlof, D. Romer e O. Blanchard. 2014. "What have we learned? Macroeconomic Policy after the Crisis (The MIT Press).

**Equipe
Técnica**

Joelson Sampaio, PhD. | PMP | CP3P | Regulatory Delivery | Professor EESP

Pós-Doutor e Doutor em Economia – USP e Doutor em Finanças – FGV. Visiting Scholar - Northwestern University e Colorado University. Diretor da Sociedade Brasileira de Finanças. Professor de Economia e Finanças na EESP. Membro independente na Comissão de Avaliação do Indicador de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais do Ministério da Economia. Editor Associado da Revista Brasileira de Gestão e Negócios (RBGN). Membro do Conselho Editorial da Revista Estudos Econômicos. É assessor científico (ad-hoc) da Agência de Fomento e Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. Pesquisador permanente do Centro de Estudos Quantitativos em Economia e Finanças da EESP. Colunista de Infraestrutura do Broadcast / Agência Estado.

Renan Pieri, PhD. Professor EAESP

Doutor e Mestre pela Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (EESP-FGV), graduado em Economia pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (FEA-USP). Fez pós-doutorado pelo INCT-CNPq no Insper. Atualmente é professor extra-carreira da Escola de Administração da Fundação Getúlio Vargas e dos cursos de especialização e MBA da EESP-FGV. Tem experiência e interesse na área de Economia, com ênfase em métodos quantitativos (econometria aplicada), economia da educação, economia do trabalho e economia política. Tem especial interesse em avaliação de políticas públicas e projetos sociais por análise estatística comparativa de grupos de tratamento e controle.

Mit

Sumário

Resumo Executivo	4
1. Introdução	6
2. Contextualização econômica à época do certame	8
3. Aspectos econômicos sobre a segurança jurídica dos contratos	18
4. Benefícios econômicos da substituição das quatro usinas vencedoras do certame pela UTE Cuiabá..	21
5. Considerações Finais.....	31
6. Referências Bibliográficas.....	33

MITA

RESUMO EXECUTIVO

1. O presente documento analisa os potenciais impactos aos consumidores da substituição das usinas termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I pela UTE Cuiabá (antiga UTE Mário Covas). Este estudo analisa os impactos econômicos da substituição das quatro usinas pela UTE Cuiabá.
2. Ao longo de 2021, foi se desenhando um quadro de grave estresse hídrico e de riscos de fornecimento de energia. Em maio daquele ano, em virtude da seca extraordinária, o Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) emitiu, um inédito "Alerta de Emergência Hídrica" para a bacia do rio Paraná, advertindo que "as perspectivas climáticas para 2021/2022 indicam que a maior parte da região central do país, a partir de maio até final de setembro, entra em seu período com menor volume de chuvas (estação seca)". De fato, 2021 foi um ano de excepcionalidade do regime pluviométrico no país, no qual experimentamos a pior seca dos últimos 91 anos no Centro-Sul do Brasil.
3. Em setembro de 2021, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade, com vista à otimização do uso dos recursos hidroenergéticos no Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento de eletricidade no País.
4. À época do certame havia uma grande necessidade de expansão rápida da capacidade de geração de energia elétrica que independesse das condições climáticas – como a pluviometria, uma vez que ela tem apresentado fortes oscilações ao longo dos últimos anos. Foi nesse contexto que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) lançou o PCS em setembro de 2021.
5. A Âmbar Energia S.A. pleiteou e teve pedido deferido pela Diretoria Colegiada da ANEEL para que a UTE Cuiabá honrasse os compromissos das quatro usinas (Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I). Essa decisão permitiu oferta rápida de energia. UTE Cuiabá é plenamente capaz, sob a ótica técnica e comercial, de atender aos contratos firmados pelas quatro usinas em questão.
6. Estimamos que os benefícios para o consumidor podem alcançar R\$ 7,3 bilhões, a depender do cenário escolhido. Adicionalmente, apresentamos as razões pelas quais julgamos como superior o cenário no qual a garantia física da UTE Cuiabá poderia ser sazonalizada de acordo com as necessidades sistêmicas.
7. A Âmbar sinalizou a possibilidade de adotar o menor CVU entre as quatro usinas – R\$ 616/MWh – e ainda aplicar uma redução de R\$ 49,25/MWh na sua receita fixa. A redução de receita fixa resultaria em economia anual de R\$ 140,5 milhões, ou R\$ 515 milhões ao longo de todo o contrato.
8. Além disso, a utilização da UTE Cuiabá agregaria mais segurança ao sistema, uma vez que operaria com inflexibilidade inferior a 85%, ao passo que as outras usinas operariam com 100% de inflexibilidade – em relação à sua garantia física. Essa flexibilidade proporcionada pela UTE Cuiabá, aliada a um patamar competitivo de CVU – R\$ 616/MWh – representam ganhos sistêmicos relevantes.
9. No segundo cenário, analisamos o efeito da sazonalização da geração da UTE Cuiabá, que implicaria também em redução do montante de GF comprometida com o novo CER. Nesse caso, a inflexibilidade da usina cairia de 325,7 MWmédios para 225 MWmédios. Essa redução, por si só, implica em redução na receita fixa (RF) da usina, de R\$ 2,139 bilhões/ano para R\$ 1,478 bilhão/ano – economia de R\$ 661,5 milhões/ano, ou R\$ 2,4 bilhões ao longo do contrato.
10. Além disso, a alteração do perfil de entrega da energia, com alocação de 480 MWmédios de julho a novembro, representaria resultado positivo no Mercado de Curto Prazo (MCP), se comparado à sazonalização *flat*.

11. Nota-se que, como era esperado, os PLDs dos meses de julho a novembro são superiores àqueles dos meses de janeiro a junho e dezembro. Nesse caso, o resultado esperado no MCP (anual) seria de R\$ 429/MWh. Todavia, dado que houve alteração no montante de entrega (de 325,7 MWmédios para 225 MWmédios), na prática há uma frustração de receita no MCP, dada pela diferença entre a receita prevista no primeiro caso (R\$ 525 milhões) e a receita prevista para este caso (R\$ 429 milhões). Em outras palavras, o dispêndio dos consumidores com Receita Fixa (RF) seria significativamente menor, porém o benefício observado no MCP seria ligeiramente menor. A combinação desses dois resultados, implica em benefício líquido para os consumidores de R\$ 565,7 milhões/ano, ou R\$ 2,1 bilhões ao longo de todo o contrato.
12. Assim, o benefício observado pelos consumidores seria de R\$ 2,9 bilhões, ao longo de toda a vigência do contrato. Se somado ao benefício produzido pelo desconto de R\$ 49,25/MWh na RF e ao benefício da CUSD, o benefício total alcançaria R\$ 4,3 bilhões em 44 meses.
13. Destacamos, ainda, que sob a ótica operativa, os benefícios da sazonalização são tão relevantes quanto seus impactos econômicos. Sabe-se que boa parte da expansão do sistema de geração de energia nos últimos anos foi feita com base em usinas não-controláveis – i.e., que possuem baixa capacidade de armazenamento. No caso das hidrelétricas, a expansão deu-se com base em usinas hidrelétricas à fio d'água – sem reservatórios de acumulação – e para as demais renováveis, como eólica e solar, que obviamente só geram quando há disponibilidade de vento ou de sol.
14. O impacto principal desta alteração é a perda de flexibilidade por parte do operador do sistema (ONS) que fique suscetível às intempéries do clima e à sazonalidade dos recursos para operar o sistema. Se pudéssemos definir o momento de geração da UTE Cuiabá – e de outras termelétricas – qual seria o perfil mais lógico: uma geração flat no tempo, ou sazonalizada de acordo com as necessidades do sistema?
15. Pensando nisso, a Âmbar Energia S.A fez uma última proposta, aqui também analisada. Deixar totalmente a critério do operador o despacho da UTE Cuiabá, remunerando esta usina apenas pelos seus custos variáveis – que, conforme visto aqui, são competitivos. Nesse caso, o benefício aos consumidores seria bastante óbvio: se a usina não operar em nenhum momento, num cenário de regime hidrológico favorável, o benefício alcançaria a totalidade da RF contratada, deduzida da frustração gerada no MCP. Em termos líquidos, o benefício nesse caso alcançaria R\$ 7,3 bilhões.
16. Vale o registro de que o PCS 1/2021 permitiu a expansão dos investimentos no setor, uma vez que, mesmo a UTE Cuiabá tendo capacidade operacional e comercial para suprir os compromissos das quatro UTEs, os investimentos nestas quatro usinas aconteceram. Com isso, a uma expansão na capacidade de oferta de energia, indispensável para o cenário de quebra estrutural que se observa por exemplo com a queda no nível de reservatórios do SE/CO.
17. Apesar de meritória, a redução incentivada do consumo de energia tem custos tão elevados quanto a geração termelétrica, porém sem agregar qualquer capacidade adicional ao sistema, ou sem gerar qualquer novo emprego – podendo, no limite, representar desligamentos e redução de jornada. Portanto, diferente da contratação proporcionada pelo PCS, que induziu investimentos da ordem de R\$ 5 bilhões e aumentou, efetivamente, a capacidade do sistema a longo prazo, essencial para o cenário estrutural dos níveis dos reservatórios, os programas voltados à redução do consumo tiveram efeito meramente transitório sobre o sistema, ainda que com custos também significativos.
18. Neste contexto de necessária expansão dos investimentos no setor, o mero risco de quebra contratual pode provocar impactos sem precedentes para a expansão da oferta de energia e com isso gerar custos econômicos e sociais de grande montante, dados os cenários aqui apresentados de redução drástica nas vazões dos afluentes e de queda nos níveis dos reservatórios em especial nas principais regiões geradoras de energia hidroelétrica. Em Acórdão no. 1543/2009 do Plenário do TCU foi recomendado que se “promova melhoramentos, se for o caso, de forma a mitigar os riscos futuros de uma crise energética”, quando da análise na ANEEL sobre a gestão da crise de 2001.

1. Introdução

O presente documento procura analisar os potenciais impactos aos consumidores da substituição das usinas termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I pela UTE Cuiabá (antiga UTE Mário Covas). O documento faz uma contextualização econômica e do setor de energia à época do certame em 2021. Por fim, realiza uma análise dos aspectos econômicos da segurança jurídica dos contratos e dos benefícios da substituição das quatro usinas pela UTE Cuiabá.

O Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 1/2021 - ANEEL – foi destinado a contratar Energia de Reserva de novos empreendimentos de geração de energia elétrica a fim de aumentar a Reserva de Capacidade. Em virtude da severidade da crise hidroenergética enfrentada pelo país em 2021, o PCS dispensou inúmeros ritos ordinários dos processos licitatórios de contratação de energia, de forma a viabilizar oferta adicional de energia para o país a partir de maio de 2022.

As usinas termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I tiveram suas energias comercializadas no PCS e foram autorizadas, respectivamente, por meio das Resoluções Autorizativas Aneel nº 10.866, nº 10.867, nº 10.868 e nº 10.877, todas de 5 de novembro de 2021.

Decisões colegiadas da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) julgaram favoravelmente o Requerimento Administrativo, com pedido de medida cautelar, interposto pelas empresas Âmbor Energia S.A., SPE EPP II Centrais Elétricas Ltda. e SPE EPP 2 Itaguaí Energia Ltda. com vistas à autorização para que as obrigações assumidas pelas Requerentes no âmbito do Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 01/2021 fossem atendidas por meio da UTE Cuiabá (Mário Covas) (Processo Aneel nº 48500.004485/2022-10).

Representação formulada pela Secretaria de Infraestrutura de Fiscalização de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), apontou para possível vício de processo, dado que as decisões foram *“em desacordo com as diretrizes do PCS definidas na Portaria nº 24/2021, do Ministério de Minas e Energia (MME), de 17/9/2021. Essa portaria ministerial, em seu art. 3º, § 2º, I e II, estabeleceu que somente poderiam participar do referido certame novos empreendimentos de geração ou empreendimentos existentes que não tivessem entrado em operação comercial até a data de publicação do Edital. Essa vedação foi reforçada na Cláusula 3.1.2 do Edital. Dessa forma, a substituição das termelétricas contratadas pela UTE Cuiabá (antiga UTE Mário Covas), que estava em operação comercial à época da licitação, se caracteriza como infração à norma infralegal e aos termos contratuais”*.

As principais conclusões desse documento apontam que havia uma grande necessidade de expansão da capacidade de geração de energia elétrica que independesse das condições climáticas à época do leilão. Nesse contexto, foi lançado o PCS, em setembro de 2021 que levou as quatro usinas termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I a terem sua energia comercializada. Destaca-se também que a usina UTE Cuiabá CC se encontrava listada na "configuração de referência", porém com disponibilizada "zerada", corroborando com aquilo que é alegado pela Âmbar Energia S.A, em suas manifestações públicas, de que a usina apesar de fisicamente pronta, não era considerada naquele momento para fins de programação da operação e para formação de preços. Considerando esses aspectos, este estudo conclui que a substituição das quatro usinas pela UTE Cuiabá apresenta benefícios econômicos, em particular, benefícios sistêmicos, ambientais e aos consumidores¹.

Além desses, ressaltamos também que há de se levar em consideração pelo menos três outros aspectos relevantes que se somam ao conjunto de benefícios descritos acima. O primeiro é o efeito do respeito aos contratos para o setor elétrico e para a economia. Como descrito mais a frente, a segurança jurídica traz fortes incentivos aos investimentos; porém, a falta dela acarreta danos irreversíveis ao ambiente dos negócios, em especial, em setor como o da energia, muito dependente de decisões de longo prazo. O segundo aspecto é que o custo do déficit de energia bateu ser recorde no ano de 2021, mostrando que é fundamental a promoção de novos investimentos em geração de energia no Brasil. Por fim, a retomada do crescimento econômico requer uma maior estabilidade do fornecimento de energia elétrica, sem a qual os investimentos em outros setores ficam completamente comprometidos.

Além desta introdução, em seguida realizamos uma breve análise do contexto econômico e hidroenergético à época do lançamento do PCS. Depois disso descrevemos o que se sabe sobre os aspectos econômicos da segurança jurídica dos contratos. Por fim, fazemos uma análise dos benefícios econômicos da substituição das quatro UTEs, a saber, Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I, pela UTE Cuiabá. Depois, concluímos com nossa recomendação.

math

¹ Como apresentado mais a frente, os principais benefícios são advindos da proposta da Âmbar Energia S.A em deixar totalmente a critério do operador o despacho da UTE Cuiabá, remunerando esta usina apenas pelos seus custos variáveis. Essa decisão geraria um benefício direto aos consumidores, que advém da possibilidade da usina não operar em nenhum momento num cenário de regime hidrológico favorável – sendo que o benefício alcançaria a totalidade da RF contratada, deduzida da frustração gerada no MCP.

2. Contextualização econômica à época do certame

Nesta seção apresentamos um breve contexto econômico, do cenário hidroenergético e das decisões tomadas à época do certame envolvendo o PCS nº 1/2021 da ANEEL.

Segundo dados das Contas Nacionais do IBGE, a economia brasileira apresentou forte crescimento em 2021, com uma recuperação considerável frente à 2020. Vale lembrar que o ano de 2020 foi severamente afetado pelos acontecimentos que remontam a pandemia mundial do coronavírus, o COVID-19². A variação positiva do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro foi de 4,6%, em 2021, recuperando todas as perdas frente ao ano anterior, no qual a economia brasileira decresceu 3,9%³.

Além disso, 2021 foi o ano da retomada da geração de empregos no País após o choque econômico advindo da pandemia. Segundo dados da Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios Contínua (PNADC) do IBGE, a taxa média anual de desemprego no Brasil caiu de 13,8%, em 2020, para 13,2%, em 2021⁴. 19 das 27 unidades da federação tiveram saldo positivo na geração de empregos, durante aquele ano, o que mostra que a maior parte do País passou a gerar empregos. No último dado disponível da PNAD, para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2022, a taxa de desemprego caiu para 8,9%, seguindo a tendência de queda iniciada em 2021.

Além do crescimento econômico e da geração de empregos, é relevante entender o comportamento da inflação em 2021 para compreender o cenário à época da preparação do PCS 1/2021. O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo IBGE a partir de uma cesta de consumo para famílias com rendimentos entre 1 e 40 salários-mínimos, é utilizado como o índice oficial de inflação no Brasil. Em 2021, a inflação fechou o ano de 2021 em 10,06%, representando significativo aumento em relação ao ano de 2020, quando ficou em 4,51%. Ao olhar para os meses que mais contribuíram para a inflação, temos que grande parte do aumento de preços se concentrou entre julho/2021 e outubro/2021 – justamente no período em que crise hídrica se acentuou.

Nesses meses, os preços que mais subiram foram de itens relacionados à alimentação e consumo de energia, com grande destaque para esse último. **Enquanto os alimentos subiram**

mult

² Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde declara pandemia de coronavírus e anuncia um conjunto de medidas não farmacológicas para a contenção do vírus, como o distanciamento social, que derrubou a oferta e a demanda em diversos setores da economia e desarticulou cadeiras produtivas globais.

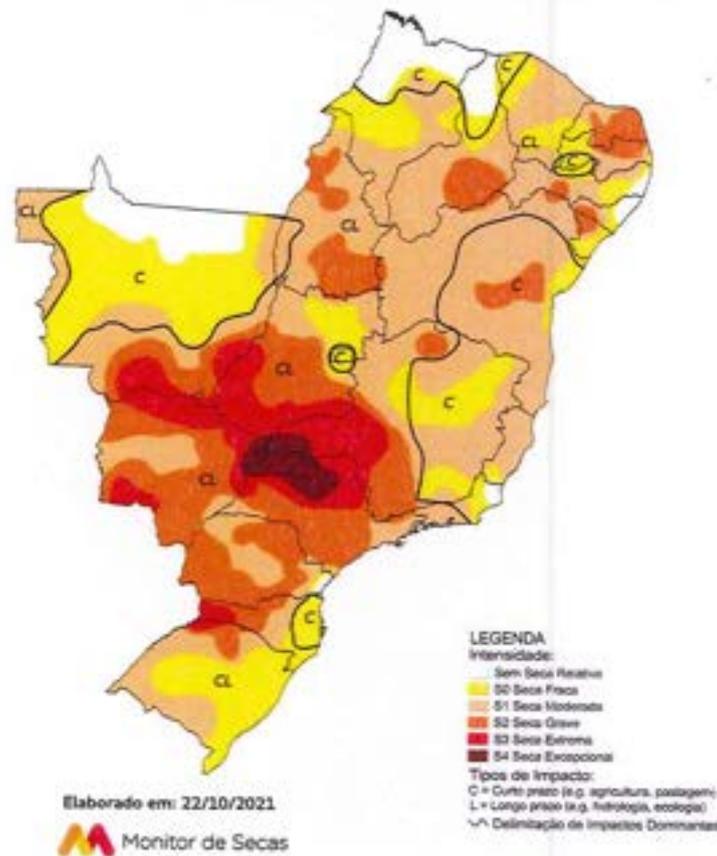
³ <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/33066-pib-cresce-4-6-em-2021-e-supera-perdas-da-pandemia>

⁴ <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/33034-desemprego-recua-na-maioria-dos-estados-na-media-anual-para-2021>

aproximadamente 1% ao mês durante os meses supracitados, a categoria de combustíveis e energia subiu aproximadamente 3% ao mês – com os preços de energia elétrica apresentando aumentos de 7,88% e 6,47%, em julho/2021 e setembro/2021, respectivamente.

Em comum para os aumentos de preços dos alimentos e da energia elétrica tem-se a lacuna de chuvas no Brasil ao longo 2021. De fato, 2021 foi um ano de excepcionalidade do regime pluviométrico no país, no qual experimentamos a pior seca dos últimos 91 anos no Centro-Sul do Brasil. Na figura 1 abaixo, pode-se observar que os estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Goiás, Paraná e Santa Catarina foram bastante afetados pela falta de chuvas – com secas graves, extremas ou excepcionais registradas em setembro de 2021.

Figura 1. Monitor de Secas em Setembro de 2021



Milha

FONTE: Monitor de Secas – Agência Nacional da Água (2022)

Em virtude da seca extraordinária, o Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) emitiu, em 27 de maio de 2021, um inédito "Alerta de Emergência Hídrica"⁵ para a bacia do rio Paraná, advertindo que "as perspectivas climáticas para 2021/2022 indicam que a maior parte da região central do país, a partir de maio até final de setembro, entra em seu período com menor volume de chuvas (estação seca)". Esse alerta orientou a tomada de decisões dos formuladores de políticas públicas nos meses que se seguiram.

Dessa forma, o cenário econômico à época do lançamento do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) de 2021 era de retomada de demanda agregada e de geração de empregos, com inflação alta e possivelmente crescente devido em grande parte ao choque da seca⁶. Tendo em vista o comportamento pluviométrico dos anos anteriores, a decisão de contratação de energia de termoeletricas se mostrava como uma alternativa bastante atrativa frente à necessidade de se reduzir um dos principais riscos à retomada do crescimento: a escassez de energia elétrica face aos altos preços.

