

GRUPO I – CLASSE ____ – Plenário

TC 002.077/2024-8

Natureza(s): Relatório de Auditoria

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Autoridade Nacional de Segurança Nuclear; Comissão Nacional de Energia Nuclear; Eletronuclear S.a.; Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; Ministério de Minas e Energia
Representação legal: Marcelo Marques Galo, Adriana Esther Asenjo Silva e outros, representando Eletronuclear S.a..

SUMÁRIO: RELATÓRIO DE AUDITORIA OPERACIONAL. ELETRONUCLEAR. PROGRAMA DE EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL DE ANGRA 1 (LTO ANGRA 1). GESTÃO DO FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO (FDES) DAS USINAS NUCLEARES ANGRA 1 E ANGRA 2. ACHADOS. INSUFICIÊNCIA FINANCEIRA PARA LTO ANGRA 1 E OPORTUNIDADES DE APERFEIÇOAMENTO REGULATÓRIO DO PROCESSO. LACUNAS REGULATÓRIAS RELACIONADAS AOS RECURSOS DO FDES ANGRA 1 E ANGRA 2. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA.

RELATÓRIO

Trata-se de Relatório de Auditoria Operacional voltada a avaliar a implantação do Programa de Extensão de Vida da Usina Angra (LTO Angra 1), bem como examinar a gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento (FDES) das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2.

2. Reproduzo a seguir, com ajustes de forma, o teor principal do relatório produzido pela Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear - AudElétrica (peça 148), o qual contou com a anuência do corpo diretor da unidade (peças 149 e 150):

I. INTRODUÇÃO

Estes autos têm como objeto a implantação do Programa de Extensão de Vida Útil da Usina Angra 1 (LTO – Long Term Operation, do inglês), cuja Autorização de Operação Permanente (AOP) tem vencimento previsto em 23/12/2024, após quarenta anos de operação. O objetivo da Eletronuclear no referido programa é estender a operação da usina por mais vinte anos (vencimento em 2044).

2. O objeto também inclui a gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES), dada a correlação do fundo com o fim da vida útil dessas usinas. O FDES constitui reserva financeira proveniente de componente da receita da venda da energia gerada nas duas usinas ao longo das respectivas vidas operacionais, com a finalidade de suprir os custos para seu descomissionamento, ou seja, a retirada de serviço, dando um destino adequado às instalações e recompondo o local para uso restrito ou irrestrito.

3. A escolha pela realização desse trabalho leva em conta, além da iminência do fim da vida útil de Angra 1 e da utilização das reservas financeiras para a adequada

desmobilização de suas instalações, as salvaguardas e proteções ao tema, segundo a Constituição, a legislação e demais normas infralegais.

4. Segundo o art. 225 da Constituição Brasileira (Capítulo VI – Meio Ambiente), todos têm direito: “ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”. De igual modo, a proteção à saúde humana, ao ambiente e às gerações futuras figuram entre os princípios de segurança nuclear estabelecidos na Política Nuclear Brasileira - PNB (art. 2º do Decreto 9.600, de 5/12/2018), nas normas da Cnen, bem como nos Códigos, Guias e Recomendações da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA).

5. Em igual sintonia, estão os arts 6º, 10 e 15 do Decreto 2.648/1998, de 1/7/1998, que o Brasil promulgou o Protocolo da Convenção de Segurança Nuclear, bem como o art. 26 e correlatos do Decreto 5.935/2006, por meio do qual o Brasil aderiu à Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos.

1.1. Objetivo de Auditoria

6. O objetivo do trabalho é avaliar a implantação do Programa de Extensão de Vida da Usina Angra (LTO Angra 1), buscando conhecer as atividades e ações empreendidas no programa, tendo em vista tanto sua relevância e materialidade, quanto a possibilidade de que seja reaplicado, no médio prazo, na usina Angra 2, e examinar a gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES Angra 1 e Angra 2), dada a correlação do fundo com o fim da vida útil dessas usinas.

7. Nesse sentido, foram elaboradas e examinadas as seguintes questões de auditoria:

Questão 1: *As atividades associadas ao projeto de extensão de vida útil de Angra 1, relacionados aos aspectos orçamentários, financeiros, operacionais e de governança estão sendo adotadas de forma apropriada e tempestiva pelos órgãos e entidades responsáveis?*

Questão 2: *Existe sustentabilidade financeira tanto em relação aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2 ao final do ciclo, quanto em relação à gestão do Fundo de Descomissionamento por parte do operador dessas usinas?*

8. O escopo da fiscalização, quanto ao Programa LTO Angra 1, foi concentrado na avaliação das ações adotadas pelos agentes nas diferentes esferas de responsabilidade, com foco nos principais riscos identificados capazes de inviabilizar a obtenção da licença de operação continuada de Angra 1, considerando o vencimento da Licença de Operação Permanente em 23/12/2024. Para tanto, realizou-se levantamento desses riscos. Foram considerados: os riscos capazes de afetar o cumprimento do cronograma e a adequação das atividades previstas e realizadas, bem como a governança estabelecida para a implantação do Programa até 2028. Também foram analisados os riscos associados ao Licenciamento Nuclear e Ambiental, bem como o contexto legal que rege a matéria, as práticas adotadas em outros países e as ações adotadas pelos agentes visando a efetiva implantação do projeto, em um contexto de sustentabilidade da Eletronuclear e do Programa Nuclear Brasileiro (PNB).

9. Quanto à gestão do FDES Angra 1 e Angra 2, foram avaliados os riscos capazes de afetar a suficiência dos recursos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2, o contexto legal e regulatório que rege a matéria, as bases de cálculo das estimativas de custos e metodologias adotadas para a captação dos recursos via tarifa de energia, bem como as ações adotadas pelos agentes visando a adequada preservação e

utilização dos recursos do fundo, em um contexto de segurança nuclear, de proteção das futuras gerações e do meio ambiente e de sustentabilidade da Eletronuclear e do PNB.

10. *Além disso, considerando que as usinas nucleares Angra 1 e 2, e futuramente Angra 3, constituem o único complexo de geração nuclear do Brasil, analisaram-se as possíveis consequências do atraso na definição do período de operação estendida de Angra 1 para a Eletronuclear e para o Sistema Elétrico.*

11. *Ademais, considerando que a Eletronuclear apresentou contestação quanto à sistemática tributária relacionada ao pagamento de elevada carga tributária durante o período de acumulação de recursos do FDES, foram avaliados os possíveis impactos decorrentes dessa operação, num contexto em que a receita de venda de energia elétrica gerada pelas usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 é unificada e que está instituído um único fundo de descomissionamento para as essas usinas.*

12. *Não fizeram parte do escopo da fiscalização: (i) a análise dos aspectos técnicos e dos custos estimados para a implantação dos procedimentos da Extensão de Vida Útil de Angra 1; (ii) a análise de conformidade dos Contratos em andamento para o Programa LTO Angra 1; (iii) a análise de viabilidade (EVTE) do Programa LTO Angra 1; (iv) a análise dos aspectos técnicos e dos custos estimados para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e 2; e (v) o exame do caso concreto de saque no fundo de descomissionamento pela Eletronuclear, objeto de representação da unidade (TC 008.315/2024-8).*

1.2. Benefícios da Auditoria

13. *A auditoria tem como benefício potencial a indução de medidas, pelos gestores, para consolidar a priorização da segurança nuclear das instalações nucleoeletrônicas do Brasil, nos termos do art. 3º, inciso III, do Decreto 9.600/2018. Somam-se a este, outros benefícios de igual amplitude, como contribuir para: (i) o avanço na implantação do Programa LTO Angra 1; (ii) fortalecer a governança e a sustentabilidade do FDES Angra 1 e Angra 2; (iii) enriquecer o debate sobre a sustentabilidade financeira da Eletronuclear; (iv) ampliar a previsibilidade e a segurança jurídica e regulatória nos processos relacionados à área nuclear; e (v) reforçar a sustentabilidade do suprimento de energia elétrica e do setor nuclear.*

14. *Além disso, o trabalho tem potencial de auxiliar na missão do TCU de contribuir com o aperfeiçoamento da Administração Pública em benefício da sociedade, e para o cumprimento dos seguintes Objetivos de Desenvolvimento Sustentável: Energia Acessível e Limpa (ODS 7) e Ação contra a mudança global do clima (ODS 13).*

1.3. Critérios

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

- a) Art. 225, Capítulo VI – Meio Ambiente, da Constituição Federal, que trata do direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado;*
- b) Art. 37, caput, da Constituição Federal, que trata dos princípios da publicidade e eficiência da administração pública;*
- c) Art. 5º, XXXIII da Constituição Federal, que trata do princípio da transparência dos atos administrativos;*
- d) Decreto Lei 200/1967 (Organização da Administração Pública);*
- e) Lei 6.453/1977, art. 4º (Responsabilidade Civil por danos Nucleares).*
- f) Lei 6.938/1981 (Política Nacional do Meio Ambiente);*
- g) Decreto 9.600/2018, arts. 4º e 5º (Princípios, diretrizes e objetivos da Política Nuclear Brasileira);*

- h) *Arts. 6º, 10 e 15 do Decreto 2.648/1998 (Convenção de Segurança Nuclear);*
- i) *Art. 26 do Decreto 5.935/2006 (Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos);*
- j) *Lei 13.303/2016, art. 27 (Estatuto das empresas públicas e sociedades de economia mista);*
- k) *Decreto 8.945/2016 (regulamenta a Lei 13.303/2016);*
- l) *Lei 4.118/1962 (regulamenta o exercício das atividades de que trata o art. 21, inciso XXIII, da Constituição Federal e cria a Cnen); c/c Lei 6.189/1974, art. 2º (competências da Cnen);*
- m) *Lei 9.784/1999, art. 2º, caput e IX (Processo administrativo na Administração Pública);*
- n) *Decreto 9.829/2019 (dispõe sobre o Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro – CDPNB);*
- o) *Lei 14.222/2021, art. 41 (competências da Autoridade Nacional de Segurança Nuclear – ANSN);*
- p) *Lei 14.514/2022 (conversão da Medida Provisória 1.133/2022, com novas competências da Cnen e da ANSN);*
- q) *Lei 14.600/2023 (conversão da Medida Provisória 1.154/2023 - organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios);*
- r) *Lei 12.111/2009, art. 11 (altera a Lei 10.848/2004 incluindo Angra);*
- s) *Lei 14.600/2023 (Organização dos órgãos da PR);*
- t) *Decreto 4.899/2003 (Estatuto da Eletronuclear);*
- u) *Decreto 4.550/2002 (Comercialização da energia da Eletronuclear);*
- v) *Decreto 9.203/2017, art. 4º, inciso IX, e art. 3º, inciso IV (Política de Governança Adm. Pública Federal);*
- w) *Decreto 8.886/2016 (Estrutura Regimental da Cnen);*
- x) *Decreto 11.492/2023 (Estrutura Regimental do MME);*
- y) *Norma CNEN NE 1.26/1997;*
- z) *Norma CNEN NE 1.04/2024;*
- aa) *Norma CNEN NN 9.01/2012;*
- bb) *Norma CNEN NN 9.02/2012;*
- cc) *Safety Fundamentals SF.1 (IAEA);*
- dd) *Anexo I do Decreto 11.493/2023 (competências do MCTI);*
- ee) *Anexo I do Decreto 11.350/2023 (competências do MME);*
- ff) *Submódulo 6.7 – Centrais de Geração Angra 1 e 2 versão 3.0 C do Proret;*
- gg) *Art. 18 da Resolução Conama 237/1997;*
- hh) *Instrução Normativa 19, de 20/8/2018, do Ibama;*
- ii) *Portaria 781 GM/MME, de 6/5/2024;*
- jj) *Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário, relatoria Min. Augusto Nardes;*
- kk) *Referencial Básico de Gestão de Riscos do TCU;*
- ll) *Referenciais para Avaliação de Governança de Políticas Públicas e de Controle de Políticas Públicas, ambos do TCU.*

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

I.4. Metodologia

17. *A auditoria foi conduzida de acordo com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT) e com o Manual de Auditoria Operacional do TCU (Portaria-Segecex 18/2020), que está alinhado às Normas Internacionais das Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI), emitidas pela Organização Internacional de Entidades Fiscalizadoras Superiores (Intosai). Nenhuma restrição significativa foi imposta aos exames.*

18. *Foram utilizadas principalmente as seguintes técnicas de auditoria: revisão documental; entrevistas; análise de conteúdo; circularização, com o confronto de informações e documentos; e análise quantitativa e qualitativa de dados.*

19. *Realizaram-se reuniões com instituições do setor nuclear visando esclarecimentos e confirmações, tanto na fase de planejamento como durante a execução da auditoria, a saber: Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), Eletronuclear S/A (Eletronuclear), Ministério de Minas e Energia (MME) e Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Também foram requisitadas informações e fornecimento de documentos aos citados órgãos e ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).*

20. *Na etapa de planejamento da auditoria, foram levantados os principais riscos orientados à Extensão de Vida Útil de Angra 1, bem como ao FDES. Na sequência, por meio de avaliação relativa ao impacto e à probabilidade desses riscos, foram definidos quais seriam priorizados para a execução da fiscalização, considerando quais as ocorrências teriam potencial de afetar o andamento do Programa LTO Angra 1 nas suas diversas etapas, bem como a sustentabilidade do FDES.*

21. *Considerando que os principais riscos foram levantados pelos próprios gestores da Eletronuclear, a análise dos riscos considerados pela equipe não foi encaminhada à Eletronuclear e à Cnen para comentários. O resultado foi consolidado originando as duas questões de auditoria citadas anteriormente (I.1 Objetivo da Auditoria). Ao final do planejamento, foi realizado, no dia 2/4/2024, painel de referência interno da AudElétrica para validação da Matriz de Planejamento.*

22. *Ao longo da etapa de execução da auditoria, aplicaram-se os procedimentos estabelecidos na matriz de planejamento (peça 87). Dados, informações e documentos complementares foram solicitados aos principais envolvidos por meio de ofícios de requisição, conforme descrito no Apêndice.*

23. *Ao final da etapa de execução da auditoria, foi realizado, no dia 27/5/2024, painel de referência com o grupo de entidades reguladoras nesta auditoria, com a finalidade de validar a matriz de achados (peça 90) da fiscalização. O painel contou com a participação de servidores da Cnen, Aneel, Eletronuclear e CGU. No dia 29/5/2024, realizou-se o painel de referência com os gestores, em que participaram Eletronuclear, MME e CGU.*

24. *Este relatório já leva em consideração as informações e os esclarecimentos prestados pelos gestores em decorrência do painel de referência da matriz de achados.*

25. *O relatório preliminar de auditoria foi remetido aos interessados, com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores sobre as constatações e sobre as respectivas propostas de encaminhamento, conforme previsto no item 145 das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT), aprovadas pela Portaria TCU 280/2010, bem como em cumprimento à Resolução TCU 315/2020 e ao Manual de Auditoria Operacional. O apêndice ao relatório contempla um resumo dos comentários dos gestores e análise da equipe.*

I.5. Organização do relatório

26. De forma a facilitar a leitura e em atendimento às orientações constantes do Manual de Auditoria Operacional do TCU, organizou-se o conteúdo deste relatório em sete capítulos, sendo o primeiro deles esta Introdução (Capítulo I).

27. O Capítulo II contém a visão geral do objeto, incluindo contextualização geral sobre Programa LTO Angra 1 e sobre o FDES Angra 1 e Angra 2.

28. O Capítulo III apresenta as ações adotadas pela Eletronuclear e pelos demais agentes envolvidos com a extensão de vida útil de Angra 1, bem como o achado referente à primeira questão de auditoria.

29. O Capítulo IV apresenta as ações relacionadas à gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento, com destaque ao achado referente à segunda questão de auditoria.

30. Finalmente, os Capítulos V, VI e VII apresentam, respectivamente, achados de fiscalizações anteriores pendentes de exame final, a conclusão e as propostas de encaminhamento.