Dada a importância que a seca teve na tomada de decisões que levaram ao PCS em setembro de 2021, descrevemos com maiores detalhes a crise hidroenergética e seus impactos sobre o Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

2.1 A crise hidroenergética de 2021

A crise hidroenergética de 2021 foi a mais severa enfrentada pelo País de que se tem registro. Ela superou o déficit hidrológico que gerou a crise do racionamento de 2001. **O período de chuvas de setembro de 2020 a abril de 2021 foi marcado pelo menor índice pluviométrico da série hidrológica utilizada no Setor Elétrico Brasileiro, que teve início em 1931.** A severidade da crise pode ser demonstrada, como veremos adiante, não apenas pelos dados de vazões afluentes aos reservatórios hidrelétricas, mas também pelo ineditismo das medidas adotadas pelo Governo Federal para combater aos efeitos da crise.

⁵ http://www.inpe.br/noticias/arquivos/pdf/NOTA_Emergencia_Hidrica_v05.pdf

⁶ Houve também a desorganização das cadeias globais de valor, que foram afetadas pelos lockdowns em diversas partes do mundo devido à pandemia do COVID-19. Tal desorganização levou a falta de componentes de diversos produtos industriais, provocando redução de oferta dos mesmos e consequente alta dos preços.

Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória 1.055, foi criada a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG7. No período de 01/07/2021 a 05/11/2021, a CREG se reuniu, de forma colegiada, ao menos oito vezes⁸ e emitiu quatro resoluções⁹. Em 31 de agosto de 2021, a CREG emitiu as Resoluções n° 2/2021 e n° 3/2021, instituindo o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica (RVD) e determinando a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$ 142,00/MWh, que à época representou aumento de quase 7% nas tarifas de energia dos consumidores finais de energia¹⁰. Como é amplamente documentado na literatura econômica sobre consumo de energia, preços estão positivamente associados ao consumo de energia (IPEA, 2021; Schmidte e Lima, 2004).

Em 9 de setembro de 2021, a Resolução CREG n° 4/2021 determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade, nos termos dos §§ 1° e 2° do art. 4° da MP n° 1.055/2021, com vista à otimização do uso dos recursos hidroenergéticos no Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento de eletricidade no País.

Além dessas resoluções, a câmara de crise ainda determinou uma série de flexibilizações no uso de recursos hídricos em usinas hidrelétricas, "by-passando" regras de gestão ambiental e de uso compartilhado das águas dos reservatórios. Por fim, ainda permitiu a importação máxima de energia disponível em países vizinhos conectados com o Brasil e a compra de oferta adicional de energia de usinas existentes.

De acordo com estimativas do próprio Governo Federal, o custo estimado de gestão da crise alcançou o patamar de R\$ 28 bilhões¹¹, valor repassado às contas de energia elétrica, por meio das bandeiras tarifárias e dos processos ordinários de reajuste das tarifas de energia. Destaca-se aqui que, dentre os mecanismos utilizados pelo Governo para gestão da crise, um deles foi o RVD voltado para *grandes consumidores* de energia¹². Estes consumidores puderam ofertar ao operador

⁷ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg>

⁸ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/ata>

⁹ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/resolucoes-da-creg>

¹⁰ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53185631/governo-cria-bandeira-escassez-hidrica-de-r-1420-por-100-kwh>

¹¹ <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2022/02/04/crise-hidrica-custou-r-28-bilhoes-para-o-pais-aponta-ministerio.ghtml>

¹² <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210908-Perguntas-e-respostas-Oferta-de-Reducao-Voluntaria-de-Demanda-%28RVD%29.aspx>

do sistema uma redução de consumo, em horários críticos do sistema, a valores que superaram R\$ 1600/MWh¹³. Novamente, esses incentivos buscavam a redução do consumo de energia para diminuição do risco de déficit. Este mecanismo é conhecido como “*resposta pelo lado da demanda*” e é muito utilizado no mundo – porém, no Brasil ainda é incipiente.

Destaca-se, todavia, que apesar de meritória, a redução incentivada do consumo de energia tem custos tão elevados quanto a geração termelétrica, porém sem agregar qualquer capacidade adicional ao sistema, ou sem gerar qualquer novo emprego – podendo, no limite, representar desligamentos e redução de jornada. Portanto, diferente da contratação proporcionada pelo PCS, que induziu investimentos da ordem de R\$ 5 bilhões e aumentou, efetivamente, a capacidade do sistema a longo prazo, os programas voltados à redução do consumo tiveram efeito meramente transitório sobre o sistema, ainda que com custos também significativos.

2.2 Cenário de abastecimento de Energia Elétrica

Como já mencionado, o ano de 2021, mais especificamente entre os meses de setembro de 2020 a abril de 2021, foi marcado pela pior série histórica de vazões do SEB. Apesar deste fato ter sido amplamente noticiado¹⁴ – e mencionado pelas autoridades governamentais – pouca atenção foi dada à degradação consistente do cenário hidrológico no país nos anos anteriores à referida crise de abastecimento.

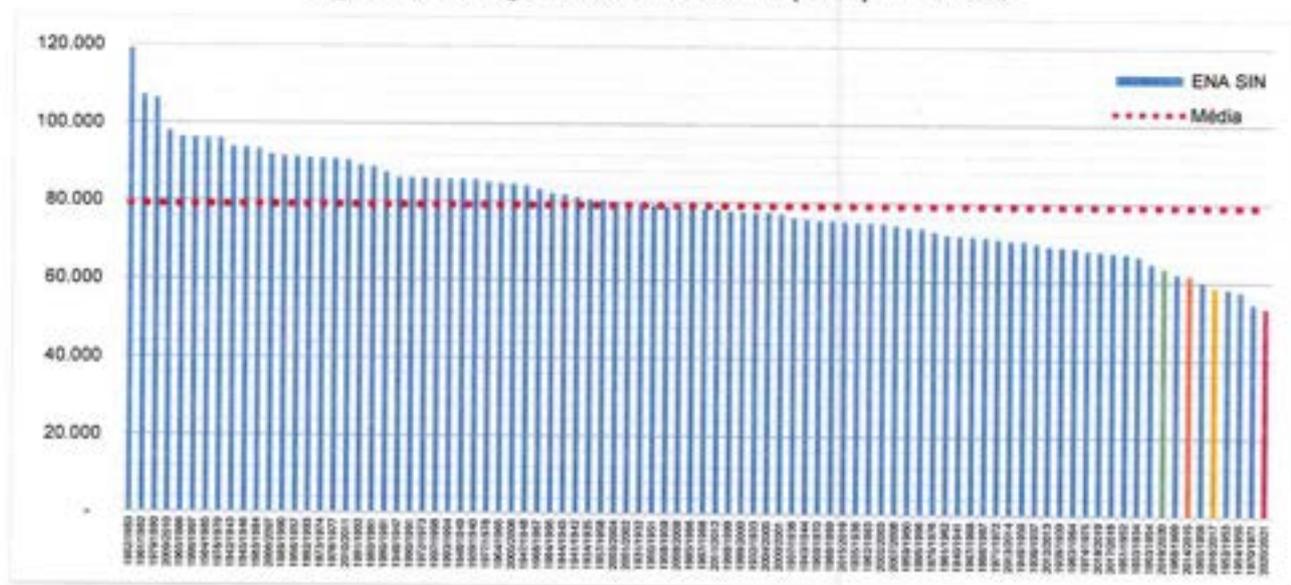
A Figura 2, a seguir, apresenta a Energia Natural Afluente (ENA), no âmbito do Sistema Interligado Nacional, acumulada entre os meses de setembro e abril, desde o ano de 1931. Observa-se que das nove piores sequências, quatro aconteceram após 2014/2015, sendo que **em 2020/2021, o valor observado de ENA ficou 33% abaixo da média histórica**. Em termos de energia afluente, o déficit observado foi de 26 GW_{méd}, o que equivale a duas vezes e meia (2,5x) a geração média anual da usina de Itaipu.

¹³ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/tabela2-1.pdf/view>

¹⁴ Alguns exemplos de notícias de importantes veículos da mídia podem ser encontrados nos links abaixo: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/09/piora-da-crise-hidrica-impacta-planos-de-empresas-e-ameaca-economia-ate-2022.shtml>
<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,crise-hidrica-grupo-que-estipula-medidas-para-evitar-apagao-se-reuniu-pela-ultima-vez-nesta-sexta,70003890493>

No caso dos subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Nordeste, que concentram juntos quase 90% da capacidade de armazenamento hidrelétrico do SIN, o caso foi ainda mais crítico. De 2011 a 2020, a Energia Natural Afluente (ENA), nas quatro mais importantes bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN) – Paranaíba, Grande, São Francisco e Tocantins –, ficou consideravelmente abaixo da média histórica – respectivamente, 76%, 74%, 57% e 80%. Nos últimos cinco anos do histórico utilizado pelo ONS (2016-2020), o quadro foi ainda pior – respectivamente, 68%, 70%, 50% e 69%.

Figura 2. Energia Natural Afluente (ENA) – Mwméd



FONTE: elaboração própria com dados do ONS

Corroborando os dados acima temos um recente levantamento da instituição MapBiomias¹⁵ sobre a superfície de corpos d'água no Brasil, entre os anos 1985 e 2021 (MapBiomias, 2021). Segundo os dados apresentados, houve uma redução de 15,7% da superfície d'água no Brasil desde os anos 1990¹⁶, o que também inclui a superfície das hidroelétricas que operam no país. Em particular, na última década (entre 2011 e 2020) aproximadamente 7% da superfície d'água nos estados do Paraná, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito

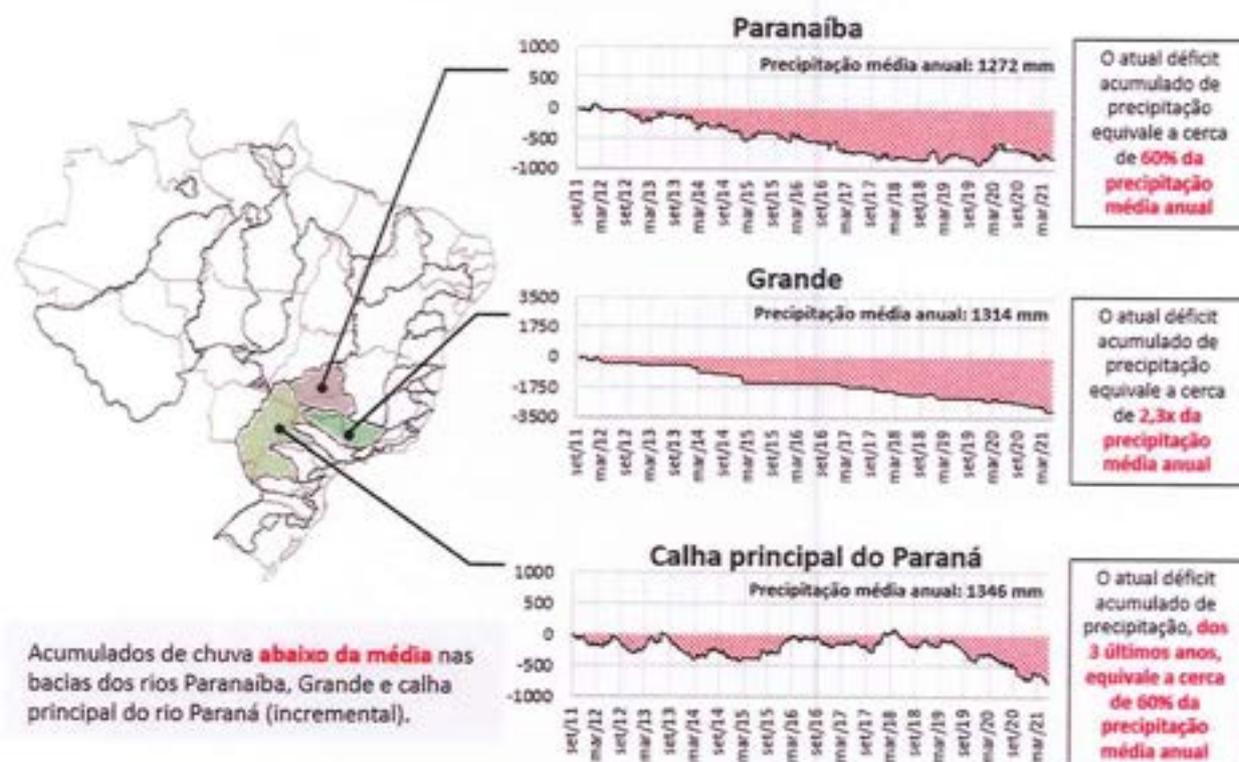
with

¹⁵ O MapBiomias é uma rede colaborativa, formada por ONGs, universidades e startups de tecnologia. Eles produzem um mapeamento anual da cobertura e uso do solo e monitoramos a superfície de água e cicatrizes de fogo mensalmente com dados a partir de 1985.
¹⁶ <https://brasil.mapbiomias.org/superficie-de-agua-no-brasil-reduz-15-desde-o-inicio-dos-anos-90>

Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás deixou de existir. Essa região concentra a maior parte da geração de energia elétrica via hidrelétricas do Brasil.

Essas evidências sugerem que há uma degradação consistente do cenário hidrológico no coração do sistema hidrelétrico do país, deixando o sistema em situação bastante desfavorável. Esta situação foi atestada pelo próprio Operador Nacional do Sistema (ONS), em estudos produzidos ao longo dos meses da crise hídrica de 2021 – que, mais tarde, subsidiariam o Ministério de Minas e Energia (MME) na edição do PCS¹⁷. Como pode ser visto no esquema a seguir (Figura 3), o ONS reconhece que há um problema sistêmico na principal bacia hidrográfica do SIN – a bacia do rio Paraná – o que coloca em xeque a segurança no abastecimento energético nos próximos anos no país.

Figura 3. Anomalias de Chuvas nas Bacias dos Rios Paranaíba e Grande e Calha Principal do Rio Paraná nos Últimos 10 anos



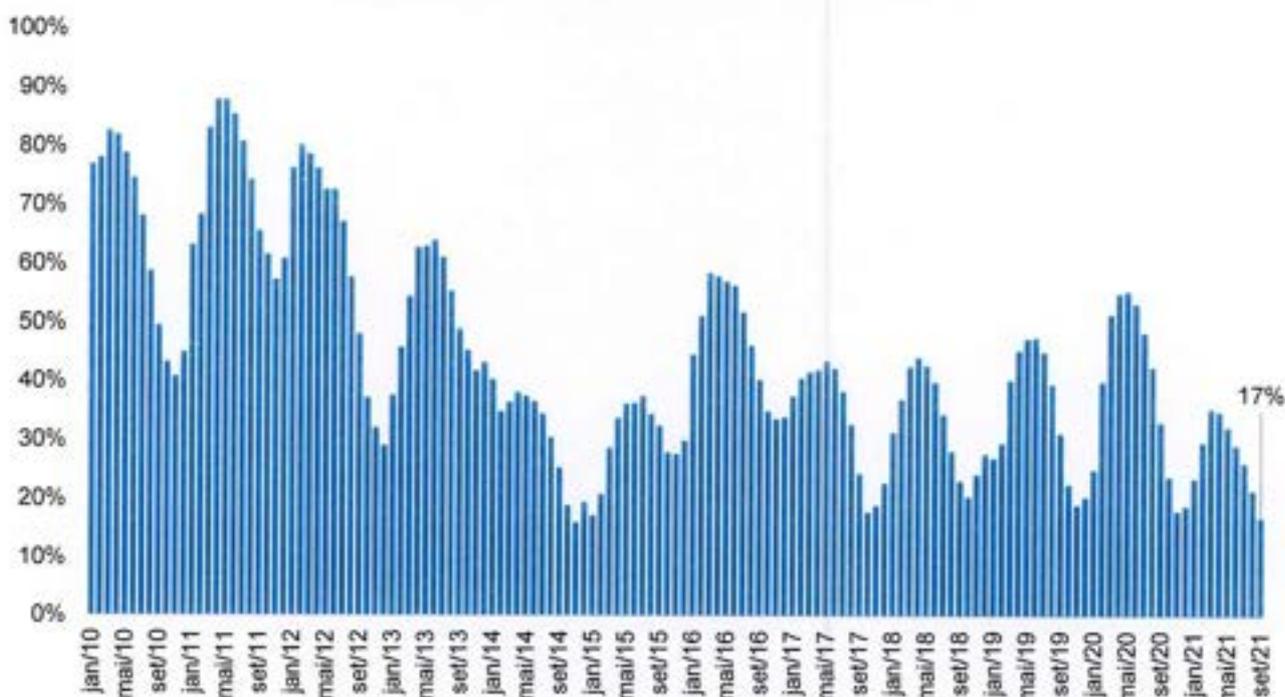
FONTE: Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico (2021)

mult

¹⁷ http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c2a18234-61bc-cc77-1aa4-1b1d0c5d7d94&groupId=36148

Como consequência desse cenário adverso, o armazenamento no subsistema SE/CO alcançou, ao final do mês de setembro de 2021, o pior armazenamento para o período do histórico – inferior, inclusive, ao mesmo mês do ano de 2001, quando o país se encontrava em meio à crise energética do racionamento. A Figura 4 abaixo apresenta o armazenamento nos reservatórios do SE/CO, desde 2010, com destaque para o valor armazenado no dia 30/09/2021. Para efeitos de comparação, o armazenamento neste mesmo subsistema, em 30/09/2001, era de 20,7%.

Figura 4. Armazenamento SE/CO (% EARM_{máx})

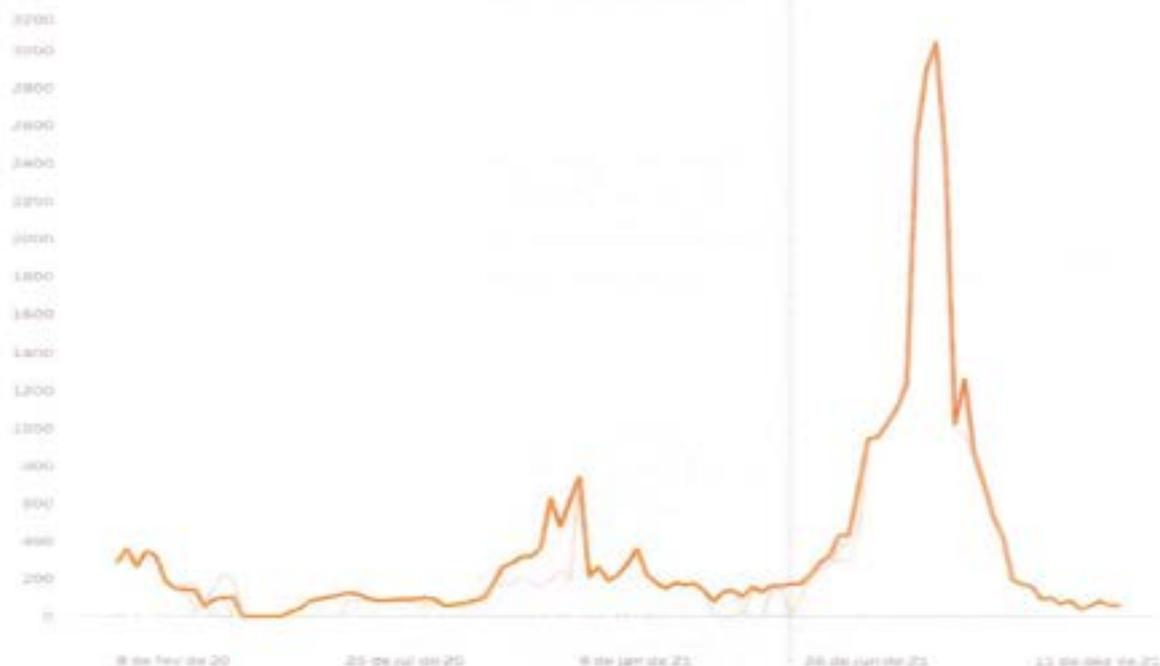


FONTE: Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico (2021)

A consequência desse cenário foi uma disparada nos custos de operação do sistema. Com a totalidade do parque termelétrico em operação e o uso de todos os recursos disponíveis – seja de importação ou mesmo de redução da demanda – o Custo Marginal de Operação (CMO) alcançou o patamar de R\$ 3.000/MWh, no mês de agosto. O pico observado no gráfico abaixo sugere, justamente, o cenário de crise de abastecimento vivido no seu pior estágio.

math

Figura 5. Custo Marginal de Operação (CMO) no SE/CO – Média Semanal (Semana Operativa) – entre 01/01/2020 e 31/12/2021(em reais – BRL)



FONTE: Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico (2021)

Nota-se, portanto, que à época do certame havia uma grande necessidade de expansão rápida da capacidade de geração de energia elétrica que independesse das condições climáticas – como a pluviometria, uma vez que ela tem apresentado fortes oscilações ao longo dos últimos anos. Foi nesse contexto que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) lançou o PCS em setembro de 2021¹⁸.