II. VISÃO GERAL

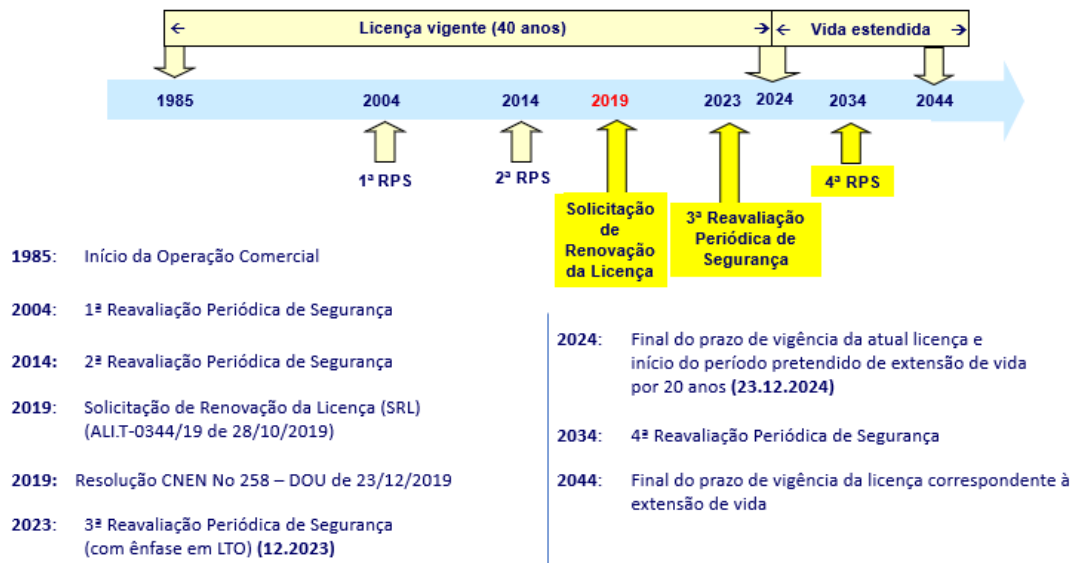
II.1. O Programa de Extensão de Vida de Angra 1

Contexto Geral

31. A Eletronuclear decidiu desenvolver um Programa para obter a extensão por mais vinte anos da Licença de Operação Permanente de Angra 1, cuja data de vencimento é 23/12/2024. Por meio da RDE 1408.006/18, de 29/3/2018, a Diretoria Executiva da Eletronuclear aprovou a Política de Extensão de Vida De Angra 1, com as diretrizes gerais para o Programa. O Termo de Abertura do Programa de Extensão da Vida Útil foi aprovado pela Diretoria de Operação e Comercialização da Eletronuclear, em 17/7/2018 (peça 62, LTO letra g, Item Não Digitalizável (IND)).

32. Inicialmente, o programa teve como objetivo estabelecer o planejamento de execução de estudos e projetos necessários para solicitar à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), em outubro de 2019, a renovação da licença de Angra 1 e posteriormente, em 2023, apresentar a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança, como parte do processo de licenciamento nuclear.

Figura 1– LTO Angra 1 – Marcos do Licenciamento



Fonte: Apresentação da Eletronuclear, de 7/2/2024 – Reunião de Abertura (peça 86)

33. Conforme dispõe a Nota Técnica ETN-DT/003-2019 – Rev. 7, de outubro/2023 (peça 62, IND LTO letra g), a Eletronuclear estabeleceu como um dos seus principais projetos institucionais a obtenção da renovação da licença de Angra 1 e, por consequência, a sua operação estendida por mais vinte anos (LTO - Long Term Operation – do inglês) até 2044.

34. Nesse sentido, a estatal apresentou formalmente à Cnen a Solicitação de Renovação de Licença em outubro de 2019, cinco anos antes do término da AOP, conforme determina a NE Cnen 1.04/2002 c/c Nota Técnica CGRC/Cnen 7/2018 (Requisitos Regulatórios para Extensão de Vida de Usinas Nucleares de Potência), acompanhada da Avaliação Integrada da Planta (AIP ou IPA, do inglês), iniciada em 2015 e concluída em 2019. Na sequência, de 2019 a 2023, foram elaboradas a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança (3ª RPS) e a implementação dos Programas de Gerenciamento do Envelhecimento (PGEs).

35. A Eletronuclear adotou a experiência norte-americana como a principal referência para o desenvolvimento do seu Programa LTO. A escolha levou em conta que o processo de renovação de licença de Usinas Nucleares nos Estados Unidos está plenamente consolidado e o fato de que o projeto de Angra 1, assim como requisitos e normas, também provêm daquele país. A empresa informa que existem 98 exemplos de extensão de vida útil de quarenta para sessenta anos nos Estados Unidos, sendo que em 93 deles a usina já está em operação. Destas 98 usinas com operação estendida para sessenta anos, 45 são de tecnologia Westinghouse, a mesma de Angra 1 (peça 86, p. 4).

36. O benchmark com os EUA mostra, ainda, que existem exemplos de extensão de vida de sessenta para oitenta anos, sendo seis casos implementados, onze em implementação e doze em estudos e projetos. Também nesse grupo, a participação da Westinghouse é preponderante (peça 86, p. 4).

37. A utilização de plantas nucleoeletricas por prazo superior ao considerado no projeto inicial ou ao estabelecido por sua licença vigente vem sendo considerada por vários outros países além dos Estados Unidos. A medida tem sido considerada, tanto como uma forma de otimizar o ciclo de vida das usinas em operação, quanto como uma alternativa para preservar os níveis de geração nuclear no país, enquanto novos empreendimentos encontram-se em fase de projeto ou de implementação.

38. *Os processos de extensão de vida útil têm ganhado destaque no período mais recente e coincide com o momento em que a energia nuclear ampliou sua presença na pauta energética internacional como uma alternativa viável para países cumprirem as metas de descarbonização cada vez mais importantes e necessárias. Percebe-se que a energia nuclear retorna à pauta internacional apresentando-se não só como fonte que contribui para a redução das emissões de “gases de efeito estufa” – energia não emissora, mas também como fonte de energia confiável – energia firme. No Brasil, a energia nuclear teve uma expansão comedida, não obstante a capacidade de produção e tratamento do urânio, bem como a evolução tecnológica desenvolvida internamente desde o primeiro reator de pesquisa desenvolvido pela Cnen em 1950, no Rio de Janeiro. O país tem duas usinas ativas na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA) – Angra 1 e Angra 2. A usina Angra 1, primeira planta termonuclear brasileira, está em operação desde 1985 e foi licenciada para operar por quarenta anos, até dezembro de 2024. A Usina, com tecnologia PWR Westinghouse, tem capacidade de geração de 640 MWe, e juntamente com Angra 2, que iniciou operação em setembro/2000, (1350 MWe), oferece energia firme ao Sistema Elétrico Brasileiro. Encontra-se em construção uma terceira usina – Angra 3.*

39. *A Cnen segue um modelo misto de licenciamento para as usinas nucleares, incorporando as recomendações e a metodologia dos guias da US NRC (US Nuclear Regulatory Commission) e da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), que se refletem na Reavaliação Periódica de Segurança a ser apresentada a cada dez anos de operação. É seguindo esses guias que a Cnen vem, desde 2019, promovendo avaliações e fiscalizações visando decidir sobre a extensão da autorização da licença de operação de Angra 1 solicitada pela Eletronuclear.*

40. *Outra licença necessária ao funcionamento da usina, a Licença de Operação (LO) concedida pelo Ibama, no âmbito do Licenciamento Ambiental da CNAAA, também tem fim de vigência próxima, válida até 2024. A Eletronuclear solicitou a nova LO para a CNAAA em setembro de 2023. Um ponto importante desta LO é o fato de ela abranger todo complexo em operação na CNAAA (Angra 1, Angra 2, Unidade de Armazenamento a Seco (UAS), Central de Gerenciamento de Rejeitos (SGR) e demais unidades de apoio), por decisão do Ibama, desde 2014. Segundo o Ibama (peça 31, p. 4,) a unificação das licenças das UTNs Angra 1 e Angra 2 se deu pelo fato de que assim as condicionantes, planos e programas ambientais poderiam ser executados de maneira conjunta, já que os dois empreendimentos compartilham do mesmo sítio para sua operação.*

41. *O Programa LTO Angra 1 está previsto no PPA 2024-2027 (Anexo VIII- Investimentos Estatais) como a Ação Orçamentária “160T – Programa de Extensão da Vida Útil – LTO Angra 1” vinculada ao programa temático “3101 – Energia Elétrica”, que tem como objetivo geral assegurar o suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro com justiça social e sustentabilidade econômica e ambiental.*

42. *Acrescenta-se que a LTO de Angra 1 faz parte do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado em 2023, sendo uma das principais ações do setor elétrico arcadas com recursos estatais.*

O contexto legal e normativo vigente

43. *O contexto legal e normativo relevante para esta auditoria repousa sobre referenciais com enfoque em segurança nuclear. Ele abrange desde tratados e convenções internacionais, a Constituição Federal, Leis, Decretos e normas editadas pela Cnen, e estão alinhados ao art. 225 pela Carta Constituinte que prevê:*

Art. 225. Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

44. *O Brasil é signatário da Convenção de Segurança Nuclear, celebrada em Viena em 20/9/1994, ratificada pelo Decreto Legislativo 4/1997 e promulgada pelo Decreto 2.648/1998, de 1/7/1998. A Convenção tem como objetivos declarados em seu artigo 1º, nos seguintes termos:*

I) alcançar e manter um alto nível de segurança nuclear mundial através do fortalecimento de medidas nacionais e da cooperação internacional, incluindo, onde for apropriado, cooperação técnica relacionada com segurança;

II) estabelecer e manter defesas efetivas em instalações nucleares contra danos radiológicos potenciais, de forma a proteger indivíduos, sociedade e meio ambiente dos efeitos nocivos da radiação ionizante originária dessas instalações;

III) prevenir acidentes com consequências radiológicas e mitigar tais consequências caso ocorram.

45. *Em seu artigo 2º, o Decreto 2.648/1998 estabelece o conceito para as instalações nucleares, incluindo, além da usina nuclear, as instalações de armazenamento, manipulação, e tratamento de materiais radiativos que estejam no mesmo local e que sejam relacionados com a operação da usina nuclear. Dessa forma, estão abrangidos neste decreto as instalações da CNAEA mantidas pela Eletronuclear.*

46. *De igual forma, o Brasil, por intermédio da Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos (CCI), internalizada no ordenamento jurídico pátrio mediante Decreto 5.935/2006, de 19/10/2006, assumiu, perante a comunidade internacional, importantes compromissos com o objetivo de assegurar que haja efetiva proteção contra riscos potenciais, de modo que os indivíduos, a sociedade e o meio ambiente sejam protegidos dos efeitos nocivos da radiação ionizante, no presente e no futuro.*

47. *O referido diploma, em seu artigo 26, define a obrigatoriedade de medidas apropriadas para assegurar a segurança do descomissionamento de uma instalação nuclear, bem como a disponibilidade de pessoal qualificado e de recursos financeiros adequados. As principais diretrizes e recomendações constantes dessa Convenção Conjunta Internacional e dos documentos técnicos da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) passaram a subsidiar os estudos, as análises e as ações a serem empreendidas no país com esse propósito.*

48. *Importa ressaltar que, após o acidente na usina nuclear de Fukushima, em março de 2011, a AIEA desenvolveu o Plano de Ação da AIEA sobre Segurança Nuclear, com o propósito de “rever e fortalecer as normas de segurança da AIEA e melhorar sua aplicação”. Este plano definiu um programa de ação para fortalecer a estrutura global de segurança nuclear, levando em conta as lições do acidente na usina nuclear de Fukushima. Os Estados membros da Agência, do qual o Brasil participa, foram solicitados a utilizar as normas de segurança da AIEA da maneira mais ampla e eficiente possível. Neste sentido, várias melhorias foram implementadas nas usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2.*

49. *Nessa direção, cita-se a Lei 6.453, de 17/10/1977, que dispõe sobre a responsabilidade civil por danos nucleares e a responsabilidade criminal por atos relacionados com atividades nucleares. Em seu art. 4º, a Lei estabelece a exclusividade do operador da instalação nuclear (pessoa jurídica devidamente autorizada para operar instalação nuclear), independentemente da existência de culpa, a responsabilidade civil pela reparação de dano nuclear causado por acidente nuclear: i) ocorrido na instalação nuclear; ii) provocado por material nuclear procedente de instalação nuclear; e iii) provocado por material nuclear enviado à instalação nuclear.*

50. *Cabe destaque, também, ao Decreto 9.600, de 5/12/2018, que consolida as diretrizes*

sobre a Política Nuclear Brasileira. O art. 2º do Decreto considera: “ XVI – segurança nuclear – conjunto de atividades relacionadas à obtenção de condições operacionais, prevenção e controle de acidentes ou à mitigação dos impactos deles que resulta em proteção de indivíduos expostos, do público e do meio ambiente contra os riscos indevidos da radiação, obtida por meio de um conjunto de medidas de caráter técnico e administrativo, incluídas no projeto, na construção, no comissionamento, na operação, na manutenção e no descomissionamento de uma instalação ”.

51. A segurança nuclear está presente nos princípios da Política Nuclear Brasileira, conforme art. 3º, III. Cita-se, ademais, o art. 4º, que trata das diretrizes da Política, com destaque para IV – o estímulo à sustentabilidade econômica dos projetos no setor nuclear. Por fim, reproduz-se os principais incisos do art. 5º que trazem aderência aos temas tratados na Auditoria, quais sejam:

II - atender às decisões futuras do setor energético quanto ao fornecimento de energia limpa e firme, por meio da geração nucleoe elétrica;

III - garantir o uso seguro da tecnologia nuclear e fortalecer as atividades relacionadas com o planejamento, a resposta a emergências e eventos relacionados com a segurança nuclear e a proteção física das instalações nucleares;

VII - atualizar e manter a estrutura do setor nuclear, observadas as áreas de atuação de seus órgãos componentes, com vistas a garantir a sua integração, eficácia e eficiência, além de evitar a sobreposição de competências e o acúmulo de atribuições conflitantes;

XVI - fomentar a formação inicial e continuada, a fixação e a otimização da gestão dos recursos humanos para o setor nuclear brasileiro, com vistas à preservação do conhecimento obtido e à manutenção da segurança e da capacidade operacional desse setor;

XVIII - incentivar o planejamento e a execução de projetos destinados ao setor nuclear, com vistas a garantir a fixação e a otimização do capital intelectual formado no País; (...).

52. Além dos dispositivos legais e constituintes, destaca-se a regulação infralegal emitida pela Cnen em relação ao tema:

i) Norma CNEN NE 1.26/1997- Segurança na Operação de Usinas Nucleoe elétricas (Resolução CNEN 04/97, de 16/10/1997), que estabelece os requisitos mínimos necessários para garantir que a condução da operação de usinas nucleoe elétricas seja mantida sem risco indevido à saúde e à segurança da população como um todo e ao meio ambiente;

ii) Norma CNEN NE 1.04/2024 – Licenciamento de Instalações Nucleares (Resolução CNEN 324/24, de 4/4/2024), que regula o processo de licenciamento de instalações nucleares a cargo da Comissão Nacional de Energia Nuclear;

iii) Norma CNEN NN 9.01 – Descomissionamento de Usinas Nucleoe elétricas (Resolução CNEN 133/12, de 21/11/2012, modificada pela Resolução CNEN 217/de 5/12/2017), que estabelece os requisitos básicos de segurança nuclear a serem atendidos durante o planejamento e a implementação do descomissionamento de usinas nucleoe elétricas, o qual se constitui em uma etapa do processo de licenciamento,

ii) Norma CNEN NN 9.02 – Gestão dos Recursos Financeiros destinados ao Descomissionamento de Usinas Nucleoe elétricas (Resolução CNEN 204/16, de 26/10/2016, modificada pela Resolução CNEN 218/17, de 5/12/2017), que dispõe sobre a gestão dos recursos financeiros destinados às atividades técnicas e administrativas para a retirada de controle regulatório de usinas nucleoe elétricas.

Atuações anteriores do TCU

53. Embora a atuação do TCU em relação a temas associados ao setor nuclear brasileiro seja expressiva, com auditorias de conformidade ou operacionais sobre aspectos estratégicos, além de análises no âmbito do Fiscobras, incluindo o exame de

contratos destinados à troca de equipamentos de Angra 1, a Corte não realizou ação de controle específica relacionada ao Projeto de Extensão da Vida Útil de Angra 1.

II.2. Gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES)

O que é o FDES Angra 1 e Angra 2

54. *O Fundo de Descomissionamento das Usinas de Angra 1 e Angra 2 (FDES) é uma reserva financeira criada exclusivamente com o objetivo de acumular os recursos para custear as atividades de descomissionamento dessas duas unidades geradoras, nos termos da Norma CNEN 9.02 (Resolução CNEN 204/2016 alterada pela Resolução CNEN 218/2017, de 5/12/2017). É constituído por parcela calculada pela Aneel dentre as componentes da receita fixa das centrais de geração Angra 1 e 2 (artigo 11 da Lei 12.111, de 9/12/2009 e Submódulo 6.7 – Centrais de Geração Angra 1 e 2 versão 3.0 C).*

55. *A finalidade última do FDES é prover condições para que a retirada de serviço dessas instalações nucleares ocorra de maneira segura, com capacidade para reduzir a radioatividade residual, permitir a contínua proteção da saúde e da segurança dos trabalhadores envolvidos, como também a segurança de longo prazo do público e do meio ambiente.*

56. *A responsabilidade de instituir e viabilizar o fundo foi atribuída pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) à Eletrobras no ano de 2002 (Resolução CNPE 8, de 17/9/2002). Naquele momento, a titularidade do fundo ficou a cargo da Eletrobras, com uso restrito para futuro custeio das atividades de descomissionamento.*

57. *O fundo ganhou impulso somente em janeiro de 2008, quando a Eletrobras fixou as diretrizes para implementação do fundo financeiro, informando a conta corrente para os depósitos, as datas de recolhimentos, bem como os valores das quotas mensais a serem recolhidas. Em fevereiro daquele ano, a Eletronuclear iniciou efetivamente o processo de pagamento à Eletrobras para o devido recolhimento ao fundo financeiro para o descomissionamento.*

58. *Em 19 de outubro de 2021, tendo em vista a desestatização da Eletrobras, o Conselho do Programa de Parceiras de Investimentos (CPPI) determinou a transferência de titularidade das cotas do fundo de descomissionamento para a Eletronuclear, nos termos da Resolução CPPI 203 – Condições para a desestatização da Eletrobras (art. 11, inciso XVI).*

59. *Em junho de 2022, essa transferência de titularidade do fundo para a Eletronuclear foi finalmente operacionalizada. A partir de então, a Eletronuclear assumiu todas as atribuições necessárias para o acompanhamento do fundo, não havendo mais a participação da Eletrobras no processo. A partir daquele mesmo mês, a aplicação no fundo de descomissionamento da cota referente ao mês passou a ser realizada totalmente no âmbito operacional interno da Eletronuclear, por meio de um fundo de investimento extramercado de longo prazo, **exclusivo** para acumular os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2.*

60. *Com a referida transferência, o FDES passou a ser gerido pela Eletronuclear mediante aplicação na conta de aplicação no Banco do Brasil S.A – BB EXTRAMERCADO EXCLUSIVO DESCOMISSIONAMENTO USINAS ANGRA FUNDO DE INVESTIMENTO MULTIMERCADO LP – CNPJ 46.313.395/0001-83, tendo como titular a própria Eletronuclear.*

61. *Esse período de acumulação de recursos coincide com momento em que o Brasil tem declarado, perante a comunidade internacional, seu compromisso de assegurar a existência dos recursos financeiros necessários e suficientes para arcar com os custos de*

descomissionamento de suas usinas termonucleares, ao fim de suas vidas úteis ou no caso de descontinuidade operacional, nos termos dos Decretos 2.648/1998 (art. 2º) e 5.935/2006 (art. 26).

62. *No contexto atual, recai sobre a Eletronuclear, na qualidade de operadora da usina, o dever de garantir a gestão adequada de recursos financeiros destinados ao seu descomissionamento, de modo que, ao final da vida útil, estejam disponíveis para arcar com os custos necessários.*

63. *A Cnen, atualmente responsável pela regulação e fiscalização nuclear, é responsável pela emissão de diretrizes relacionadas ao descomissionamento. A captação de recursos para compor o Fundo, por sua vez, é realizada por meio da receita das usinas e homologada anualmente pela Aneel, responsável pela regulação e fiscalização do setor elétrico, nos processos de reajuste tarifário.*

64. *O descomissionamento está presente em normativos internacionais, em parte incorporados nas normas da Cnen, a exemplo das orientações da IAEA (IAEA - International Atomic Energy Agency. Decommissioning of Nuclear Power Plants and Research Reactors, Safety Guide. Safety Standards Series No. WS-G-2.1, IAEA, Vienna, 1999 e IAEA - International Atomic Energy Agency. Safe enclosure of nuclear facilities during deferred dismantling. Safety Report Series no. 26, IAEA, Vienna, 2002), que orientam quanto à condução de atividades sobre a fase de armazenamento seguro presente na estratégia do desmantelamento protelado.*

65. *Os dois principais normativos da Cnen relacionados ao Fundo de descomissionamento são: Norma CNEN NN 9.01 – Descomissionamento de Usinas Nucleoelétricas e Norma CNEN NN 9.02 – Gestão dos Recursos Financeiros destinados ao Descomissionamento de Usinas Nucleoelétricas*

66. *Quanto à responsabilidade, à disponibilização dos recursos financeiros e à obrigação de submissão ao controle do regulador nuclear, os arts. 15 e 16 da Norma CNEN NN 9.01 são precisos:*

Art. 15 A organização operadora deve garantir recursos financeiros adequados para cobrir os custos associados ao descomissionamento seguro da usina, incluindo o gerenciamento dos rejeitos radioativos gerados durante o descomissionamento e o gerenciamento do combustível usado (irradiado) até a decisão quanto à sua destinação final.

§1º Esses recursos devem estar disponíveis assim que necessários, mesmo no evento de retirada precoce de operação da usina por acidente ou por decisão da organização operadora.

§2º O valor dos recursos financeiros previstos deve ser consistente com a estimativa de custos do descomissionamento.

§3º Em caso de captação programada dos recursos financeiros ao longo da operação comercial da usina, alterações nos valores das parcelas previstas deverão ser submetidas à CNEN.

§4º A gestão dos recursos financeiros deve permitir auditorias periódicas da CNEN.

§5º O dispêndio dos recursos financeiros deve ser realizado conforme previsto no Plano Final de Descomissionamento, após a concessão da Autorização para Descomissionamento da usina.

Art. 16 A organização operadora deve informar, no Relatório Anual de Operação da usina, o valor dos recursos disponíveis e previstos acumulados para o descomissionamento, até aquela data.

Parágrafo único. O orçamento deve ser atualizado:

I - a cada cinco anos, visando atender a possíveis alterações nos custos de implementação das atividades previstas; e

II - em caso de mudança de estratégia de descomissionamento ou revisão do Plano Preliminar ou Final de Descomissionamento.

67. *A Norma CNEN NN 9.02 tem foco na destinação e gestão dos recursos, cabendo destacar o art. 3º que assim dispõe:*

Art. 3º Esta Norma aplica-se aos recursos financeiros destinados às atividades técnicas e administrativas executadas para a retirada parcial ou total do controle regulatório de usinas nucleoeletricas, abrangendo local, prédios e equipamentos associados.

Parágrafo único. Aplica-se ainda no caso de retirada precoce de operação por acidente ou por decisão da organização operadora.

68. *A Aneel, em atendimento à Lei 12.111/2009, aplica metodologia estabelecida em procedimento específico para o cálculo da receita de venda da energia elétrica proveniente das usinas Angra 1 e 2, disposto no Anexo XLIX dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), Submódulo 6.7 – Centrais de Geração Angra 1 e 2, Versão 3.0 C, com vigência a partir de 1º de março de 2022, Resolução Normativa Aneel 1.003/2022.*

69. *Conforme o Submódulo 6.7, 3.0 C, a receita de venda da energia elétrica de Angra 1 e 2 é calculada com periodicidade anual. A cada cinco anos, contados a partir de 1º de janeiro de 2019, é realizada uma revisão tarifária periódica e o reajuste tarifário nos demais anos.*

Atuações anteriores do TCU

70. *Em 2011, o TCU promoveu um levantamento (TC 005.215/2011-0) com o objetivo de produzir informações e conhecimento acerca do planejamento do descomissionamento das usinas nucleares brasileiras. Mediante o Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário (Min. Raimundo Carreiro), foram formuladas determinações e recomendações aos órgãos e entidades envolvidas.*

71. *O atendimento de parte das recomendações e determinações dirigidas aos diversos órgãos e entidades (Eletronuclear, Eletrobras, Aneel e Cnen) estava condicionado à publicação, por parte da Cnen, das normas gerais sobre o descomissionamento de usinas nucleoeletricas, o que ocorreu no final de novembro de 2012.*

72. *Em 2014, em sede de monitoramento dessas deliberações, apuraram-se ações da Eletronuclear relativas a mecanismos de seguro em complemento às reservas do Fundo e à reavaliação das estimativas de custos necessários aos descomissionamento; ações da Aneel quanto aos valores recolhidos ao FDES no período de 1997 a 2004; e da Cnen no sentido de implementar normas. Considerou-se cumprida parte das determinações do Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário e novas determinações foram feitas (TC 027.428/2012-5, Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário, relator Min. Raimundo Carreiro).*

73. *As determinações dos itens 9.7 a 9.11 do Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário foram monitoradas junto ao TC 009.944/2015-0, do qual resultou o Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário (relator Min. Augusto Nardes). Em vistas dos encaminhamentos recomendados pelo TCU, a Cnen promoveu melhorias em suas normas sobre o Fundo de Descomissionamento (Normas CNEN NN 9.01 e CNEN NN 9.02, aprovadas pelas Resoluções CNEN 217/17 e CNEN 2018/17).*

74. *Mediante o TC 020.986/2017-3, foram monitorados os itens 1.6.1 a 1.6.5 do Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário, afeto ao fundo financeiro para o descomissionamento, tendo sido consideradas cumpridas as determinações contidas nos itens 1.6.1, 1.6.3, 1.6.4.1, 1.6.4.2.1, 1.6.4.3 e 1.6.4.4 do citado acórdão, conforme Acórdão 1.827/2019-TCU-Plenário (relator Min. Augusto Nardes).*

75. *Foi reiterada a recomendação do item 1.6.2 do Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário à Cnen para que mantenha informados o Ministério de Minas e Energia e a Aneel sobre atualizações e ajustes relativos ao fundo de descomissionamento, tão logo aceitos e homologados pela entidade, e às estimativas de custos de descomissionamento encaminhadas pela Eletronuclear.*

76. Considerou-se como em implementação as determinações dos itens 1.6.4.2.2 e 1.6.5 do Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário. O item 1.6.5. versa sobre a necessidade e a forma, se for o caso, de restituição, por parte da Eletronuclear, à reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares, dos montantes efetivamente arrecadados pela via tarifária no período de 1997 a 2004.

III. AÇÕES ADOTADAS PELA ELETRONUCLEAR, CNEN E DEMAIS AGENTES NO PROGRAMA LTO ANGRA 1

77. Este capítulo busca responder se as atividades associadas ao projeto de extensão de vida útil de Angra 1, relacionados aos aspectos orçamentários, financeiros, operacionais e de governança estão sendo adotadas de forma apropriada e tempestiva pelos órgãos e entidades responsáveis. (Questão 1).

78. Em síntese, quanto aos **aspectos orçamentários**, verificou-se que o empreendimento vem sendo adequadamente incluído nas Leis Orçamentárias Anuais (LOA). Na Lei 14.822/2024 (LOA 2024) em seu Volume VI, Orçamento de Investimento, consta a previsão de R\$ 816.762.913 para o programa de extensão de vida útil de Angra 1. De igual modo, os **aspectos operacionais** também se mostram bem encaminhados, com uma série de programas e subprogramas de modernização sendo executados pela Eletronuclear e fiscalizados pari passu pela Cnen.

79. Contudo, são muitas as evidências que impedem assegurar que as ações estejam sendo devidamente conduzidas pelos agentes envolvidos no campo dos **aspectos financeiros e de governança**. Até o fim da execução da auditoria, a Eletronuclear não havia conseguido, por exemplo, garantir recursos financeiros para fazer frente às ações previstas para o curto, médio e longo prazos do programa. Essa falta de recursos sujeitava o empreendimento a risco de não cumprimento de metas operacionais estabelecidas, o que poderia prejudicar o próprio andamento do licenciamento nuclear junto à Cnen.

80. Também se identificou grande dificuldade da Eletronuclear em conseguir firmar o programa de extensão de vida útil de Angra 1 como prioritário para seus acionistas – um problema tipicamente relacionado à governança. Sobre isso, constatou-se que soluções para os problemas financeiros têm enfrentado resistências em alguns dos acionistas.

81. Além disso, os exames realizados das ações sobre os quatro aspectos citados – orçamentários, financeiros, operacionais e de governança – acabou revelando oportunidades de aprimoramento de **aspectos regulatórios**, que também passarão a ser descritos a seguir.

III.1. Achado 1 – Insuficiência financeira para extensão de vida útil de Angra 1 e oportunidades de aperfeiçoamento regulatório do processo

82. Constatou-se insuficiência financeira para consecução do projeto de extensão de vida útil de Angra 1, com riscos de paralisação ou de redução do ritmo de implantação dos subprogramas associados ao projeto, o que, por sua vez, gera graves implicações potenciais, como a suspensão da autorização de operação, aumento de custos e elevação da tarifa de energia associada ao empreendimento.

83. Além disso, foram constatadas oportunidades de melhoria no processo regulatório. Sob essa ótica, verificou-se que o plano de implantação do Programa LTO se estende até 2028 (peça 86, p. 16), prazo que ultrapassa em até quatro anos o término da licença atual e se converte em um dificultador adicional para a atuação da Cnen, a quem cabe avaliar e aprovar a extensão de vida útil da usina por mais vinte anos. Por outro lado, a demora na definição sobre a licença para extensão de vida útil da usina, por parte da Cnen, é fator de restrição para a realização de investimentos mais vultuosos pela

Eletronuclear, vez que a aplicação de recursos públicos sem garantias mínimas de recuperabilidade, ou ao menos sinalização clara das condições para essa recuperabilidade, poderia sujeitar os gestores a eventual responsabilização.

84. *O achado foi evidenciado com base na análise das informações e dados coletados sobre a execução do projeto. A seguir, apresenta-se um detalhamento das constatações a partir dos cinco aspectos analisados (operacional, financeiro, orçamentário, de governança e regulatório).*

Aspectos operacionais

85. *A Eletronuclear estabeleceu como um dos seus principais projetos institucionais a obtenção da renovação da licença de Angra 1 e, por consequência, a sua operação estendida por mais vinte anos (LTO - Long Term Operation) até 2044 (Nota Técnica ETN-DT003-2019 – Ver. 7, de outubro/2023 (peça 62, LTO letra g, IND). A Extensão da Vida Útil De Angra 1 tornou-se uma das cinco principais metas corporativas da Eletronuclear, conforme destacado em seu último Relatório Anual de Administração (peça 88, p. 31).*

86. *A Eletronuclear propôs à Cnen que a abordagem de renovação da licença fosse desenvolvida em conformidade com o documento regulatório 10 CFR 54, Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants, emitido pela Nuclear Regulatory Commission – US NRC, dos Estados Unidos. Adicionalmente, foram atendidos os requisitos das Notas Técnicas da CNEN NT-CGRC 007/18 - Regulatory Requirements for Long Term Operation for Nuclear Power Plants - Rev.0 e NT-CGRC 008/18 Regulatory Requirements for Ageing Management in Nuclear Power Plants Rev.0. Foram, também, observados os requisitos da Nota Técnica da CNEN NT 1/2020/SESER/CODRE/CGRC/DRS - Requisitos relativos à avaliação do impacto radiológico ambiental para renovação da licença de operação da Unidade 1 da CNAEA, de setembro 2020 (peça 86, p. 3).*

87. *O Projeto LTO Angra 1, cujo objetivo é estender a Vida Útil da Usina Angra 1 até 2044, teve **Termo de Abertura** datado de 18/7/2018. A abertura, naquela data, visou permitir que a Solicitação de Renovação de Licença Operacional (SRL) de Angra 1 fosse feita até 2019 e assim atender o prazo mínimo determinado na NE Cnen 1.04/2002 c/c Nota Técnica CGRC/Cnen 7/2018 (Requisitos Regulatórios para Extensão de Vida de Usinas Nucleares de Potência), que corresponde a cinco anos antes da data final da Licença de Operação Permanente (Autorização de Operação Permanente - AOP). Além disso, objetivou estabelecer os preparativos para a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança (3ª RPS), prevista para ocorrer até 2023.*

88. *Naquele momento, foram estabelecidos projetos prioritários, destacando-se: i) o Programa de Gerenciamento de Envelhecimento (PGE), que englobou a Análise Integrada da Planta (IPA); ii) as Ações decorrentes da Reavaliação Periódica de Segurança (2ª RPS/2014); e iii) a Qualificação Ambiental dos Equipamentos Elétricos e de I&C (peça 62, IND, LTO, letra g).*

89. *Cabe ressaltar que, muito antes do Termo de Abertura, a Eletronuclear já havia contratado a empresa americana Westinghouse, projetista original de Angra 1, para desenvolver a Avaliação Integrada da Planta (IPA) e as Avaliações de Envelhecimento Dependentes de Tempo (TLAAs), que se constituem na espinha dorsal do processo de renovação de licença de usinas nucleares segundo a normativa da US NRC. Este projeto foi subdividido em quatro etapas, a primeira concluída em 2016, a segunda em 2017, e as duas restantes em 2020.*

90. *O Programa de Gerenciamento do Envelhecimento, que é requisito para a renovação da Autorização de Operação Permanente conforme Notas Técnicas CNEN NT CGRG 007.2018 e NT CGRG 008.2018, teve sua Fase 1 – Programa Piloto – concluída*

em março/2010, a Fase 2 (TLAA) concluída em setembro/2013, a Fase 3 (IPA) concluída em maio/2020, e a Fase 4 – Implementação encontra-se em curso seguindo compromissos assumidos pela Eletronuclear com a Cnen.