No contexto do leilão, merece destaque a “configuração termoeletrica de referência” do certame – i.e., o conjunto de usinas termelétricas consideradas em operação naquele momento e que servem de referência para o cálculo da Garantia Física (GF) das proponentes e para o cálculo dos CMO’s no horizonte da disputa. Nota-se, pela Tabela 1 abaixo, que a Usina Cuiabá CC (UTE Cuiabá) se encontra listada na “configuração de referência”, porém com disponibilizada “zerada”, corroborando com aquilo que é alegado pela Âmbar Energia S.A, em suas manifestações públicas, de que a usina apesar de fisicamente pronta, não era considerada naquele momento para fins de programação da operação e para formação de preços.

auth

¹⁸ Todos os documentos do PCS encontram-se disponíveis no link: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/procedimento-competitivo-simplificado-2021>

Tabela 1. Configuração Termoeétrica de Referência do Certame

Usina	Subsistema	Combustível	Potência Efetiva (MW)	F _{cm} (%)	TEFP (%)	IP (%)	Disponibilidade máxima (Mwmed)	Inflexibilidade (Mwmed)	CVU (R\$/MWh)
ALTOS	NE	DIESEL	13,1	0	91,77	20,5	0,00	0	0,00
ANGRA 1	SE	NUCLEAR	640,0	100	2,79	10,33	557,88	509,8	31,17
ANGRA 2	SE	NUCLEAR	1350,0	100	1,15	9,89	1202,50	1080	20,12
ANGRA 3	SE	NUCLEAR	1405,0	100	2	6,84	1282,72	1282,7	25,58
APARECIDA	N	GAS	166,0	100	15,42	17,49	115,85	115,84	68,55
ARACATI	NE	DIESEL	11,5	0	93,15	24,53	0,00	0	0,00
ARAUCARJA	S	GAS	484,2	0	3,15	10,45	0,00	0	0,00
BAHIA I	NE	OLEO	31,0	98	13,97	3,11	25,32	0	819,14
BADJADA FLU	SE	GAS	530,0	100	12,75	8,95	421,04	0	98,82
BATURITE	NE	DIESEL	11,5	0	91,03	24,71	0,00	0	0,00
C. ROCHA	N	GAS	85,4	0	1	20,72	0,00	0	0,00
CAMACARI MII	NE	DIESEL	144,0	100	3	1	138,28	0	1558,71
Camacari PI	NE	OLEO	150,0	100	41,55	2,28	85,68	0	1022,13
CAMBARA	S	BIOMASSA	50,0	100	2	2	48,02	20	164,84
CAMPINA GDE	NE	OLEO	169,1	100	44,58	23,25	71,93	0	738,37
CAMPO MAJOR	NE	DIESEL	13,1	0	91,91	25,17	0,00	0	0,00
CANDIOTA 3	S	CARVAO	350,0	100	28,91	20,73	197,24	197,23	91,59
CANDAS	S	DIESEL	248,6	100	2,61	11,95	213,18	0	698,14
CAUCAJA	NE	DIESEL	14,8	0	92,46	26,61	0,00	0	0,00
Citrama	S	BIOMASSA	4,0	90	3,5	6	3,27	0	325,32
CRATO	NE	DIESEL	13,1	0	91,15	23,25	0,00	0	0,00
CUBATAO	SE	GAS	249,9	100	8,65	11,35	202,37	0	353,47
CUIABA G CC	SE	GAS	529,2	0	9,66	22,25	0,00	0	0,00
DAJA	SE	DIESEL	44,4	0	5,1	16,56	0,00	0	1019,93
DO ATLANTICO	SE	GAS PROCES	490,0	93	0,36	2,43	443,03	419,78	204,31
ENGUA PECEM	NE	DIESEL	14,8	0	89,35	19,52	0,00	0	0,00

FONTE: EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2021)

Ressaltamos que a UTE Cuiabá é uma usina *merchant*, que opera há anos sem contrato e sem reconhecimento de GF. Esta condição foi apontada no "Relatório Kelman", que apontou as razões e consequências da crise energética de 2001, como um dos motivos para a crise, dado que se trata de condição operativa que não incentiva o despacho e não atrai investimentos para o setor.

Todavia, mesmo nessa situação, a UTE Cuiabá contribuiu com o combate à crise de 2021, tendo gerado 163 MWmédios, entre setembro e dezembro de 2021, com um CVU aprovado de R\$ 1831/MWh. Na semana operativa de 04 a 10 de dezembro, a usina gerou 477 MWmédios, valor próximo à sua capacidade máxima de entrega.

Por outro lado, térmicas ainda mais caras foram despachadas nos meses de setembro a dezembro, com CVU's que ultrapassaram R\$ 2500/MWh. Considerando a diferença entre a capacidade média de geração da UTE Cuiabá (480 MWmédios) e sua geração efetiva no período (163 MWmédios), além da diferença entre o CVU da UTE Cuiabá (R\$ 1831/MWh) e o CVU médio daquelas usinas mais caras (R\$ 2200/MWh), que geraram no período, constatamos que o despacho total da UTE Cuiabá teria proporcionado uma economia ao consumidor de R\$ 336 milhões, em quatro meses.

auth

3. Aspectos econômicos sobre a segurança jurídica dos contratos

A segurança jurídica dos contratos é de fundamental importância para o bom funcionamento da economia. A literatura econômica internacional já mostrou repetidas vezes como mudanças de contratos ou de interpretações contratuais podem acarretar menos crescimento econômico devido à falta de investimentos, afetando em grande parte investidores privados de longo-prazo.

Como exemplo, podemos citar a literatura que relaciona a qualidade das instituições de um país com seu crescimento econômico. Os estudos desse segmento da ciência econômica são hegemônicos ao encontrar uma relação positiva entre maior qualidade institucional – isto é, respeito às “regras do jogo” e previsibilidade jurídica – e maior crescimento econômico de longo prazo (e.g., Alesina e Perotti, 1996; Ozler et al, 1996; Acemoglu et al, 2001; De Hann, 2007).

Além disso, há excelentes estudos falando sobre esse mesmo assunto com foco no caso brasileiro. Tido como um país no qual as regras institucionais estão sujeitas à mudança de interpretação e instabilidade jurídica, o Brasil é exemplo de como o crescimento econômico de longo prazo pode ser negativamente afetado pela baixa qualidade institucional (Azevedo, 2005; Pinheiro, 2005; Mendes, 2014; Azevedo e Serigatti, 2015). Nos últimos 30 anos, a economia brasileira cresceu consistentemente abaixo da média mundial (Balassiano, 2020).

Em particular, o setor elétrico brasileiro passou recentemente por mudanças abruptas nas regras do jogo conforme a Medida Provisória 579, de 2012, convertida em Lei nº 12.783/2013. Segundo a literatura econômica especializada em setor elétrico, essa mudança de regras no setor leva à maior instabilidade jurídica (Marques, 2014; Souza e Hollanda, 2014; Savoia et al, 2022), a um efeito contágio dos riscos sistêmicos para outros setores regulados da economia (Filgueiras et. al, 2018, Savoia et al, 2022) e a queda dos preços médios das ações e enfraquecimento financeiro de empresas do setor elétrico (Costa et. al, 2018; Loch et. al, 2018). Com isso, os investimentos no setor de geração foram reduzidos e o custo das mudanças chegou a R\$ 198 bilhões para os consumidores brasileiros – segundo dados da ANEEL.

Ainda mais, cabe lembrar que riscos associados a mudanças contratuais podem gerar exigência de maiores prêmios por parte dos investidores para a realização de aportes de recursos (Damodaran, 2008). No setor elétrico, esses prêmios podem se refletir em maiores preços de energia elétrica para o consumidor. Pensando nisso, apresentamos uma tabela (Tabela 2) comparativa com descrição breve do contexto e dos riscos associados aos principais eventos dos últimos 20 anos no

setor elétrico brasileiro: a crise do racionamento/apagão de 2001, a intervenção da administração Dilma Rousseff no setor elétrico em 2012-2013 e, por último, a crise hidroenergética de 2021-2022.

É importante notar que os riscos contratuais para o gerador de energia elétrica aumentaram relativamente conforme as respostas dos órgãos reguladores e controladores ao longo desses últimos 20 anos, passando de nenhuma mudança de contratos após o apagão – mesmo com os altos preços de contratação de energia elétrica à época – até a possibilidade de cancelamento de contrato realizado via PCS em 2021.

Cabe ressaltar, como anteriormente mencionado, que a instabilidade das regras do jogo gera baixos investimentos. Para confirmar essa tese, podemos verificar o “custo do déficit de energia elétrica”. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o custo do déficit é o valor atribuído à **insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica**. No último ano (2021), o custo do déficit de energia elétrica atingiu seu maior patamar, de R\$ 7.643,82 MWh – um aumento de 64.38% em relação a 2017 (CCEE, 2022). Por fim, um cenário de maior estabilidade contratual pode auxiliar na reversão desse cenário e colaborar para a redução do déficit.