91. Com isso, em outubro de 2019, a estatal apresentou formalmente à Cnen a Solicitação de Renovação de Licença – portanto, cinco anos antes do término da AOP, acompanhada da Avaliação Integrada da Planta (IPA) parcial, iniciada em 2015 e concluída em 2020. Na sequência, entre 2019 e 2023, foram elaboradas a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança (3ª RPS) e a implementação dos Programas de Gerenciamento do Envelhecimento (PGEs), que são procedimentos pertencentes à Linha Crítica do Licenciamento Nuclear.

92. A Avaliação Integrada da Planta englobou a avaliação de 145 sistemas da usina Angra 1, dos quais foram selecionados 88. Foram identificados mecanismos de degradação por envelhecimento e as ações de inspeção e medidas mitigatórias a serem implementadas na usina, conforme referenciado nos documentos da agência reguladora americana USNRC NUREG 1801 Rev2 (conhecido como GALL – Generic Ageing Lessons Learned) que compila a experiência acumulada de mais de noventa usinas nucleares americanas.

93. O Termo de Abertura do Programa, subsidiado pela Nota Técnica ETN-DT/003-2019, previu término da implementação do Programa de Extensão da Vida Útil – LTO da Usina Angra 1 em 2026. O Termo define como metas as seguintes datas, conforme Tabela 1:

Tabela 1 – Metas do Programa de Extensão de Vida Útil LTO Usina Angra 1

Metas do Programa	
2019	Previsão de prazo para Solicitação de Renovação de Licença (SRL)
2023	3ª Reavaliação Periódica de Segurança (RPS)
2024	Final do prazo de vigência da atual Autorização de Operação Permanente (AOP) e início do período pretendido de extensão de licença por vinte anos
2026	Término da fase de implementação do Programa de Extensão da Vida Útil – LTO da Usina Angra 1

Fonte: Elaboração própria. Base: Termo de Abertura do Programa, subsidiado pela Nota Técnica ETN-DT/003-2019

94. Em 19/12/2019, a Cnen emitiu a Resolução-Cnen 258 – Autorização para Operação Permanente da CNAAA1 (Angra 1) pelo prazo de cinco anos a contar da data da Resolução.

95. Em complemento ao processo de renovação da licença, a Cnen emitiu Nota Técnica NT- CNEN 1/2020/SESER/CODRE/CGRC/DRS, contendo os requisitos relativos à avaliação do impacto radiológico ambiental para a renovação da licença de operação da Unidade 1 da CNAAA.

96. Neste contexto, dada a complexidade do Programa, a Eletronuclear estabeleceu uma estrutura organizacional com uma equipe dedicada à implementação do Programa denominada inicialmente Núcleo Técnico – LTO, que posteriormente foi transformada em unidade organizacional perene, o Departamento de Gerenciamento de Envelhecimento de Estruturas, Sistemas e Componentes (DGE.O), subordinado à Superintendência de Coordenação da Operação (SC.O), que tem como atribuição os PGEs de Angra 1, Angra 2, Angra 3 e UAS.

97. A empresa Westinghouse foi contratada também para auxiliar na preparação da documentação da SRL. A SRL preliminar foi entregue em outubro/2019, a revisão 1 em

abril/2020, a revisão 2 do SRL em 2021. E, por fim, em 2024, foi enviado à Cnen a SRL revisão 3 (revisão com atualização parcial).

98. Segundo relatório do DGE.O, desde o ano de 2018, diversos novos programas específicos vêm sendo implementados durante o ciclo de operação e nas paradas para recarregamento (1P24, 1P25, 1P26, 1P27 e 1P28), além de modificação nos programas existentes para atender aos dez elementos do NUREG 1801 (Generic Aging Lessons Learned Report – GALL), conforme escopo definido na SRL Revisão 2 (License Renewal Application – LRA). Ademais, foram implementados quatro Programas de Monitoramento Permanente (PMP) na Parada 1P27 e cinco PMPs na Parada 1P28.

99. No que se refere à Reavaliação Periódica de Segurança, a Norma CNEN NE 1.26, que trata da Segurança na Operação das Usinas Nucleoelétricas, estabelece os requisitos mínimos necessários para garantir que a condução da operação de usinas nucleoelétricas seja mantida sem risco indevido à saúde e à segurança da população como um todo e ao meio ambiente. Pelo normativo, a organização operadora deverá, a partir da emissão da Autorização para Operação Permanente, conduzir a **cada dez anos** uma reavaliação de segurança da usina destinada a investigar as consequências da evolução de normas e padrões de segurança, de práticas operacionais, dos efeitos cumulativos de envelhecimento de estruturas, sistemas e componentes, de modificações de projeto, da análise da experiência operacional e dos desenvolvimentos aplicáveis da ciência e da tecnologia.

100. A 2ª RPS foi concluída em 2014, contudo, a Resolução-Cnen 258/2023 autorizou a operação permanente de Angra 1 por mais cinco anos (AOP vigente até 23/12/2024), e determinou, em seu art. 19, que a Eletronuclear estaria obrigada a apresentar uma 3ª RPS, de forma antecipada, até janeiro/2024, para ratificar a AOP (programa LTO Angra 1), com base no Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants Guide, IAEA Specific Safety Guide SSG-25, março de 2013.

101. Assim, a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança (RPS), requisito obrigatório pertencente à Linha Crítica do Licenciamento Nuclear (AOP Angra 1), conforme Nota Técnica da CNEN NT 1/2020/SESER/CODRE/CGRC/DRS, foi parcialmente apresentada à Cnen, em 28/9/2023, quando foram encaminhados quatorze Relatórios dos Fatores de Segurança e o Relatório da Avaliação Global da 3ª RPS Angra 1.

102. Segundo informações obtidas da Eletronuclear, todos os quatorze Relatórios dos Fatores de Segurança e o Relatório da Avaliação Global foram submetidos e aprovados em Comissão de Revisão de Operação da Usina (CROU), Comitê de Análise de Operação (CAON) e Comitê Executivo do Programa LTO/RPS. A 3ª RPS, segundo a Eletronuclear, envolveu mais de 85 profissionais, além de consultoria internacional.

103. Inicialmente, foram respondidas todas as 88 exigências da Cnen sobre a 2ª RPS de Angra 1 (de 2014). O Relatório Final e o Plano de Implementação Integrado de Melhorias de Segurança (PIIMS) foram entregues para a Cnen em 15/12/2023. O Relatório Final identificou 35 deficiências com impacto na segurança e onze pontos fortes. E apenas duas deficiências com Alto Impacto na segurança da usina (Baffle Jetting e Programa de Qualificação de Equipamentos Elétricos e de I&C de Angra 1- PQAEE). Todos os documentos pertencentes a 3ª RPS encontram-se nos autos à peça 34 (IND, LTO, item n).

104. Para mitigar riscos de falha no acompanhamento e atendimento das exigências da Cnen determinadas na 3ª RPS, a Eletronuclear tem promovido reuniões periódicas de acompanhamento das respostas às exigências cadastradas no Sistema de Gerenciamento de Pendências (SGP) e documentadas em relatórios de acompanhamento, além de

reuniões mensais entre Diretores da Eletronuclear e da Cnen, em conformidade com o Plano de Gestão de Riscos do Programa.

105. A auditoria verificou que está sendo seguido, de forma sistemática, um plano de reuniões das equipes da Eletronuclear e da Cnen, as quais abordam o acompanhamento dos processos da SRL, da 3ª RPS, do PQAEE e a implementação do PIIMS. A governança da Eletronuclear para a LTO Angra 1 conta com o acompanhamento por parte tanto das Diretorias Técnicas (execução e acompanhamento do projeto), quanto da Diretoria Financeira (obtenção dos recursos financeiros para a execução do programa).

106. A Cnen indicou que o Programa de Qualificação de Equipamentos Elétricos e de I&C de Angra 1 (PQAEE) é um programa que pode afetar a decisão sobre a AOP de Angra 1 (peça 21, p. 4, letra k). Questionada sobre o tema pela equipe de auditoria, a Eletronuclear apresentou a Nota Técnica SO.T/001-2024, de abril/2024 (peça 62 – IND, LTO item I), com detalhamento do Programa, que tem como objetivo gerenciar as informações de qualificação dos equipamentos elétricos de segurança para que se tenha garantia razoável de que os equipamentos estarão aptos a exercerem suas funções em caso de acidente.

107. Identifica-se que o programa foi desenvolvido em três fases: Definições de Engenharia, Estabelecimento e Preservação, estando atualmente (abril/2024) na última fase. Dentre as atividades do programa, estão a monitoração dos parâmetros de radiação e temperatura no qual os equipamentos operam, bem como o gerenciamento da vida qualificada de todos os componentes.

108. O PQAEE permanecerá em vigor, de forma sistematizada, durante todo o período de licenciamento. Foram abertos processos de modificação permanente para substituição dos equipamentos cujo tempo de qualificação irá expirar até a próxima parada da usina, 1P29 (2025). A implementação teve início na 1P28 (2023), na qual foram implementados sensores de temperatura, transmissores e substituição de cabos (1ª parte). O planejamento de atividades se estenderá até a 1P31 (2028). A Nota Técnica destaca, também, que como o programa tem grande relevância para o processo de licenciamento para a extensão da licença de Angra 1, o aporte de recursos para todas as aquisições está assegurado.

109. Outro ponto avaliado sob o aspecto operacional, que demonstra o propósito da Eletronuclear na busca pela segurança na operação da Usina Angra 1, foi a submissão da usina à denominada **Missão Salto** – Safety Aspects of Long Term Operation (Análise de segurança da extensão de vida útil de usinas) preparada pela Divisão de Segurança de Instalações Nucleares da AIEA (AIEA/Division of Nuclear Installation Safety), acompanhada também pela Cnen. Trata-se de um serviço prestado pela AIEA, aos seus países membros, por meio de solicitação da parte da usina interessada como forma de avaliar a segurança e o processo de extensão de vida.

110. A Missão Salto tem o objetivo de incrementar a confiabilidade da instalação e conta com a participação de especialista de áreas distintas, de outros países, sob a coordenação da AIEA, que promovem uma apurada inspeção na usina (que se equipara ao processo de revisão por pares). A reunião Salto 2024 teve início em 3/6/2024 e término em 13/6/2024. O relatório dos trabalhos (Report of the Pre-safety aspects of long term operation), quando concluído, poderá contribuir para as avaliações em curso na Cnen.

111. Antes disso, a Usina Angra 1 passou por uma primeira inspeção no início de maio de 2018 (Pre-Salto 2018), com retorno em jun/2022, quando foi realizada a Missão Follow-up, da qual foi apresentado o Relatório Pré-Salto Follow up 2022 (peça 34, IND, LTO item w).

112. É preciso destacar que, segundo técnicos da Eletronuclear, a documentação da 3ª Reavaliação Periódica de Segurança, encaminhada à Cnen em 28/9/2023, tramitou no órgão regulador de forma célere, tendo a avaliação sido concluída em janeiro/2024, por meio de relatório contendo 166 exigências. A Cnen estipulou prazo para o cumprimento das exigências por parte da Eletronuclear até abril/2024, o que foi viabilizado mediante esforço da equipe da estatal. As exigências cumpridas foram recebidas pela Cnen, estando em curso no regulador a avaliação final dos requisitos de segurança.

113. Questionada sobre a existência de pendências impeditivas para a concessão de nova autorização, a Cnen informou (peça 70) que as pendências até então apontadas e avaliadas pela Cnen não são impeditivas para a concessão de nova autorização/renovação da AOP Angra 1 em dezembro de 2024 desde que haja garantia de que todos os projetos propostos de melhoria sejam implementados, em cumprimento ao cronograma estabelecido. Afirmou que o cronograma apresentado pela Eletronuclear é compatível com o estabelecido pela CNEN, considerando que esses sejam executados sem atraso. Ressaltou, no entanto, que, mesmo no prazo determinado pelas normas para a emissão da LTO, ainda existirão pendências em aberto, que deverão ser atendidas em prazos determinados pela Cnen, em função de sua gravidade, através da implementação de melhorias em sistemas de segurança ou metodologias.

114. Já no que concerne ao **licenciamento ambiental**, destaca-se o fato de que a LO 1.217/2014 tinha prazo de vencimento estabelecido para 1/3/2024. A Eletronuclear solicitou nova LO em setembro de 2023 (Protocolo: 001812.0052709/2023, de 16/10/2023), do qual conclui-se que foi respeitado o prazo de 120 dias mínimos de antecedência exigido na 2ª retificação da LO e no §4º do art. 18 da Resolução-Conama 237/1997 para que o operador fizesse a solicitação.

115. Ressalta-se que, de acordo com tal dispositivo da Resolução, o prazo de validade da LO fica automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente.

116. Questionado pela equipe de auditoria, o Ibama informou que o processo de renovação de uma Licença de Operação abrange a análise do cumprimento das condicionantes ambientais constantes da Licença de Operação do CNAAA vigente e análise do cumprimento dos planos e programas ambientais que o Empreendedor deve cumprir. A unificação das licenças não impacta no licenciamento da extensão de vida de Angra 1, já que esta autorização cabe à Cnen (Ofício 544/2024/Gabin à peça 31).

117. O Ibama registrou que, no momento da resposta, 13/3/2024, sua equipe técnica estava analisando a extensa documentação constante do processo de Licenciamento da CNAAA (SEI 02001.003272/2011-48). Cabe registrar que, no dia 18/10/2024, foi encaminhada comunicação ao Ibama com vistas a atualização do licenciamento. Em resposta (peça 146), o Ibama informou que a previsão das análises é para serem conclusas na segunda quinzena de novembro, e a emissão da nova LO está prevista para a primeira quinzena de dezembro de 2024.

118. Sobre esse ponto, ressalta-se que um dos riscos que foram apurados pela auditoria, para a necessária liberação da LO CNAAA, consiste justamente na eventual paralisação temporária de parte do corpo de profissionais do Ibama. Notícias veiculadas na imprensa em maio deste ano já apontavam que a quantidade de licenças emitidas havia reduzido com paralisação parcial de técnicos do Ibama. A informação foi corroborada com dados da Associação Nacional dos Servidores Especialistas em Meio Ambiente (Ascema Nacional) que apontam que com a paralisação das atividades de campo do Ibama, o número de licenças concedidas no primeiro quadrimestre do ano passado despencou de 180 para 69 no mesmo período deste ano (fonte:

<https://www.metropoles.com/brasil/autorizacoes-de-licencas-do-ibama-caem-para-menor-nivel-em-10-anos>).

119. Sobre o estágio de análise da documentação, a Eletronuclear esclareceu em 10/6/2024 que o Ibama já havia feito uma série de solicitações e pedidos de esclarecimentos frente à documentação enviada (peça 85, IND LTO item g). Afirma que a Eletronuclear já estaria trabalhando na demanda e que “o processo de solicitação de nova Licença de Operação para a CNAAA está seguindo o rito administrativo pertinente, não existindo entraves até o presente momento”.

120. Na resposta, defende que a renovação da LO 1.217/2014 não seria aplicável, pois foi emitida em 12/3/2014, com validade de dez anos e, venceria em março de 2024, portanto, legalmente não poderia ser renovada, conforme estabelecido no art. 18, III da Resolução CONAMA 237/1997, devendo ser expedida nova Licença. Ademais, tendo a Eletronuclear solicitado tempestivamente a nova LO (solicitação feita em 17/10/2023), a **LO 1.217/2014 permanecerá vigente até a manifestação definitiva do órgão ambiental, no caso o Ibama.**

121. O propósito desse relato é demonstrar que o Programa LTO Angra 1 abrange diferentes e complexos aspectos intrínsecos à segurança da operação da usina. Os documentos acostados aos autos, bem como as informações colhidas em diversas reuniões realizadas, indicam que tanto a Eletronuclear quanto a Cnen estão comprometidas em prol de uma decisão que atenda aos requisitos de segurança (ponto focal da Cnen) e às necessidades da Eletronuclear (operação segura de Angra 1 por mais vinte anos).

122. É certo que, no Termo de Abertura do programa, o Planejamento Estratégico da Eletronuclear estabelecia implantação de subprogramas/procedimentos para período após a AOP perder sua validade, ou seja, atividades a serem executadas depois de 23/12/2024. A Nota Técnica que serviu ao desenho do programa foi revisada várias vezes desde sua edição. Hoje, encontra-se em sua versão 7, conforme ETN-DT/003-2019 – Rev. 7, de outubro/2023, e o prazo de implantação previsto agora se estende até 2028 (peça 62, IND LTO letra g), dois anos mais do que o previsto originalmente.

123. Não obstante o planejamento de implementação dos procedimentos (até 2028) ultrapassar a data de vigência da AOP (23/12/2024), verifica-se que o planejamento envolve distintos subprogramas, que favorecem a gestão das atividades. O cronograma com as atividades a serem implementadas em cada parada obrigatória da usina Angra 1 está suficientemente detalhado. Assim, considerando a análise em curso da Cnen e as constantes e sistemáticas interações entre aquela entidade e a Eletronuclear, tanto entre seu pessoal técnico, quanto entre representantes de Diretorias da Eletronuclear e da Cnen, **entende-se não ser oportuno, por ora, propor encaminhamento específico quanto aos aspectos operacionais.**

Aspectos financeiros, orçamentários e de governança

124. O custo total previsto do Programa LTO Angra 1 estimado pela Eletronuclear alcança o montante de R\$ 3,582 bilhões. Esse valor decorre da adição dos investimentos acumulados entre 2020 e 2023, que somam R\$ 518.006.455, com as estimativas de investimentos para os anos de 2024 a 2028, de R\$ 3.063.721.000, (peça 86, p 15-16).

125. As análises realizadas concluíram que a disponibilidade de recursos da Eletronuclear no ano de 2024, que tem investimento estimado em R\$ 707 milhões, é incompatível com as necessidades do Programa LTO Angra 1, apesar de o valor anual previsto na Lei 14.822/2024 (LOA 2024) ser de R\$ 816.762.913 (PLOA 2024; Vol VI; p. 49). **Há orçamento, mas não há garantia de recursos financeiros para cobri-lo.**

126. O projeto foi incluído no PPA 2024-2027, no Programa 3101 – Energia Elétrica (Anexo VIII - Investimentos Plurianuais das Empresas Estatais não Dependentes, p 578)

na Ação Orçamentária: 160T, com o valor de um investimento total de R\$ 2.452.903.831. Vale destacar que o orçamento indicado se encontra aderente às estimativas de investimento da Eletronuclear, uma vez que a atual versão do PPA não engloba o último ano previsto do projeto (2028).

127. Contudo, a estatal tem manifestado incapacidade de estruturação de contragarantias para fins de obtenção de financiamentos, **no curto prazo**. Uma das possíveis causas apontadas pela Estatal para essa incapacidade é que uma das garantias que poderiam vir a ser utilizadas – os recebíveis de venda de energia elétrica da usina Angra 1 – já estão comprometidas com financiamento da construção de outra usina, Angra 3, junto à Caixa Econômica Federal (CEF), até o vencimento da licença de operação de Angra 1 (dezembro/2024). Uma segunda causa assinalada pela empresa estaria na resistência dos atuais acionistas em comparecer como avalistas junto a potenciais financiadores, fato que revela deficiência em aspectos de governança desse processo, já que não há clareza quanto a priorização da ação, ora tida como estratégica, ora não priorizada com recursos e garantias.

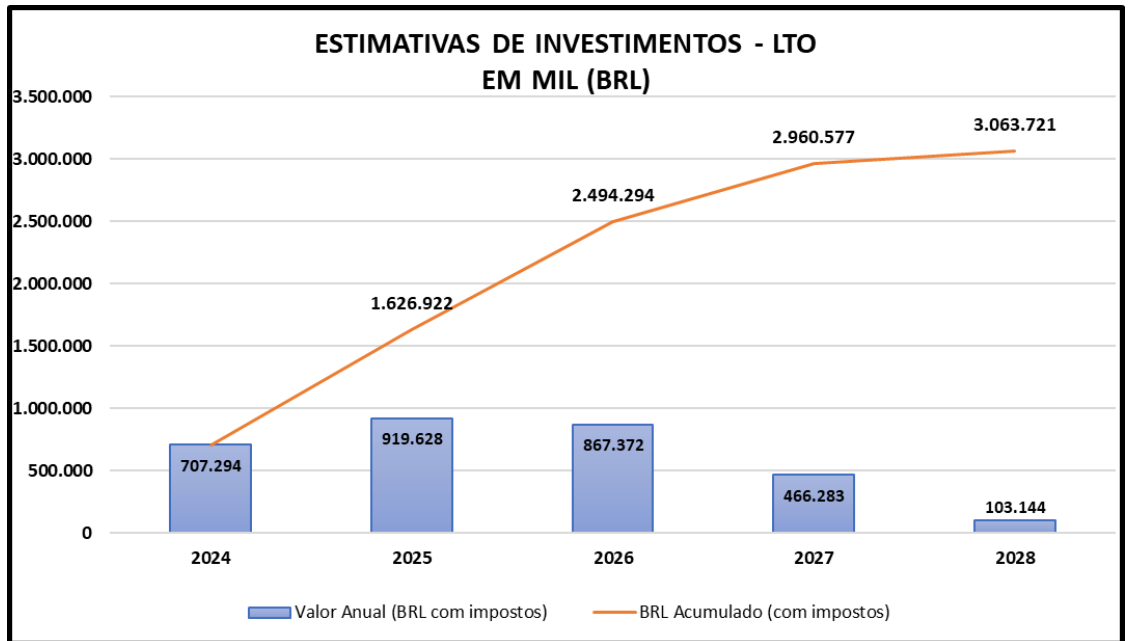
128. Entende-se que a indefinição quanto ao alcance da extensão da AOP pode estar contribuindo para ampliar o risco financeiro da Eletronuclear percebido pelos possíveis agentes financiadores, dificultando as negociações, em vista de indefinição quanto ao nível de garantias que o projeto poderá fornecer (recebíveis da venda de energia elétrica) para cobrir tais financiamentos.

129. Adiciona-se, ainda, possível deficiência ocorrida na priorização de recursos entre o Programa LTO Angra 1 e as obras de Angra 3. A decisão da Eletronuclear, de 12/3/2024, de suspender a execução dos contratos de Angra 3, por 120 dias, e priorizar o projeto LTO Angra 1 (peça 34, IND, letra u, Anexo 3) indica precedente possibilidade. Assim, o Programa LTO Angra 1 pode, em alguma medida, ter sido preterido em vista de priorização de recursos para Angra 3, seja para os contratos de fornecimento de equipamentos vigentes, como os celebrados com a empresa Framatome (objeto do TC 027.837/2022-0), seja do Programa de Aceleração do Caminho Crítico de Angra 3, que foi iniciado em 2022, envolvendo elevada soma de recursos financeiros (TCs 006.856/2021-7, 008.773/2022-0, e 027.837/2022-0, Fiscobras 2021 a 2023).

130. Além disso, menciona-se também os elevados custos com pessoal, material, serviços e outros da estatal, os chamados custos com PMSO, que, na Eletronuclear, figuram bem acima dos patamares regulatórios, conforme reconhecido no PNG 2024-2028 da Eletronuclear (peça 89), o que prejudica a capacidade de investimento da companhia.

131. De acordo com o atual cronograma financeiro (Figura 2), o valor de R\$ 3.063.721.000 compreende a execução das atividades previstas para a implantação do Programa durante os anos de 2024 a 2028. A fonte de recursos para tais investimentos também estavam indefinidas até final de junho de 2024 (peça 86, p. 16).

Figura 2 - Estimativas de Investimentos entre 2023 e 2028 – LTO Angra 1



Fonte: Apresentação Eletronuclear, de 7/2/2024 (peça 86, p. 16).

132. De acordo com a Avaliação de Riscos desenvolvida para o Programa LTO, que apresenta diversos fatores de riscos associados à não obtenção da licença para Extensão de Vida Útil de Angra 1, percebe-se que o fator **Falha na obtenção dos recursos financeiros necessários para a execução do Programa e dos investimentos**, que se configura com Alta Probabilidade e Alto Impacto, permanece com alta probabilidade de ocorrência e Muito Alto Impacto na avaliação residual, o que demanda ações especiais de acompanhamento e controle (peça 86, p. 21).

133. Nesse sentido, a captação de recursos financeiros para o Projeto LTO Angra 1 é estratégica para a sustentabilidade da estatal. O risco tem dado sinais de materialização e pode inviabilizar a nova AOP da usina Angra 1, não obstante a Eletronuclear estar demonstrando que vem atuando com firmeza na busca de soluções mais céleres.

134. Como resposta aos questionamentos desta Auditoria, foram recebidos esclarecimentos acerca das tratativas para obtenção de recursos financeiros para o projeto LTO Angra 1 (peça 34, IND letra u, Nota Técnica Conjunta SF.F/SP.F - 001/2024, de 12.03.2024, da Eletronuclear, e no Anexo 2 - Ofício 075_2024_Sala de situação LTO e Angra 3 – Complemento CCPR, de autoria da ENBPar, ambos em resposta ao Ofício 000.008/2024 – AudElétrica).

135. A Nota Técnica declara que os recursos para fazer frente às obrigações previstas para o ano de 2024 são de R\$ 707,294 milhões, em conformidade com o cronograma de investimento 2023 a 2028 reproduzido na Figura 2 (peça 86, p. 16).

136. O Anexo I da Nota Técnica aponta um Plano de Ação da Eletronuclear para com seus acionistas (ENBPar e Eletrobras). No caso do Programa de Extensão de Vida Útil de Angra 1, foram listadas cinco alternativas de obtenção dos recursos necessários, que passam pela (i) concessão de mútuo, passível de aprovação pela Secretaria de Coordenação e Governança das Estatais (Sest), (ii) aporte parcial da ENBPar, conjugado com mútuo da Eletrobras, (iii) nova linha de financiamento com instituição financeira, (iv) aporte da União ou (v) a utilização de recursos hoje aplicados no Fundo de Descomissionamento. Além disso, foram tomadas medidas para redução do PMSO da estatal (peça 34, IND, letra u).

137. *Em 12/3/2024, foi realizada reunião interna extraordinária na Eletronuclear, na qual constou registro de necessidade premente de captar recursos para fazer frente aos investimentos da LTO de Angra 1. O documento apresenta os documentos encaminhados aos acionistas com as alternativas para disponibilização de recursos. Restou acertado pelos gestores da Eletronuclear manter prioridade na execução do projeto LTO de Angra 1, e, dentre outras decisões, implementar de imediato a racionalização no organograma da Eletronuclear e um Plano de Demissão Voluntária, focado no grupo de empregados elegíveis (peça 34, IND letra u – Anexo 3).*

138. *Além disso, o MME enviou manifestação da ENBPar (Ofício 066/2024/PR/ENBPar, de 4/3/2024, peça 60) acerca de alternativas de curto e longo prazo para o projeto em questão, apresentadas à Casa Civil da Presidência da República, ao MME, ao Conselho de Administração da ENBPar e ao Conselho de Administração da Eletronuclear.*

139. *Em relação ao Programa de Extensão de Vida Útil de Angra 1, a ENBPar propôs algumas soluções emergenciais por meio de concessão de mútuo para a obtenção de até R\$ 800 milhões. Essas alternativas têm como objetivo atender aos requisitos de investimentos de curto prazo estabelecidos pela Cnen, que devem ser cumpridos em 2024.*

140. *Como alternativas de longo prazo para a LTO Angra 1, a ENBPar apresentou estratégia de viabilização de captação de recursos, a partir de 2025, com a garantia do US Exim Bank, junto a instituições financeiras no valor de até 85% dos itens financiáveis (sem impostos). Para a viabilização dessa operação, é imprescindível que a Eletronuclear apresente contragarantias.*

141. *Segundo a ENBPar (peça 60, p. 5), foi encaminhado à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), via MME, o pedido de desagravamento dos recebíveis de Angra 1, que se encontram agravados em razão de financiamento realizado junto à Caixa Econômica Federal (CEF) para as obras da usina de Angra 3. O desagravamento dos recebíveis de Angra 1 não traria prejuízos para a financiabilidade do referido empreendimento, já que os recebíveis de Angra 2, também agravados pelo mesmo motivo, seriam mais do que suficientes para atender às exigências contratuais. Naquela oportunidade (março/2024), a STN já havia se manifestado favoravelmente, e o pleito estava em análise na Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN).*

142. *A questão de insuficiência de recursos financeiros da Eletronuclear também foi tratada pelo TCU no âmbito do TC 027.837/2022-0, de relatoria do Ministro Jhonatan de Jesus, quando este órgão avaliou a implantação da usina termonuclear de Angra 3. Naquela oportunidade (abril/2023), os recursos financeiros da Eletronuclear eram inferiores aos necessários para cumprimento dos compromissos assumidos (contratos firmados para a execução da obra da usina). O montante em caixa era suficiente para pagamento das obrigações apenas até outubro/2023. A partir daquele mês, a estatal precisaria obter novos financiamentos. No entanto, existiam dificuldades de alinhamento das garantias necessárias. Havia risco de novas suspensões dos contratos da Framatome e da obra como um todo, o que poderia impactar o cronograma, os custos e, no limite, a viabilidade da obra.*

143. *Durante o Painel de Referência para validação da Matriz de Achados (peça 90) com os gestores, realizado em 29/5/2024, a Eletronuclear e o MME afirmaram que a estatal já teria equacionado a situação para as atividades até a parada obrigatória de 2025 (1P29).*

144. *A afirmação foi complementada posteriormente pela Eletronuclear e acostada aos autos, em atendimento a requisição da equipe de auditoria (peça 84, Ofício AI.CA 009/2024), quando a estatal informou que já foi efetivada a contratação de*

aproximadamente R\$ 600 milhões do montante total necessário para a parada IP29 com início previsto para 5/4/2025. Ressalta-se, contudo, que as informações foram prestadas desacompanhadas de quaisquer evidências concretas dessa solução (peça 84).

145. *Foi ressaltada também a aprovação, junto aos acionistas, do montante de R\$ 800 milhões para seus principais projetos de 2024 e iniciada negociação junto ao Eximbank (agência de crédito exportação dos EUA) para financiamento de aproximadamente US\$ 400 milhões para os investimentos adicionais até 2028 para finalizar a modernização da usina Angra 1, contudo, também sem evidências concretas (peça 84).*

146. *Importante ressaltar que a estatal reforçou a necessidade de receita garantida para efetivação de financiamento de longo prazo, o que é uma característica usual para projetos de infraestrutura. Para essa garantia, a estatal considera fundamental a obtenção da licença por vinte anos para viabilidade desse tipo de operação, já que o prazo do financiamento, em regra, será limitado à capacidade de geração de recursos. Reforça que a renovação de licenciamento por vinte anos com a LTO de Angra 1 “além de manter a coerência do ponto de vista técnico de expectativa de vida útil amplamente certificada internacionalmente para este tipo de operação estendida, seria um requisito fundamental para viabilização de financiamento de longo prazo e manutenção de margem mínima de rentabilidade para os acionistas” (peça 84, p. 3).*

147. *Neste ponto, cabe destacar que por ocasião dos comentários dos gestores, a Eletronuclear esclareceu que “o pedido de desagravamento dos recebíveis de Angra 1, oferecidos em contragarantia em razão do contrato de financiamento firmado com a Caixa Econômica Federal (CEF), foi deferido pela Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), sendo o ajuste aprovado no âmbito das instâncias de governança da Companhia” (peça 127, p. 2).*

148. *Ademais, considerando que o Conselho de Administração já havia aprovado as condições para financiamento na forma de mútuo, a Eletronuclear esclareceu que o acionista controlador (ENBPar) concordou com a concessão de um mútuo de R\$ 400 milhões, sendo que R\$ 226 milhões já haviam sido liberados (em 22/7/2024), e o “restante será firmado no terceiro trimestre do ano”. A Eletronuclear informou que realizou uma captação de curto prazo (ponte) com os Bancos ABC e BTG nos montantes de R\$ 150 e R\$ 300 milhões respectivamente, totalizando R\$ 450 milhões. Para a viabilização do mútuo, a garantia decorrente dos recebíveis de Angra 1 foi cedida para o acionista ENBPar (peça 127, p. 2).*

149. *Embora a Eletronuclear afirme haver comprometimento da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração com a tomada de todas as medidas necessárias para viabilizar o Programa LTO Angra 1, e tenha sinalizado – sem a apresentação de evidências documentais – ter alcançado a solução parcial de curto prazo, ainda não se obteve solução definitiva sobre instrumentos de captação de recursos financeiros para o projeto LTO a longo prazo.*

150. *Esse ponto também foi citado nos comentários dos gestores da Eletronuclear, em que foi informado que “os R\$ 850 milhões (Mútuo Acionista Controlador e Bancos) seriam suficientes para suprir os compromissos do projeto em 2024 e início de 2025, até que se definam as fontes de longo prazo a serem captadas”. Foi reforçado que está em curso a contratação do empréstimo de longo prazo que engloba todo o investimento necessário até 2028 (aproximadamente R\$ 3 bilhões) e com expectativa de conclusão e obtenção dos primeiros desembolsos em 2025 (peça 127, p.1).*

151. *Em suma, em que pesem os esclarecimentos trazidos pela Estatal nos comentários ao relatório preliminar de auditoria (vide Apêndice), até o fechamento deste*

relatório, não foi apresentada solução definitiva para a viabilização de captação de recursos financeiros que possibilite a implementação integral do projeto LTO Angra 1 até 2028.