MILA

Tabela 2. Resumo dos Principais Eventos no Setor Elétrico dos Últimos 20 anos

	<i>Crise do "Apagão"</i>	<i>Intervenção no Setor Elétrico</i>	<i>Maior Seca dos Últimos 90 anos</i>
	2001-2002	2012-2013	2021-2022
<i>Descrição do Evento</i>	Entre 01/07/2001 e 19/02/2002, fora decretado racionamento de energia elétrica em todo o Brasil para reduzir o consumo de energia em 20% frente à possibilidade de se faltar energia elétrica.	Fora baixada a Medida Provisória 579 em fins de 2012 (transformada em Lei no 12.783/2013) com fins de reduzir o preço da energia elétrica para consumidores frente aos aumentos então recentes dos preços de energia.	Após a maior seca dos últimos 90 anos no Centro-Sul, implementou-se racionamento em prédios públicos e se criou uma série de incentivos financeiros (aumentos na conta de luz) e de conscientização para a redução do consumo de energia.
<i>Situação das Reservatórios para Geração de Energia na ocasião</i>	Com 89% da matriz elétrica vindo de hidrelétricas, o volume útil dos reservatórios era de 26.8% no SE/CO na data de início do racionamento.	Com 80% da matriz elétrica vindo de hidrelétricas, o volume útil dos reservatórios era de 28.8% no SE/CO no final de 2012.	Com 65% da matriz elétrica vindo de hidrelétricas, o volume útil dos reservatórios no SE/CO chegou a 26.6% em julho/21 - abaixo do nível do apagão.
<i>Contexto Econômico do Evento</i>	Crescimento econômico bem abaixo do ano anterior em 2001 (ano com maior número de meses de racionamento). PIB teve variação positiva de apenas 1.5%, frente 4.4% em 2000. Inflação em 2001 fora de 7.67% e 12.53% em 2002. Energia elétrica teve variação de 17.92% em 2002 e 19.88% em 2003.	Crescimento econômico desacelerando em 2013 e 2014 em relação a média dos anos anteriores, chegando a estagnação no final de 2014. PIB com variação positiva de 2.7% em 2013 e 0.1% em 2014. Inflação geral (IPCA) foi de 5.91% e de eletricidade foi de 17.06% em 2013.	Maior seca dos últimos 90 anos e retomada econômica pós-pandemia mundial do COVID-19. Índice de Preços ao Consumidor teve variação positiva de 10.06%, juntamente com crescimento do PIB da ordem de 4.6%. Energia elétrica teve variação positiva de 21.21%.
<i>Resposta dos Órgãos Reguladores e Controladores</i>	Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para evitar novas crises e investimentos crescentes no setor ao longo dos anos seguintes. No curto prazo, optou-se pela contratação emergencial de energia.	Optou-se pela tentativa de reestruturação do setor via renovação antecipada de concessões e mudança nos parâmetros de pagamento dos geradores, com transferência de riscos para os consumidores.	Em análise
<i>Modelo de Contratação de Energia Executado</i>	Contratação emergencial de novos empreendimentos para geração de energia elétrica.	Renovação antecipada de concessões de geração.	Procedimento Competitivo Simples (PCS).
<i>Risco Contratual para o Gerador de Energia</i>	Baixo (sem mudança contratual).	Moderado (com mudança contratual).	Alto (devido à possibilidade de cancelamento de contrato).

FONTE: Elaboração Própria com dados do IBGE e EPE

amk

4. Benefícios econômicos da substituição das quatro usinas vencedoras do certame pela UTE Cuiabá

Nesta seção, apresentamos uma avaliação sobre os benefícios esperados a partir da concretização do pleito da Âmbar Energia S.A para que a UTE Cuiabá honre os compromissos das quatro usinas vencedoras do certame do PCS 1/2021.

Em suma, **estimou-se que os benefícios para o consumidor podem alcançar R\$ 7,3 bilhões**, a depender do cenário escolhido. Adicionalmente, apresentamos as razões pelas quais julgamos como superior o cenário no qual a garantia física da UTE Cuiabá poderia ser sazonalizada de acordo com as necessidades sistêmicas.

Antes de discutir os cenários, faz-se necessário apresentar algumas premissas do estudo.

4.1. *Premissas relevantes*

De acordo com dados da EPE, o 1º PCS/2021 viabilizou a contratação de 17 usinas, somando 1.221 MW de capacidade instalada e 775,8 MW médios de garantia física, com início de suprimento em 01/05/2022 e término em 31/12/2025, ou seja, 44 meses, no total. As usinas apresentaram inflexibilidade média superior a 90%. O preço médio de contratação do leilão foi de R\$ 1.563/MWh e o investimento total previsto na implantação dos empreendimentos é de R\$ 5,3 bilhões. A Receita Fixa das usinas somou R\$ 11,7 bilhões por ano, ou R\$ 39 bilhões, ao longo dos 44 meses dos contratos.

Destaca-se que o "elevado" valor médio praticado no certame pode ser facilmente justificado. Primeiro, pelo tempo recorde previsto para entrada em operação dos empreendimentos – de sete meses, quando os leilões com menor prazo de entrada em operação do SEB são com três anos de antecedência (A-3). Além disso, dado que boa parte das usinas são movidas a gás natural, estas precisaram viabilizar o suprimento do combustível para um prazo determinado, em momento de estresse no mercado global de gás natural.

Destaca-se que, à época do leilão, os preços de gás no mundo já haviam alcançado patamares históricos. Conforme a Figura 7 abaixo, retirada do "Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural", do MME, após junho de 2021, os preços de gás na Europa passaram a subir e já

haviam ultrapassado a barreira dos US\$ 30/MMBTU antes do final do ano. Dado que quase 50% do consumo de gás no Brasil é de origem importada e que as usinas vencedoras do PCS teriam que firmar contratos em prazo bastante exíguo, o cenário enfrentado pelas proponentes foi bastante desafiador.

Figura 7. Preços de Gás Natural e GNL no mundo



Fonte: Ministério de Minas e Energia

Outra premissa relevante para a análise que é desenvolvida aqui é o modelo de contratação de energia no leilão. As usinas vencedoras do 1º PCS/2021 firmaram "Contratos de Energia de Reserva" (CER). Nessa modalidade contratual, as usinas geradoras recebem um valor fixo – definido em leilão –, proveniente da Conta de Energia de Reserva (CONER). A CONER tem como fonte de receitas, o Encargo de Energia de Reserva (EER), cobrado de todos os consumidores do SIN e o resultado das usinas geradoras na liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP) – resultado que pode ser positivo, ou negativo, a depender da correlação entre a energia gerada pelas usinas e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Essa dinâmica é ilustrada no infográfico abaixo (Figura 8), produzido pela CCEE.

mlh

Figura 8. Encargo de energia de reserva



Fonte: CCEE

Observa-se, assim, que o resultado econômico para os consumidores depende, pelo menos, de duas variáveis: a receita fixa, a ser paga aos geradores mensalmente, e o resultado das usinas no MCP. Em momentos de geração elevada e PLD elevado, os consumidores podem ser beneficiados por saldos positivos da CONER, muitas vezes utilizados para abater as contas de luz¹⁹.

Dessa forma, as análises a seguir levam em consideração a combinação desses dois fatores: a receita fixa (RF), a ser paga aos geradores, e o resultado esperado das usinas no MCP. Sob a ótica dos consumidores, a entrada em operação dessas usinas acarretará aumento do EER, que ajudará a formar saldo na CONER, para pagamento das RFs. Por outro lado, serão também beneficiados pelo resultado das usinas no MCP, o que torna relevante o cenário de PLDs utilizado para as projeções (ver discussão adiante).

mitk

¹⁹ https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2017/10/31/internas_economia,913036/aneel-vai-liberar-para-distribuidoras-recursos-da-conta-de-energia-de.shtml

4.2. *Cenário 1: substituição das quatro usinas pela UTE Cuiabá, com manutenção da GF contratada e sazonalização flat da geração*

No primeiro cenário, considera-se que as quatro usinas vencedoras do PCS serão integralmente substituídas – ao menos sob a ótica comercial – pela UTE Cuiabá. A UTE Cuiabá apresenta potência instalada (500 MW) superior às quatro usinas juntas (343 MW). Sua GF, simulada na ferramenta disponibilizada pela EPE, alcança 387,6 MW médios, no cenário de sazonalização flat da GF. Ou seja, **a UTE Cuiabá é plenamente capaz, sob a ótica técnica e comercial, de atender aos contratos firmados pelas quatro usinas em questão.**

Além disso, pela proposta feita pela Âmbar Energia S.A., a substituição das usinas representaria uma série de benefícios econômicos para os consumidores. Primeiro, em resposta à solicitação feita pelo Diretor Efraim Cruz, relator do processo ANEEL, a Âmbar sinalizou a possibilidade de adotar o menor CVU entre as quatro usinas – R\$ 616/MWh – e ainda aplicar uma redução de R\$ 49,25/MWh na sua receita fixa.

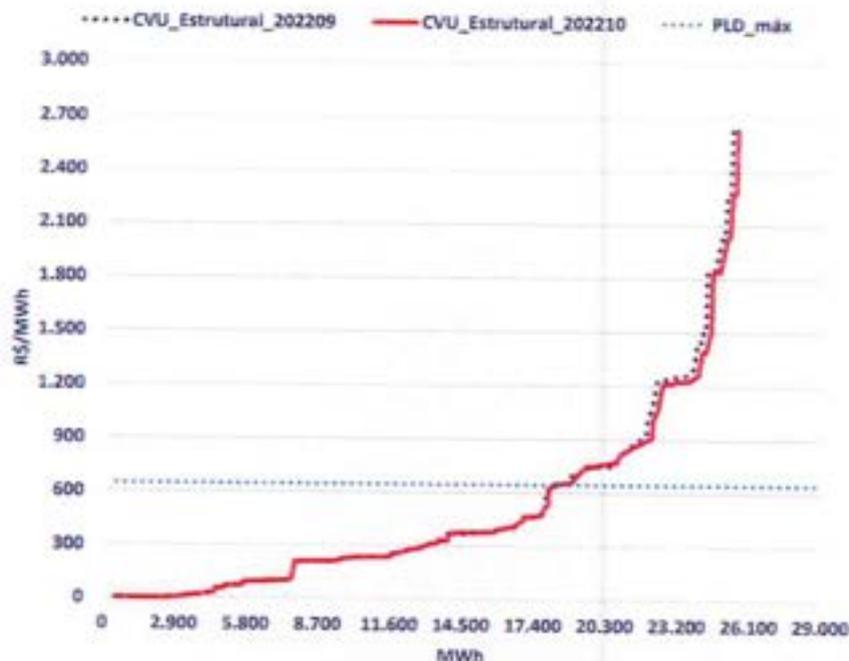
A redução de receita fixa resultaria em **economia anual de R\$ 140,5 milhões, ou R\$ 515 milhões ao longo de todo o contrato.**

Além disso, **a utilização da UTE Cuiabá agregaria mais segurança ao sistema**, uma vez que operaria com inflexibilidade inferior a 85%, ao passo que as outras usinas operariam com 100% de inflexibilidade – em relação à sua GF. Essa flexibilidade proporcionada pela UTE Cuiabá, aliada a um patamar competitivo de CVU – R\$ 616/MWh – representam ganhos sistêmicos relevantes.