152. *Do exposto, conclui-se que a baixa disponibilidade de recursos da Eletronuclear diminui a confiança na viabilidade do cronograma da LTO Angra 1, o que pode afetar a conclusão da implantação dos procedimentos estabelecidos até 2028, trazendo risco para a concessão da nova AOP da usina.*

153. *Considerando tal cenário de efeitos e riscos indesejáveis, entende-se pertinente comunicar aos órgãos e entidades envolvidas sobre as constatações desse tópico, com propósito de promover a transparência e ampliar a eficiência e a segurança jurídica na atuação das autoridades públicas, mediante **proposta de dar ciência** aos principais agentes envolvidos, (em consonância com a LINDB, art. 30 da Lei 13.655/2018) e com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, que:*

*(i) o programa de extensão de vida útil da Usina Térmica Nuclear UTE Angra 1 está exposto ao **risco iminente** de não alcançar seus objetivos em vista da baixa disponibilidade de recursos financeiros para o projeto, decorrente do desequilíbrio entre despesas e receitas da Eletronuclear, e das carências de recursos técnicos e operacionais dos órgãos reguladores, notadamente da Cnen, vez que o processo é complexo do ponto de vista técnico e materialmente relevante, envolvendo ações e recursos de ambos os lados (operação e regulação), e demanda um acompanhamento criterioso de coordenação e integração por meio de instância de monitoramento específica, incluindo o MME, nos termos do art. 15, inciso XII, do Decreto 11.492/2023, com participantes dos diversos órgãos e entidades envolvidos, e, por fim, que esse risco poderá levar ao desequilíbrio e a perda de sustentabilidade da própria Eletronuclear;*

(ii) a insuficiência de recursos financeiros para a implementação dos programas visando a Extensão da Vida Útil de Angra 1, contraria o princípio da eficiência disposto no art. 37 da CF/88 e, no limite, pode inviabilizar o cumprimento do estabelecido no Decreto 4.899/2003 (finalidade específica de explorar, em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica), o disposto no art. 2º c/c os arts. 8º, 14, §1º e 27 da Lei 13.303/2016, alertando, ainda, que tais condições poderão conduzir à paralisação ou redução do ritmo de implantação dos programas associados à extensão de vida útil de Angra 1, com graves implicações potenciais como suspensão da autorização de operação, aumento de custos e elevação da tarifa de energia associada ao empreendimento.

154. *Tal ciência deve ser feita à Eletronuclear; à ENBPar; ao MME, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear; ao CNPE; à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos (MGI); ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada; e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios e das ações governamentais do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no qual a extensão de vida útil de Angra 1 está inscrita.*

155. *Espera-se, com esta proposta de encaminhamento, contribuir para a tomada de decisão tempestiva pelos agentes responsáveis pela viabilização do projeto de extensão de vida útil de Angra 1, bem como para a sustentação da capacidade empresarial da Eletronuclear dentro de um contexto de sustentabilidade do setor nuclear e de segurança do setor elétrico.*

156. *Registra-se que, embora a questão seja grave, entende-se que não é o caso de propor eventual determinação à Eletronuclear, tendo em vista que a estatal apresentou evidências de que tem tomado medidas administrativas para a obtenção dos recursos, bem*

como para a redução do PMSO da Companhia, gasto esse que se encontra além do nível regulatório aceitável. Sobre isso, entende-se suficiente **propor que a aferição da eficácia dessas ações e seus desdobramentos sejam avaliadas quando do monitoramento das deliberações que resultarão destes autos.**

157. *A seguir, passa-se ao exame dos aspectos regulatórios.*

Aspectos regulatórios

158. *Em 2019, a Eletronuclear protocolou junto à Cnen, por meio da Carta ALI.T-0344-19-AI, a Solicitação de Renovação da Licença de Angra 1, cinco anos antes do vencimento da AOP, em atenção à NE Cnen 1.04/2002 c/c Nota Técnica CGRC/Cnen 7/2018 (Requisitos Regulatórios para Extensão de Vida de Usinas Nucleares de Potência) (peça 34, IND LTO letra M).*

159. *Não obstante o processo ter se iniciado no tempo estabelecido pela própria regulação, a decisão do regulador será apresentada possivelmente em dezembro de 2024, portanto em data bastante próxima ao vencimento da AOP que ocorrerá em 23/12/2024 (peça 86, p. 2).*

160. *O fato, por si só, não constitui uma irregularidade, mas o exame desse caso específico aponta para uma oportunidade de se buscar uma melhoria regulatória. A definição tardia por parte da Cnen sobre a licença para extensão de vida útil da usina tem o potencial de restringir a realização de investimentos mais vultuosos pela Eletronuclear. Isso ocorre vez que a aplicação de recursos públicos sem garantias mínimas de recuperabilidade, ou ao menos sinalização clara das condições para essa recuperabilidade, poderia sujeitar os gestores da Eletronuclear a eventual responsabilização.*

161. *Por outro lado, o cronograma extenso de implantação de parte representativa dos procedimentos da Eletronuclear se estende até 2028. O cronograma prevê subprogramas a serem implantados nas paradas obrigatórias previstas para acontecerem de 2025 a 2028, assim, o fato de o cronograma de implantação do programa se estender até 2028, contribui para o adiamento da decisão por parte da Cnen.*

162. *Nesse sentido, cabe mencionar que, em resposta ao Ofício 000.007/2024 – AudElétrica (peça 11), a Cnen encaminhou o Memorando 21/2024/CGRC/DRS (peça 21, letra k), no qual apresenta que o processo de extensão da vida útil pressupõe que as condições de segurança estão mantidas e que as deficiências identificadas sejam corrigidas para minimizar os riscos operacionais.*

163. *A Cnen expressa que, no processo de avaliação da extensão de vida útil, várias ações foram propostas pela Eletronuclear, entretanto, algumas não estarão concluídas até 2024, trazendo insegurança para o Licenciamento Nuclear. Segundo a Cnen, a experiência da comissão mostra que, em dezembro de 2024, quando a AOP se encerrará, ainda existirão exigências abertas relacionadas às idas e vindas de Pareceres e Relatórios Técnicos em ambas as direções. Desta forma, a quantidade do estoque de exigências não atendidas e seu teor irão subsidiar a Cnen em sua decisão, a ser tomada até dezembro deste ano (peça 21, p. 8).*

164. *A Cnen expôs sua percepção de risco acerca da não implementação das melhorias estabelecidas, em vista da insuficiente disponibilidade de recursos da operadora. Nesse sentido, elencou os seguintes pontos considerados críticos no processo de extensão de vida (peça 21, p. 4):*

- *Programa de Qualificação Ambiental de Equipamentos Elétricos e de I&C (PQAEI) - vários equipamentos perderão sua qualificação ambiental até 2024 e precisam ser substituídos. Além disso, precisam ser realizados estudos para equipamentos localizados fora da contenção;*

- Programa de Avaliação de Riscos de Incêndio (Fire Hazard Analysis) - várias modificações de projetos foram sugeridas por especialistas do Instituto de Pesquisas em Energia Elétrica (EPRI - Electric Power Research Institute) que ainda não foram implementadas;
- Programa de Gerenciamento de Envelhecimento do Vaso de Pressão do Reator - modificações e testes estão previstos apenas para 2026;
- Banco de Dados Integrado para o PGE - faltam definições sobre a inclusão de dados de Experiência Operacional, que talvez só estejam disponíveis após 2024;
- Modificação de projetos - várias modificações de projeto importantes para a segurança, que fazem parte do escopo da LTO, ainda não foram concluídas e existem outras que ainda estão na fase de solicitação.

165. Além disso, também registrou que a baixa capacidade da Eletronuclear de implementar projetos de forma tempestiva tem provocado atrasos significativos e consequências operacionais. A afirmação foi feita com base em fiscalização das instalações da usina, conforme Relatório de Fiscalização 10/2023/DIANG/CODRE/CGRC/DRS e Parecer Técnico 51/2023/SEEMA/CODRE/CGRC/DRS. O regulador expõe que existem constatações, em processos fiscalizatórios, de demora, por parte da Eletronuclear, para finalizar Solicitações de Modificações Permanente (SMP) de Projeto em Angra 1, e de outras solicitações que não foram priorizadas (peça 21, p. 5).

166. Por sua vez, a Eletronuclear enfatizou, em reunião, que os procedimentos mais onerosos esperam posicionamento mais seguro do regulador – a Cnen – a fim de que possam ser implementados. Sem tal posicionamento, há risco de que investimentos sejam feitos pela Eletronuclear sem a devida aprovação do regulador ou mesmo sem garantia de que a Licença de Operação Permanente será renovada, o que acarretaria ônus ao consumidor da energia elétrica produzida pela usina.

167. Na visão desta equipe de auditoria, é compreensível o posicionamento da Eletronuclear, já que, tratando-se de empresa estatal, com aplicação de recursos públicos, os gestores poderiam vir a ser responsabilizados por investimentos realizados sem garantia de que as instalações revitalizadas seriam de fato utilizadas, de forma a permitir o retorno financeiro dos desembolsos efetivados.

168. Melhor dizendo, embora latente o risco de o regulador não cumprir com seu papel institucional de garantir o uso seguro e pacífico da energia nuclear mediante contribuição para a sustentabilidade dos agentes do setor, verifica-se que existe risco provável também para o operador que vem arcando com elevado volume de recursos públicos na implantação dos múltiplos subprogramas que constituem o Programa LTO Angra 1, sem ter em contrapartida uma garantia firme de que atingirá seus objetivos operacionais, quais sejam, estender por vinte anos a operação da usina Angra 1, ou pelo menos ter sinalização clara das condições exigidas para tanto.

169. O histórico do processo de licenciamento nuclear da Usina Angra 1, que se apresenta a seguir, corrobora para a formação da percepção sobre o considerável nível de complexidade no processo em curso e para a reflexão sobre possíveis aprimoramentos do processo de extensão de vida útil.

Histórico do Licenciamento Nuclear da Usina Angra 1

170. O projeto de Angra 1 teve início em 1970, mediante negociação com a empresa norte-americana Westinghouse (o contrato não previa transferência de tecnologia). A autorização para instalação da usina foi emitida pelo antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (Portaria 416, 13/7/70 (DNAEE) (Carta CNEN-C-37/84) <https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Informacoes-de-Angra-1.aspx>.

171. A Figura 3 apresenta os dados sobre a Licença para Exploração das usinas nucleares da CNAEA. A Portaria DNAEE 315/1997 transferiu de Furnas Centrais Elétricas S.A para a Nuclen – Engenharia e Serviços S.A, a autorização conferida pela Portaria MME 416, de 13/7/1970, para a exploração da geração de energia elétrica através da CNAEA, Angra dos Reis, RJ.

Figura 3 – Licença para Exploração das Usinas de Angra 1, Angra 2 e Angra3

USINA	Potencial Nominal	Licença para Exploração		Data de Início de Operação	Validade da Licença
		Inicial	Atual		
ANGRA 1	640 MW	Portaria MME N° 416 de 13/07/70	Portaria DNA E E N° 315 de 31/07/97	Janeiro 1985	40 anos
ANGRA 2	1.350MW	Exp. Mot. MME N° 300 de 28/05/74	Portaria DNA E E N° 315 de 31/07/97	Setembro 2000	40 anos
ANGRA 3	1.405 MW	Decreto N° 75.870 de 13/06/75	Portaria DNA E E N° 315 de 31/07/97	Em fase de construção	--

Fonte: Notas Explicativas Eletronuclear 2023 – Nota 3 – Balanço Patrimonial (<https://www.eletronuclear.gov.br/Quem-Somos/Governanca/Paginas/Balancos.aspx>)

172. A obra teve início em 1972, com a Licença de Construção emitida pela Cnen por meio da Resolução CNEN 6/72, e concluída em 1981, conforme Resolução CNEN 10/81. A Autorização Provisória de Operação RP/01 (APO) - RP/01, emitida pela Comissão Deliberativa (CD) da Cnen, foi concedida a Furnas pelo prazo de um ano e prorrogada diversas vezes (peça 91).

173. Em virtude de problemas com equipamentos, a usina entrou em operação comercial somente em 1/1/1985 (confirmado pela carta CNEN-C-37/84). A Autorização para Operação Inicial, concedida a Furnas, teve vigência até 5/3/1993, Resolução CNEN 18/87 - AOI-RP/01 (<https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Informacoes-de-Angra-1.aspx>).

174. A Autorização para Operação Permanente (AOP) foi concedida pela Portaria CNEN 344/94, de 7/12/1994, com base em autorizações anteriores e na revisão 26 do Relatório Final de Análise de Segurança (RFAS). A AOP foi conduzida pela Norma CNEN NE 1.04 – Licenciamento de Instalações Nucleares (item 8.3.1), bem como outras normas e padrões de segurança internacionais pertinentes, obedecendo especificações técnicas conforme Caderno 16 do RFAS, em sua revisão 35. Uma das condicionantes da AOP (Portaria CNEN 344/94, de 7/12/1994), foi a execução da 1ª Reavaliação Periódica de Segurança (RPS), realizada no período de 1994 a 2004.

175. A AOP foi renovada em 9/8/2010, após a troca dos geradores de vapor da usina na Parada Obrigatória IP16 concluída em 2/6/2009 e a consolidação das avaliações da 1ª RPS, por meio da Portaria CNEN/PR 87, de 17/9/2010. A Portaria CNEN/PR 87 foi ratificada pela Comissão Deliberativa da Cnen, que aprovou o ato do presidente, por meio da Resolução CNEN 98, de 22/12/2010, com validade por 14 anos. Pela Resolução CNEN 98, a Eletronuclear ficou obrigada a apresentar os relatórios relativos à 2ª RPS até julho/2014.

176. Nesse ínterim, em 2012, a Eletronuclear iniciou a implementação do Plano de Resposta à Fukushima, o Programa de Gerenciamento do Envelhecimento e a 2ª RPS, concluída em 2014.

177. Finalmente, por meio da Resolução CNEN 258, de 19/12/2019, a Cnen concedeu Autorização para Operação Permanente (AOP) da CNAEA-1, pelo prazo de cinco anos nas condições estabelecidas na Portaria, cujos arts 3º ao 21 definem obrigações para o operador. Destaca-se que, de acordo com o art. 19, a Eletronuclear ficou obrigada a apresentar a 3ª RPS seis meses antes do prazo para a ratificação da

Autorização (AOP). Pelo art. 20 da resolução, a estatal ficou obrigada a apresentar, juntamente com a 3ª RPS, a atualização do estudo preliminar sobre o descomissionamento.

178. *Nesse sentido, no período de 2019 a 2023, foram elaboradas a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança (3ª RPS) e a implementação dos Programas de Gerenciamento do Envelhecimento (PGEs) (peça 34, IND LTO, item N). Conforme já mencionados, os dois procedimentos pertencem à Linha Crítica do Licenciamento Nuclear. Segundo os técnicos da Eletronuclear, na 3ª RPS, o escopo foi ampliado em relação à 2ª RPS, sendo mais robusta em vista da extensão de vida útil da usina (foco em mais vinte anos) e aderente integralmente ao Safety Factor 14 do IAEA SSG 25 – Regulatory Guide 4.2 Supplement – Preparation of Environmental Report for Nuclear Power Plant Licence Renewal Applications 2013.*

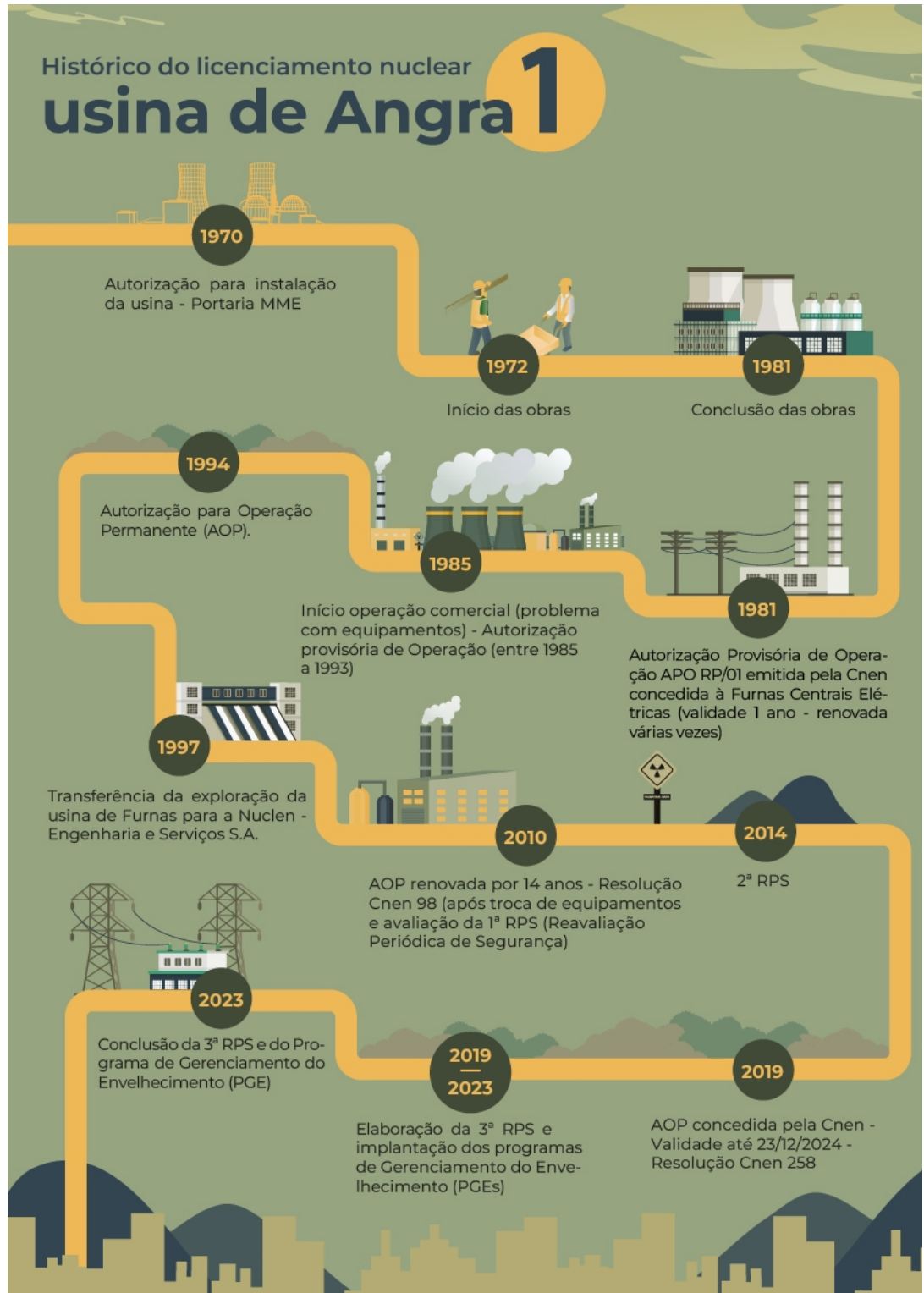
179. *Foi informado por técnicos da Eletronuclear, em reunião virtual do dia 6/6/2024, que antes de iniciar a 3ª RPS, foram sanadas e encerradas 88 exigências pendentes da 2ª RPS, finalizada em 2014.*

180. *Os técnicos informaram que a existência dessas pendências decorre de idas e vindas de esclarecimentos e alterações de procedimentos, que só podem ser executados após perfeitamente ajustado com o regulador, sobe penas de terem que ser refeitos. Neste sentido, a Eletronuclear informou que, além de um programa de inspeções anuais, realizadas em 2022 e 2023, nos últimos quinze meses foram realizadas quinze inspeções (por temas). Ademais, a Cnen mantém dois inspetores residentes que participam de uma reunião diária e que acompanham todas as atividades da usina, cujo Manual de Operações possui cerca de três mil procedimentos.*

181. *Dados do site da estatal, consultados em 1/6/2024, indicam que já foram realizados avanços significativos a fim de preparar a usina para a extensão, como troca dos geradores de vapor concluída em junho/2009, aplicação de sobrecamada de solda, conhecida como weld overlay, nos bocais do pressurizador, troca da tampa do vaso de pressão do reator e substituição dos transformadores principais, entre outras. Também foram implementados alguns programas, como o gerenciamento da obsolescência, bem como inspeções e manutenção de estruturas de concreto. (<https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Angra-1.aspx>).*

182. *O infográfico apresentado a seguir (Figura) busca sintetizar os detalhes do histórico do licenciamento de Angra 1.*

Figura 4 – Histórico do Licenciamento de Angra 1 da Eletronuclear



Fonte: Produção própria com base nas informações da Eletronuclear, (<https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Informacoes-de-Angra-1.aspx>).

183. Dado o rigor requerido em razão dos aspectos de segurança, o processo de licenciamento nuclear conduzido pela Cnen é de alta complexidade. Vê-se que, a cada procedimento mais significativo, como as RPSs, nova autorização é emitida, condicionantes são cumpridas de um lado e novas são geradas na sequência, visando a melhoria contínua do processo. São definidos requisitos e padrões de diferentes institutos

para uma mesma avaliação. São gerados volumes expressivos de documentos, com elevados custos tanto para o gerador (custos de execução), quanto para o regulador (custos de avaliação e aprovação).

184. Como agravante dessa situação, é notório que a área de fiscalização da Cnen, Diretoria de Radioproteção e Segurança Nuclear (DRS), se encontra em situação de insuficiência de recursos humanos e com muitos projetos ocorrendo simultaneamente (LTO Angra 1, Angra 3, Reator Multipropósito Brasileiro), conforme restou consignado pelo TCU na 2ª Etapa de Acompanhamento da Estruturação da Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN), objeto do TC 020.858/2023-0, da relatoria do Min. Aroldo Cedraz.

185. Diante desse histórico do licenciamento de Angra 1, nota-se que, aparentemente, seria possível reduzir incertezas no processo, por meio de planos de estudos, programas, projetos e implantação de procedimentos com vistas a obtenção/renovação da licença de operação, vez que o processo de acompanhamento da Cnen é contínuo.

186. Não obstante a Licença de Exploração da energia elétrica de fonte nuclear tenha sido fornecida por quarenta anos, o que trouxe segurança ao investimento público, a usina recebeu sua primeira Autorização de Operação Permanente em 1994, a qual já foi renovada em 2010 e em 2019, ou seja, a Autorização de Operação Permanente de Angra 1 foi concedida em intervalos de tempo de validade menores que o da Licença de Exploração Nesse sentido, é razoável esperar que a nova autorização tenha prazo de validade próximo de dez anos. Ou seja, é claramente possível que daqui a cerca de cinco anos (considerando-se o histórico do tempo necessário para obtenção dessas licenças) uma nova licença será solicitada e reavaliada pela Cnen, a partir de novos estudos e programas que tenham sido desenvolvidos e implementados até lá. Vislumbra-se, portanto, que o licenciamento nuclear demanda a existência de marcos bem definidos, criteriosamente estabelecidos, o que pode ser feito com base nas experiências vividas.

187. Com base no exposto, considerando a necessidade de aprimoramento do processo de avaliação da Cnen e os ganhos advindos da experiência obtida pela Comissão neste primeiro processo de extensão de vida útil de uma usina nuclear, em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituída pelo Decreto 12.150, de 21/8/2024, entende-se oportuno **propor recomendar** à Cnen, ou à ANSN a partir de sua estruturação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, que proceda aperfeiçoamento normativo, utilizando a experiência adquirida ao longo do processo de extensão de vida útil de Angra 1, de forma a estabelecer marcos temporais para o processo de renovação de licença para operação estendida de usinas nucleoeletricas, tanto para o operador quanto para o regulador, compatibilizando o atendimento aos requisitos técnicos com a emissão da decisão de forma tempestiva, de forma a melhorar a segurança jurídica, a previsibilidade do operador quanto aos investimentos de grande vulto a serem executados e trazer mais clareza quanto às condições as quais deverá atender para obter a extensão de vida útil do ativo operado.

188. Espera-se, com esta proposta de encaminhamento, contribuir para a melhoria da segurança jurídica do processo de extensão de vida útil de usinas nucleares, visando incentivar a garantia da segurança nuclear em um contexto mais abrangente, que envolve a sustentabilidade do setor nuclear e a segurança do setor elétrico.

189. Por fim, cabe registrar que a menção à ANSN na deliberação se dá pelo fato de que o papel fiscalizatório da Cnen passará a ser exercido pela Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN), autarquia criada pela Lei 14.222/2021. Assim, a partir do

momento que essa autarquia vier a ser estruturada, em cumprimento à referida lei, a deliberação passa a ser direcionada à ANSN, no lugar da Cnen. A estruturação da nova autoridade vem sendo acompanhada pelo TC 020.858/2023-0.

IV. GESTÃO E REGULAÇÃO DOS RECURSOS DO FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO DE ANGRA 1 E ANGRA 2

190. *Este capítulo busca responder se existe sustentabilidade financeira tanto em relação aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2 ao final do ciclo, quanto em relação à gestão do Fundo de Descomissionamento por parte do operador dessas usinas (Questão 2).*

191. *Em síntese, quanto aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas, bem como sobre a gestão desses recursos, observou-se a existência de lacuna regulatória que permite que o gestor do fundo realize saques sem qualquer crivo regulatório, implicando risco de insuficiência futura de recursos no fundo para descomissionamento e, por conseguinte, eventual necessidade de recomposição do FDES, via tarifa de energia elétrica de Angra 1 e 2, impondo ônus adicional aos consumidores de energia elétrica.*

192. *Além disso, identificou-se a possibilidade de aperfeiçoamento da relação entre os agentes responsáveis pela elaboração, validação e utilização das informações de custos e prazos de descomissionamento, de forma a que o cálculo da componente tarifária destinada ao FDES seja tempestiva e apropriadamente realizado, evitando impactos indesejados para o fundo ou para os consumidores de energia que arcam com a tarifa.*

IV.1. Achado 2 – Lacunas regulatórias relacionadas aos recursos do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e 2

193. *Verificou-se que há lacunas regulatórias que implicam em divergências de entendimento sobre o tratamento contábil e tributário a ser dado aos recursos contidos na receita fixa da Eletronuclear destinados ao FDES e lacunas na regulamentação de procedimentos relativos à possibilidade de saques dos recursos do FDES. Outro ponto que merece destaque é a ausência de marcos regulatórios bem definidos para o processo de avaliação feito pela Cnen, com vistas a subsidiar a atuação da Aneel nos procedimentos de revisão e reajuste tarifário.*

194. *Em que pese existir o direcionamento legal e regulatório para vinculação dos recursos destinados ao FDES, bem como definição, em termos gerais, das responsabilidades pela gestão conservadora do fundo e os mecanismos de alimentação e manutenção do FDES, constatam-se oportunidades de melhorias nos mecanismos condutores da gestão do fundo de descomissionamento das usinas nucleoeletricas da CNAEA. Além disso, entende-se que há oportunidade de aperfeiçoamento da relação entre os agentes responsáveis pela gestão e pela regulação da matéria.*

195. *Nos subtópicos seguintes, abordam-se essas questões de forma mais detalhada.*

Esclarecimento preliminar

196. *Durante a execução dos trabalhos de auditoria, a equipe se deparou com decisão da Eletronuclear, que resolveu, unilateralmente, realizar um saque de R\$ 374 milhões nos recursos do FDES, o que representa mais de 10% dos valores acumulados até então.*

197. *A resolução da Diretoria Executiva da Eletronuclear RDE 1766.001/24, de 21/3/2024 (peça 39), autorizou o resgate sem análise, anuência, consultas ou aprovações pelos agentes reguladores. O saque foi realizado em 25/3/2024. A referida resolução sinalizou a possibilidade de novos saques nos recursos do fundo, que atingiriam monta superior a R\$ 1 bilhão, o que representa cerca de 40% do montante arrecadado desde o*

início do fundo.

198. *A estatal justificou que, durante a fase de acumulação de recursos iniciada em 2010, a Eletronuclear arcou integralmente com os tributos incidentes, tanto sobre as parcelas recebidas e repassadas (receita fixa da parcela A) quanto sobre a rentabilidade do fundo. O resgate seria, portanto, uma recomposição do caixa da Eletronuclear (peça 40, p. 5).*

199. *Ademais, de acordo com as Demonstrações Financeiras da Eletronuclear (<https://www.eletronuclear.gov.br>) para o período findo em 31/12/2023, aprovadas pelo Conselho de Administração em 19/3/2024, o valor do Fundo de Descomissionamento já acumulava o montante da ordem de R\$ 3,3 bilhões e o passivo registrado como Obrigação para desmobilização de ativos era da ordem de R\$ 2,9 bilhões, demonstrando um suposto superávit da ordem de R\$ 374 milhões, valor este que definiu o montante do primeiro saque (peça 40, p. 5).*

200. *Diante dos indícios de irregularidades e da iminência de novos saques unilaterais no FDES, que poderiam atingir montante superior a R\$ 1 bilhão, a equipe de auditoria, com fundamento no art. 237, inciso V, c/c art. 246 do Regimento Interno do TCU, autuou representação sobre a matéria ao Ministro Relator Antônio Anastasia, nos termos do art. 237, inciso VI, do Regimento Interno do TCU (TC 008.315/2024-8). A representação foi conhecida pelo Ministro Relator e se encontra em fase de oitiva dos órgãos e instituições envolvidas.*

201. *Assim a Representação (TC 008.315/2024-8) avalia o caso concreto do saque já realizado no FDES, centrado na regularidade dos fatos e cálculos alegados pela Eletronuclear, enquanto a presente Auditoria Operacional trata dos controles aplicáveis ao FDES de forma mais geral, deixando para a representação o mérito sobre o caso concreto. Por esse motivo, este relatório não se adentrará nas premissas e cálculos alegados pela Eletronuclear para a decisão sobre o saque.*

Controles da Eletronuclear sobre o FDES

202. *A Eletronuclear assumiu a titularidade das cotas do FDES em decorrência da privatização da Eletrobras (junho 2022), em atenção à Resolução 203/2021, de 19/10/2021, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI (artigo 11, inciso XVI).*

203. *Primeiramente, buscou-se avaliar os controles realizados pela Eletronuclear na gestão do FDES após a assunção da titularidade das cotas. A estatal demonstrou ter realizado procedimento de controle por meio do relatório de Auditoria Interna 7/2023 – Gestão Tributária, de 29/12/2023 (peça 24) e em relatórios de Auditoria Independente que avaliaram a gestão do FDES nos exercícios de 2022 (peça 92) e 2023 (peça 93), nos termos do art. 10 da Norma CNEN NN 9.02.*

204. *O relatório de Gestão Tributária (peça 24) abordou a questão da gestão dos tributos na companhia, destacando no **Achado de Auditoria 6.1 de alta criticidade** o que considera “injusta sistemática tributária, relacionada à obrigação da Eletronuclear ter que honrar vultosos compromissos tributários durante o período de acumulação de recursos em fundo financeiro constituído para os descomissionamentos das Usinas Angra I e Angra 2”.*

205. *Importa destacar que, seguindo os mesmos mecanismos adotados pela Eletrobras enquanto gestora do FDES (a Eletrobras aprovou a Norma de Gerenciamento do Fundo de Descomissionamento – EFC – 08, de 1º/5/2018), a Eletronuclear editou a **Instrução Normativa 31.04 - Gerenciamento do Fundo de Descomissionamento das Usinas de Angra I e II – FDES**, de 3/6/2023, que, igualmente à norma anterior, **veda a***

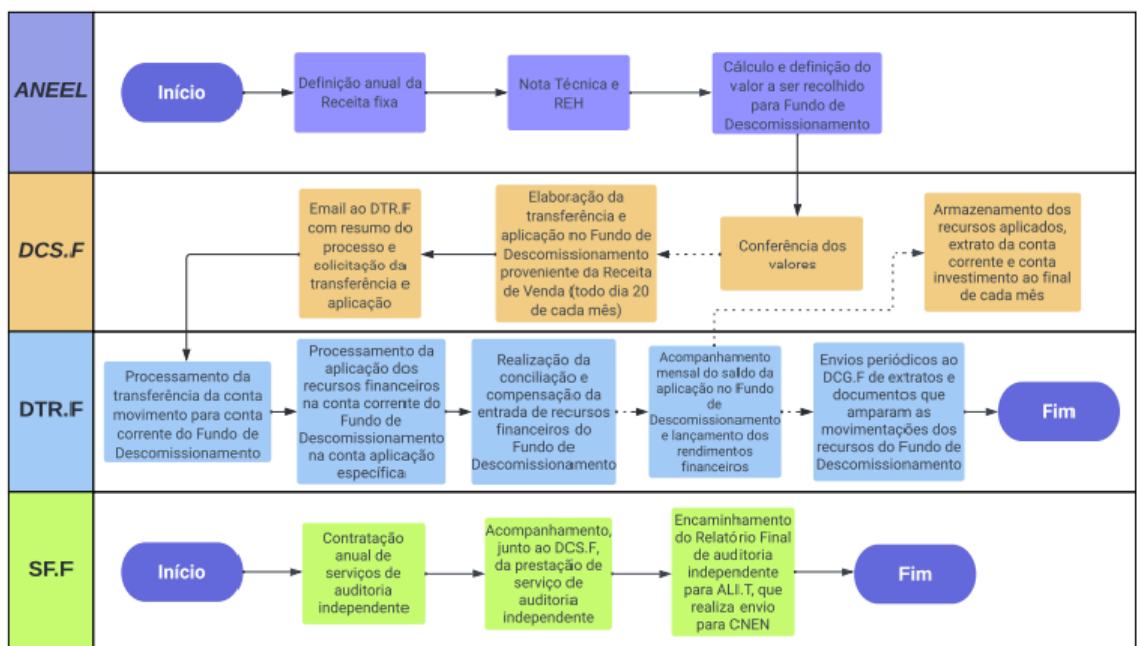
realização de saques para finalidades distintas do descomissionamento (IN 31.04, 5.1 – peça 94).