Pela Figura 9 abaixo, retirado da apresentação feita no "Encontro do PLD", de outubro de 2022, observa-se que, de forma estrutural, a UTE Cuiabá entraria na "pilha térmica" antes de quase 10 GW de capacidade instalada, e bem próxima ao teto do PLD, contribuindo para a redução do despacho termelétrico mais caro, no momento de sua operação flexível.

out

Figura 9 – Pilha Térmica – SIN



Fonte: Encontro do PLD*, de outubro de 2022

Por fim, dado que hoje a UTE Cuiabá não possui contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) para a totalidade da sua potência, a contratação permanente dessa usina exigiria que o gerador firmasse novo CUSD com a distribuidora local – Energisa MT – contribuindo com a modicidade tarifária dos demais consumidores. Mantida a TUSD de R\$ 13,74/MWh para a UTE Cuiabá, sua contribuição para a modicidade dos consumidores da EMT poderia alcançar R\$ 232,9 milhões, ao longo do contrato²⁰.

Nesse cenário, não há alteração da GF ou da sazonalização, assim não há mudanças no resultado do MCP.

multa

²⁰ A Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), da ANEEL, rebateu parcialmente este cálculo, argumentando que tais efeitos não são certos, dado que a TUSD da UTE Cuiabá poderá sofrer alterações, caso um novo MUSD seja negociado. Todavia, não foi apresentado qualquer cálculo contradizendo os números acima, de forma que concordamos com o entendimento de que – seja nos reajustes anuais ou na revisão ordinária – o pagamento de TUSD pela UTE representará benefício para os demais consumidores da EMT, que terá seus custos de distribuição rateados com um mercado “maior”.

4.3. *Cenário 2: substituição das quatro usinas pela UTE Cuiabá, com redução da inflexibilidade contratual e nova sazonalização*

No segundo cenário, analisamos o efeito da sazonalização da geração da UTE Cuiabá, que implicaria também em redução do montante de GF comprometida com o novo CER. Nesse caso, há dois efeitos conjugados que precisam ser avaliados: redução da RF e alteração no resultado do MCP. Além disso, apresentaremos abaixo as motivações para tal alteração, sob o viés econômico e sistêmico.

Propõe a Âmbar Energia S.A que o compromisso de entrega da UTE Cuiabá seja sazonalizado conforme quadro abaixo, concentrando sua geração nos meses do período seco, de forma a dar mais flexibilidade ao ONS para despacho da usina nos demais meses do ano:

Figura 10. Inflexibilidade da Entrega

Inflexibilidade red/sar (MWméd)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
225,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	300,00	480,00	480,00	480,00	480,00	480,00	0,00
225,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	300,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	0,0

FONTE: Elaboração Própria

Observa-se que, nesse caso, a inflexibilidade da usina cairia de 325,7 MWmédios para 225 MWmédios. Essa redução, por si só, implica em redução na receita fixa (RF) da usina, de R\$ 2,139 bilhões/ano para R\$ 1,478 bilhão/ano – economia de R\$ 661,5 milhões/ano, ou R\$ 2,4 bilhões ao longo do contrato.

Além disso, a alteração do perfil de entrega da energia, com alocação de 480 MWmédios de julho a novembro, representaria resultado positivo no MCP, se comparado à sazonalização flat. Para fazer tal estimativa, é necessário apresentar um cenário esperado de PLD para o período do contrato.

Uma primeira métrica que pode ser utilizada é a tradução da matriz de CMO do leilão, disponibilizada junto aos documentos do certame – em PLDs médios mensais. Aplicando esse racional para a matriz em questão, chega-se ao seguinte cenário de PLDs médios:

Milha

Figura 11. PLDs médios

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Estimativa PLD Sudeste	162,96	150,89	142,27	130,29	143,15	200,96	233,28	230,08	222,11	209,98	198,03	181,58

FONTE: Elaboração Própria

Nota-se que, como era esperado, os PLDs dos meses de julho a novembro são superiores àqueles dos meses de janeiro a junho e dezembro. Nesse caso, o resultado esperado no MCP (anual) seria de R\$ 429/MWh. Todavia, dado que houve alteração no montante de entrega (de 325,7 MWmédios para 225 MWmédios), na prática há uma frustração de receita no MCP, dada pela diferença entre a receita prevista no primeiro caso (R\$ 525 milhões) e a receita prevista para este caso (R\$ 429 milhões). Em outras palavras, o dispêndio dos consumidores com RF seria significativamente menor, porém o benefício observado no MCP seria ligeiramente menor.

A combinação desses dois resultados, implica em benefício líquido para os consumidores de R\$ 565,7 milhões/ano, ou R\$ 2,1 bilhões ao longo de todo o contrato.

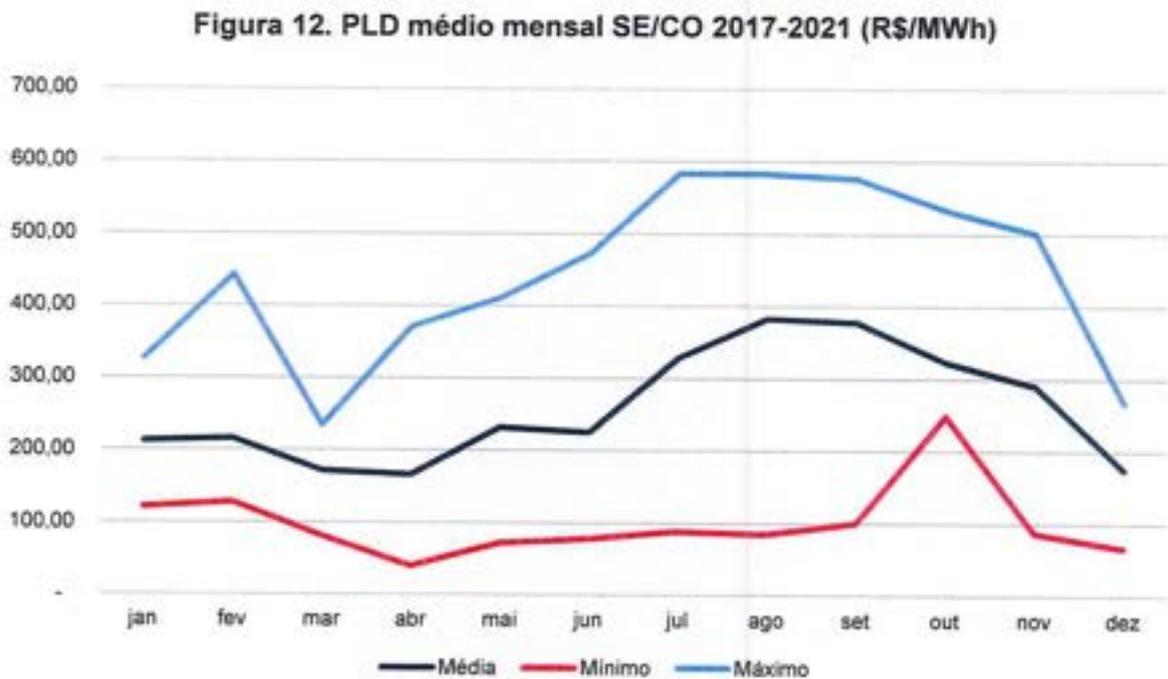
Porém, um outro cenário de PLDs poderia ser utilizado. Sabe-se que os modelos de formação de preços do setor estão em constante aperfeiçoamento e que novas atualizações vêm sendo aprovadas, de forma a tornar os preços mais aderentes à realidade operativa – reduzindo, por exemplo, os elevados montantes de encargos pagos (ESS). Alterações já aprovadas, e que entrarão em vigência em 2023, tendem a elevar o patamar do PLD, conforme estudos da própria Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP)²¹.

Dado que essas alterações ainda não entraram em vigor, ainda que venham alterar aquele cenário projetado na matriz de CMO do leilão, podemos utilizar algumas métricas históricas para criar um cenário alternativo de PLDs. Olhando para os últimos cinco anos da série histórica de preços (2017-2021) – horizonte semelhante àquele de vigência do leilão – nota-se que a curva tendência de preços é semelhante à apresentada acima, porém a magnitude dos preços é ligeiramente superior – o que pode ser explicada por uma realidade operativa de curto prazo mais “estressada” que o cenário de longo prazo.

with

²¹ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2022>

A Figura 12 abaixo apresenta os PLDs do histórico 2017-2021: a média para cada mês do ano, assim como os patamares mínimo e máximo para cada mês.



FONTE: Elaboração Própria com dados da CCEE

Partindo da curva média, apresentada acima, simulamos um cenário alternativo de resultado do MCP para o caso em questão. Nesse caso, ao invés de uma frustração de receita no MCP – produzida pela redução da GF entregue, ainda que sazonalizada – haveria um aumento de receita no MCP – mesmo com a redução de GF. Ou seja, a diferença entre os preços nos meses do período seco suplantaria a redução da GF de 325,7 MWmédios para 225 MWmédios, e adicionaria um benefício aos consumidores de R\$ 125 milhões/ano – ou, R\$ 459 milhões, em 44 meses.

Assim, o benefício observado pelos consumidores seria de R\$ 2,9 bilhões, ao longo de toda a vigência do contrato. Se somado ao benefício produzido pelo desconto de R\$ 49,25/MWh na RF e ao benefício da CUSD, o benefício total alcançaria R\$ 4,3 bilhões em 44 meses.

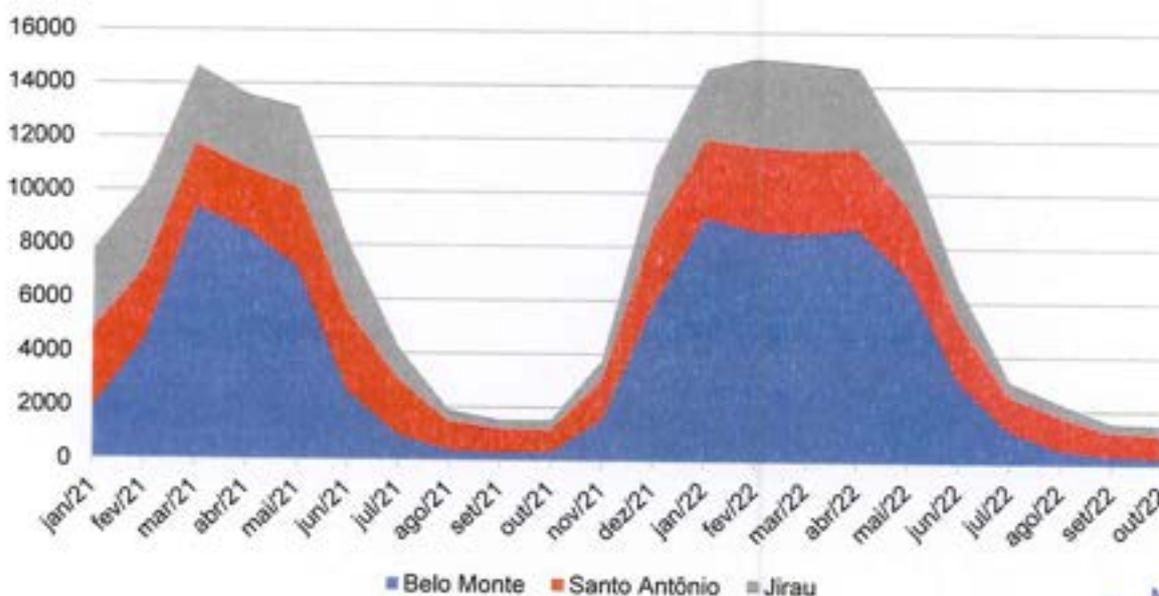
mlh

Destacamos, ainda, que sob a ótica operativa, os benefícios da sazonalização são tão relevantes quanto seus impactos econômicos. Sabe-se que boa parte da expansão do sistema de geração de energia nos últimos anos foi feito com base em usinas não-controláveis – i.e., que possuem baixa capacidade de armazenamento. No caso das hidrelétricas, a expansão deu-se com base em usinas hidrelétricas à fio d'água – sem reservatórios de acumulação – e para as demais renováveis, como eólica e solar, que obviamente só geram quando há disponibilidade de vento ou de sol.

Qual o impacto dessas alterações? O impacto principal é a perda de flexibilidade por parte do operador do sistema (ONS) que fique suscetível às intempéries do clima e à sazonalidade dos recursos para operar o sistema. E este ponto é fundamental, pois quando analisamos a geração das maiores hidrelétricas construídas nos últimos anos no país – Belo Monte, Santo Antônio e Jirau, que juntas somam quase 20 GW de capacidade instalada – vemos que sua geração está amplamente concentrada nos meses de janeiro a junho.

Conforme pode ser visto na Figura 13 abaixo, nos anos de 2020 e 2021, quando estas usinas já se encontravam em plena operação, a diferença entre a geração nos meses mais úmidos (março e abril) e os meses mais secos (agosto a outubro) alcança mais de 12 GW.

Figura 13. Geração hidrelétrica fio d'água (MW médios)



FONTE: Elaboração Própria com dados do ONS

mlh

Ou seja, se pudéssemos definir o momento de geração da UTE Cuiabá – e de outras termelétricas – qual seria o perfil mais lógico: uma geração flat no tempo, ou sazonalizada de acordo com as necessidades do sistema?

Pensando nisso, a Âmbar Energia S.A fez uma última proposta, aqui também analisada. Deixar totalmente a critério do operador o despacho da UTE Cuiabá, remunerando esta usina apenas pelos seus custos variáveis – que, conforme visto aqui, são competitivos. Nesse caso, o benefício aos consumidores seria bastante óbvio: se a usina não operar em nenhum momento, num cenário de regime hidrológico favorável, o benefício alcançaria a totalidade da RF contratada, deduzida da frustração gerada no MCP. **Em termos líquidos, o benefício nesse caso alcançaria R\$ 7,3 bilhões.**

Assim, concluímos que o segundo cenário apresenta inúmeros benefícios, seja sob a ótica econômica ou sistêmica, de forma que recomendamos a aplicação desse cenário pelo regulador.

mlh

5. Considerações Finais

O presente documento analisou os potenciais impactos aos consumidores da substituição das usinas termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I pela UTE Cuiabá (antiga UTE Mário Covas). Este estudo analisou os impactos econômicos da substituição das quatro usinas pela UTE Cuiabá. O ano de 2021 foi de excepcionalidade do regime pluviométrico no país, no qual experimentamos a pior seca dos últimos 91 anos no Centro-Sul do Brasil. Nesse contexto que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) lançou o PCS em setembro de 2021.

A Âmbar Energia S.A. pleiteou e teve pedido deferido pela Diretoria Colegiada da ANEEL para que a UTE Cuiabá honrasse os compromissos das quatro usinas (Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I). Essa decisão permitiu oferta rápida de energia. UTE Cuiabá é plenamente capaz, sob a ótica técnica e comercial, de atender aos contratos firmados pelas quatro usinas em questão

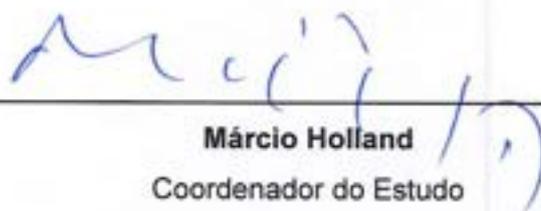
Estimamos que os benefícios para o consumidor podem alcançar R\$ 7,3 bilhões, a depender do cenário escolhido. Adicionalmente, apresentamos as razões pelas quais julgamos como superior o cenário no qual a garantia física da UTE Cuiabá poderia ser sazonalizada de acordo com as necessidades sistêmicas.

A intervenção do governo na forma do Procedimento Competitivo Simplificado PCS 1/2021 permitiu a expansão dos investimentos no setor, uma vez que, mesmo a UTE Cuiabá tendo capacidade operacional e comercial para suprir os compromissos das quatro UTEs, os investimentos naquelas quatro usinas aconteceram. Com isso, a uma expansão na capacidade de oferta de energia, indispensável para o cenário de quebra estrutural que se observa por exemplo com a queda no nível de reservatórios do SE/CO.

Apesar de meritória, a redução incentivada do consumo de energia tem custos tão elevados quanto a geração termelétrica, porém sem agregar qualquer capacidade adicional ao sistema, ou sem gerar qualquer novo emprego – podendo, no limite, representar desligamentos e redução de jornada. Portanto, diferente da contratação proporcionada pelo PCS, que induziu investimentos da ordem de R\$ 5 bilhões e aumentou, efetivamente, a capacidade do sistema a longo prazo, essencial para o cenário estrutural dos níveis dos reservatórios, os programas voltados à redução do consumo tiveram efeito meramente transitório sobre o sistema, ainda que com custos também significativos.

Neste contexto de necessária expansão dos investimentos no setor, o mero risco de quebra contratual pode provocar impactos sem precedentes para a expansão da oferta de energia e com

isso gerar custos econômicos e sociais de grande montante, dados os cenários aqui apresentados de redução drástica nas vazões dos afluentes e de queda nos níveis dos reservatórios em especial nas principais regiões geradores de energia hidrelétrica. Em Acórdão no. 1543/2009 do Plenário do TCU foi recomendado que se "promova melhoramentos, se for o caso, de forma a mitigar os riscos futuros de uma crise energética", quando da análise na ANEEL sobre a gestão da crise de 2001.



Márcio Holland

Coordenador do Estudo

Professor na Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV EESP)

6. Referências Bibliográficas

Acemoglu, D., Johnson, S. and Robinson, J. 2001. "The colonial origins of comparative development: An empirical investigation." *American Economic Review* 91, 1369–1401.

Alesina, A. and Perotti, R. 1996. "Income distribution, political instability, and investment." *European Economic Review* 40, 1203- 1228.

ANA. 2021. Monitor das Secas da Agência Nacional da Água. Disponível em <https://monitordesecas.ana.gov.br/mapa?mes=9&ano=2021>

Azevedo, P. 2005. Contratos: uma perspectiva econômica. In: Zylberstajn D., Sztanj, R. (orgs.). *Direito & Economia*. Rio de Janeiro: Elsevier.

Azevedo, P., Serigatti, F. 2015. Preços administrados e discricionariedade do Executivo. *Rev. Econ. Polit.* 35 (3). Disponível em: <https://www.scielo.br/rj/rep/a/3WZMc365ZdYF3WRc57i4byF/abstract/?lang=pt>

Balassiano, M. 2020. Década cada vez mais perdida na economia brasileira e comparações internacionais. Disponível em: <https://portal.fgv.br/en/node/20174>

CCEE. 2022. Custo do Déficit de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/-/ccee-divulga-atualizacao-da-funcao-de-custo-de-deficit-para-formacao-de-preco-em-2022>

Costa, C., Leite, A., Castro, N. 2018. Performance of the electrical energy index in the light of institutional changes in the Brazilian electricity sector. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(3), 209-215. Disponível em: <http://zbw.eu/econis-archiv/bitstream/11159/2118/1/1028134479.pdf>

Damodaran, A. 2008. *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications* (September 23, 2008). Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=1274967>

mit

De Haan, J. 2007. "Political institutions and economic growth reconsidered." Public Choice 127, 281–292.

Savoia, J., Peris, R., Carvalho, A., Contani, E. 2022. Electricity Regulation in Brazil: Institutional Development and Regulatory Risks. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4052373> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4052373>

Filgueiras, F., De-Losso, E., Savoia, J. 2018. Law Change in a Regulated Sector Impacts Other Regulated Sectors: Evidence from Brazil. WORKING PAPER SERIES No 2019-27. Disponível em: http://www.repec.eae.fea.usp.br/documentos/Filgueiras_Cavalcante-Filho_DeLosso_Savoia_27WP.pdf

IPEA, 2021. Elasticidades preço e renda da demanda de energia elétrica domiciliar no Brasil. Disponível em https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/10880/2/td_2702.pdf

Schmidte, C., e Lima, M. 2004. A demanda por energia elétrica no Brasil. Rev. Bras. Econ. 58 (1) • Mar 2004 Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0034-71402004000100004>
<https://www.scielo.br/rbe/a/Bnvng4fCCnhvns9cRBYTSHB/?lang=pt>

ONS, 2021. Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do SIN – estudo prospectivo junho a novembro. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c2a18234-61bc-cc77-1aa4-1b1d0c5d7d94&groupId=36148

Loch, M., Marcon, R., da Silva, A., Xavier, G. 2018. Government's impact on the financial performance of electric service providers as both regulator and shareholder, Utilities Policy, Volume 55, Pages 142-150, Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.09.007>

Marques, P. 2014. Os impactos da MP 579, convertida na lei 12.783, nos investimentos em geração de energia do Brasil. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/14187>

Mendes, M. 2014. Por que o Brasil cresce pouco? Desigualdade, democracia e baixo crescimento no país do futuro. Rio de Janeiro: Campus, 2014.

Milk

Ozler, S., Alesina, A., Roubini, N. and Swagel, P. 1996. "Political instability and economic growth." *Journal of Economic Growth* 1, 189–211.

Pinheiro, A. 2005. *Segurança Jurídica, Crescimento e Exportações*. Texto para Discussão IPEA número 1125. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/2700/1/TD_1125.pdf

Souza, C. C. D., & Holanda, L. 2014. *Setor Elétrico: da MP nº 579 ao pacote financeiro*. FGV Energia.

alth