206. Segundo a Eletronuclear, a IN 31.04 foi editada em vista de determinação do TCU. De fato, o Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário (relator Min. Augusto Nardes), que monitorou as deliberações do Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário (relator Min. Raimundo Carreiro), endereçou recomendação à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), então gestora do fundo, nos seguintes termos: “institua, mediante a edição de normas, mecanismos de controle e acompanhamento sobre a movimentação da conta bancária destinada a abrigar os recursos do fundo de descomissionamento das usinas nucleares, de forma que seja proibida a realização de saques para finalidades diversas às atividades para as quais foi instituído”. Ressalte-se que a deliberação do TCU se deu num contexto de controles incipientes e utilização dos recursos do fundo para finalidades diversas das quais fora criado, o que gerava grave risco ao fundo e impunha a normatização de condições para melhoria dos controles.

207. Verificou-se, em vista da Instrução Normativa IN 31.04, que a Eletronuclear mantém um plano estruturado de gestão do FDES, que utiliza software de gestão integrada (SAP-ERP), conforme apresentado na Figura 5 a seguir:

Figura 5 - Plano de gerenciamento do FDES Angra 1 e Angra 2 da Eletronuclear

GERENCIAMENTO DO FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO
IN 31.04



Fonte: Eletronuclear, peça 34, IND – FDES item k, em resposta ao Ofício 000.008/2024-AudElétrica

208. Segundo a Nota Técnica Conjunta SF.F/SC.F-001/2023, de 16/10/2023 (peça 40, p. 7-16), compete à Eletronuclear transferir mensalmente ao Fundo de Descomissionamento os recursos recebidos por meio de componente estabelecido em sua Receita Fixa e proveniente da geração de energia elétrica das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2.

209. Conforme a referida nota técnica, a Eletronuclear adota estratégia conservadora, por meio de uma carteira de ativos financeiros, sem compromisso de

concentração em nenhum fator de risco em especial. Essa afirmação foi corroborada pela Auditoria Independente Taticca Auditores Independentes S.S. (Audit/Tax/Corporate Finance/Advisory), em seu relatório de avaliação do fundo, de 30/6/2023 (peça 93), que concluiu que “os elementos comprobatórios apresentados, demonstram que houve o tratamento adequado na adoção de estratégia conservadora da gestão e investimento dos recursos para o fundo financeiro de descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2”.

210. À vista disso, entende-se que a **Instrução Normativa 31.04 - Gerenciamento do Fundo de Descomissionamento das Usinas de Angra I e II – FDES (peça 94)**, na forma que se encontra, tem cumprido sua finalidade, dispensando a recomendação de novas propostas de encaminhamento pelo TCU acerca dos controles da gestão do fundo pela Eletronuclear, ressalvadas as **modificações derivadas de evoluções regulatórias correlatas e/ou de gestão ainda não contempladas**.

Lacunas regulatórias relacionadas aos recursos do FDES

211. Verificou-se que existem ao menos duas lacunas regulatórias relativas ao FDES. A primeira sobre as divergências em relação à interpretação dada à contabilização da base de cálculo dos tributos aplicáveis ao fundo. A segunda, relativa à possibilidade de saques unilaterais pelos gestores do fundo, sem qualquer crivo regulatório.

212. Apresenta-se, nos subtópicos a seguir, um breve histórico do fundo, o entendimento da Eletronuclear quanto à tributação sobre as cotas e os rendimentos do fundo, as tratativas da Eletronuclear, com diferentes agentes, visando trazer solução ao problema e a potencial lacuna regulatória sobre a possibilidade de saques unilaterais no FDES.

Histórico do FDES

213. Em apertada síntese, tem-se que, pelo Decreto 2.648/1998, de 1/7/1998, o Brasil internalizou o compromisso assumido ante a Convenção de Segurança Nuclear, celebrada em Viena em 20/9/1994, que teve como principal objetivo a **segurança nuclear**.

214. Com a publicação da Resolução 8/2002 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da Portaria 320/2004 do Ministérios de Minas e Energia (MME), passou a vigorar a necessidade de aporte efetivo de recursos financeiros para o Fundo de Descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES) em conta bancária específica a ser aberta pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobras).

215. Já em 2006, por meio do Decreto 5.935/2006, o Brasil internalizou o compromisso de assegurar a existência dos recursos financeiros necessários e suficientes para arcar com os custos de descomissionamento de suas usinas termoeletrônicas, ao fim de suas vidas úteis ou no caso de descontinuidade operacional, firmado em Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos, de 1997.

216. Contudo, até 2007, existia somente uma provisão contábil desvinculada de disponibilidades financeiras específicas. No período de dezembro de 2004 a fevereiro de 2008, não foram efetuados os devidos recolhimentos das quotas para a constituição da reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares. Apenas em 2008 foi iniciado o efetivo recolhimento de valores à conta bancária do FDES, como resultado do recolhimento mensal do componente definido pela Aneel na Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e Angra 2 (peça 22, p. 5).

217. Para períodos anteriores a 2008, várias ações de controle do TCU abordaram a matéria. No âmbito do **Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário**, da relatoria do Min. Raimundo Carreiro, foi expedida determinação ao MME e à Aneel para que efetivassem levantamento sobre as parcelas de custo específicas para descomissionamento presentes

na tarifa para períodos anteriores à Portaria 320/2004 (item 9.3 da decisão).

218. No âmbito do **Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário**, também da relatoria do Min. Raimundo Carreiro, foram estabelecidos parcelamentos para recompor obrigações pendentes. Até 1997, foi fixado um plano de recolhimento entre 2016 e 2040 (296 cotas a partir de jan/2016 – item 9.10 do Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário). Entre 2005 e 2007, foi firmado plano de recolhimento entre 2008 e 2018 (109 cotas – item 9.8 do aludido acórdão). Após 2008, passaram a ocorrer recolhimentos mensais do componente dos custos anuais associados ao fundo de descomissionamento definido pela Aneel na Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e Angra 2 nos processos tarifários da Eletronuclear

219. **Para o período entre 1998 e 2004 (item 9.9 do Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário), houve dificuldades na definição dos valores, e a questão permanece sem definição.** O tema será retomado no Capítulo V do presente relatório, com o intuito de reforçar a necessidade de solução definitiva para o assunto.

220. Como se observa, somente após 2008 teve início o recolhimento mensal do componente da tarifa destinado ao Fundo. Neste primeiro momento, tal componente integrava a Parcela B da tarifa de energia das usinas de Angra 1 e Angra 2. A Eletronuclear transferia os recursos, provenientes de parcela da venda de energia elétrica gerada pelas usinas Angra 1 e Angra 2, para a Eletrobras, que fazia o recolhimento dos valores na conta aplicação do FDES.

221. A partir do ano de 2016, após a Aneel ter acatado sugestão da Eletronuclear apresentada na Audiência Pública Aneel 63/2015 (Nota Técnica 331/2015-SRM-SGT/ANEEL e voto do relator no processo 48500.002999/2015-10 da Aneel), a componente denominada Fundo de Descomissionamento passou a compor a **Parcela A** da receita fixa da Eletronuclear (peça 29 e 30 do TC 008.315/2024-8). Importante destacar que a Parcela A compreende os custos que, em certa medida, escapam à vontade ou à gestão da Eletronuclear, e por esta razão, por premissa, deveria encerrar característica de neutralidade, haja vista ser um custo não gerenciável pela empresa. Além do fundo de descomissionamento, estão incluídos, por exemplo, os custos relacionados às atividades de transmissão, combustível nuclear e encargos setoriais.

222. O Fundo permaneceu sob gestão da Eletrobras até 2021. Em 19/10/2021, a resolução do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos-CPPI 203/2021 determinou a transferência da titularidade das cotas do Fundo de Descomissionamento das usinas Angra 1 e 2 para a Eletronuclear, passando a empresa a configurar como **organização gestora oficialmente estabelecida** responsável pelo FDES. Em 8/6/2022, a Eletronuclear constituiu efetivamente o FDES Angra 1 e Angra 2 e os recursos acumulados foram aportados em conta de aplicação no Banco do Brasil S.A (peça 40, p. 2).

223. A Estatal afirma que vem, desde 2008, arcando integralmente com todos os tributos incidentes sobre as parcelas recebidas e repassadas ao fundo, bem como sobre a rentabilidade dos recursos acumulados acolhidos e investidos em opção conservadora de investimento do Banco do Brasil (CNPJ: 46.313.395/0001-83) em conformidade com a Norma CNEN NN 9.02 (peça 40, p. 25).

Lacuna regulatória relativa a divergências de interpretação quanto à contabilização e tributação do FDES

Tratativas junto ao Ministério da Fazenda

224. A Eletronuclear, para evidenciar a ação adotada em relação à tributação dos recursos do Fundo junto à Fazenda Nacional, trouxe aos autos o Acórdão 1202-000.983 – 2ª Câmara / 2ª Turma Ordinária do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais do Ministérios da Fazenda (DF CARF MF), de 9/5/2013 - Processo 18471.001076/200594

(peça 85, IND, FDES item b).

225. Como já citado, até 2007 existia somente uma provisão contábil desvinculada de disponibilidades financeiras específicas, computada pela Eletronuclear na conta “Outras Despesas Operacionais”, a título de quota de descomissionamento (com base no art. 299 do RIR/99).

226. Relativo ao período de 2000 a 2004, a Eletronuclear teve contra si lavrado Auto de Infração de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), de 25/7/2005, relativo a glosas de despesas realizadas nos citados anos. O lançamento se deu sobre os dois tributos (peça 85, IND item b): (i) IRPJ – fundamento: não adição, na determinação do lucro real ou prejuízo fiscal, das estimativas de gastos futuros a serem realizados por ocasião do encerramento das atividades das usinas nucleares Angra I e Angra II, denominadas descomissionamento. Fundamento Legal: art. 249 do RIR/99, (ii) CSLL - fundamento: por acréscimo indevido da base de cálculo negativa da CSLL. Fundamento legal: art. 2º e §§ da Lei 7.689/88; art. 19 da Lei 9.249/95; art. 28 da Lei 9.430/96; art. 273 do RIR/99; art. 6º da Medida Provisória 1.858/99 e reedições.

227. A contribuinte foi intimada do Acórdão em 21/7/2008 e apresentou seu Recurso Voluntário em 18 de agosto do mesmo ano (peça 85, IND, FDES, item b, p.9). A Eletronuclear alegou a dedutibilidade dessas despesas, com base no art. 299, §2º, do RIR/99, por serem despesas operacionais e usuais ou normais para o tipo de transações, operações ou atividades da empresa.

228. A relatora do DF CARF MF fundamentou-se no art. 249, §2º, do RIR/99, o qual dispõe sobre as provisões indedutíveis a serem adicionadas à apuração do lucro real/prejuízo fiscal, e o art. 2º e §§ da Lei 7.689/88; art. 19 da Lei 9.249/95; art. 28 da Lei 9.430/96; art. 273 do RIR/99; art. 6º da Medida Provisória 1.858/99 e reedições, que dispõe que as provisões consideradas indedutíveis na apuração do lucro real/prejuízo fiscal devem ser também adicionadas na apuração da base de cálculo da CSLL.

229. A relatora entendeu correta, do ponto de vista da contabilidade, a postura da contribuinte no provisionamento de recursos para o descomissionamento, “fazendo seu registro contábil desde o início das atividades dessas, sendo tal procedimento correto uma vez que respeita o Princípio de “Emparelhamento de Despesas e Receitas””. Porém, ainda que corretos os registros contábeis, para fins de determinação do lucro real/prejuízo fiscal e da base de cálculo da CSLL, a relatora entendeu que esses mesmos recursos devem ser adicionados, consoante os art. 249 e 335 do RIR/1999 e art. 2º da Lei 8.034/1990. Assim, a relatora votou por negar provimento ao recurso, que foi ratificada pelo pleno, por voto de qualidade, com quatro votos negando provimento e três votos vencidos a favor do provimento (peça 85, IND, FDES item b).

230. Assim, a Eletronuclear teve seu recurso negado, a multa foi mantida e a estatal não recorreu judicialmente da decisão (peça 85, IND, FDES item b). Após isso, a estatal não demonstrou ter retomado a questão tributária junto à Fazenda Nacional.

Tratativas junto à Aneel

231. No âmbito da Aneel, é preciso destacar que, conforme já mencionado, a partir do ano de 2016, a componente denominada Fundo de Descomissionamento passou a compor a Parcela A da receita fixa da Eletronuclear conforme decisão da Aneel (Nota Técnica 331/2015-SRM-SGT/ANEEL e voto do relator no processo 48500.002999/2015-10), passando, pois, a compor os custos não gerenciáveis pela empresa, e por esta razão, por premissa, deveria encerrar característica de neutralidade.

232. No âmbito da Revisão Tarifária de 2018 conduzida pela Aneel, referente à Tarifa 2019, a Eletronuclear, por meio da **DA-090/18, de 31/8/2018** (peça 85, IND, FDES

– letra a 2018), apresentou a questão do desequilíbrio causado pelos tributos incidentes sobre os registros de descomissionamento, com reflexos de ordem econômico-financeira “elevadíssimos”. Sustentou estar sofrendo severas penalidades financeiras para arcar com os tributos que não têm cobertura prevista nos procedimentos tarifários.

233. Esses itens já teriam sido mencionados em correspondência P-336/16, de 24/11/2016. Os tributos apresentados foram: (i) Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido gerado pela "parcela A" do descomissionamento, sem dedução de despesa correspondente no resultado; (ii) PIS/Cofins incidente sobre a receita financeira de rendimentos; (iii) Imposto de renda e contribuição social sobre o resultado gerado pelos rendimentos do fundo financeiro para descomissionamento; e (iv) Imposto de renda a ser descontado sobre os saques futuros dos rendimentos.

234. A Eletronuclear trouxe contribuição da Audiência Pública AP 48/2018, no sentido de solicitar cobertura tarifária para arcar com uma série de tributos “supostamente” incidentes sobre os recursos do fundo de descomissionamento, que não foi acatada pela Aneel, tendo remetido o assunto para momento mais oportuno (Voto do Relator e Nota Técnica 269/2018-SEM-SGT-SFF/ANEEL, de 12/12/2018). A Eletronuclear apresentou pedido de reconsideração P-002/19, de 3/1/2019, sobre a Resolução Homologatória 2.509/2018 – Receita Fixa de Angra 1 e 2 – 2019. O recurso foi negado pela Aneel, por meio do Despacho 2128-2019, de 6/8/2019 – Aneel (Nota Técnica 73/2019-SGT-SEM-ANEEL, de 10/6/2019). No processo tarifário de 2019 – Tarifa 2020, a Eletronuclear não voltou ao tema dos tributos. Também não o retomou nos anos seguintes.

Tratativas junto à Cnen

235. De igual forma, a Eletronuclear encaminhou à Cnen, por meio ALI.T-0411/18, de 19/12/2018 (peça 85, IND, FDES – letra a 2018), os documentos da Aneel relativos à Revisão Tarifária de 2018, que tratou da Tarifa para 2019, na qual foi apresentada a questão do desequilíbrio causado pelos tributos incidentes sobre os registros de descomissionamento, não acatada pela Aneel (Nota Técnica 269/2018-SEM-SGT-SFF/ANEEL, de 12/12/2018).

236. Além disso, em atenção ao art. 10 da Norma CNEN NN 9.02, a Eletronuclear encaminhou o Relatório Especial de Auditoria (AudiLink Auditores & Consultores – 12/9/2018), que tratou de auditoria e cálculos atuariais sobre a Gestão dos Recursos Financeiros ao Descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2.

237. O Relatório Especial registra que foi efetuada a verificação e evidenciação dos valores depositados na conta do FDES relativos ao período de fevereiro 2008 a junho de 2018 (por amostragem significativa de aproximadamente 75% dos eventos ocorridos).

238. Em 30/6/2018, o FDES acumulava o montante de R\$ 801.713.084,39. Segundo o Relatório, o montante estava devidamente registrado na contabilidade da Eletronuclear na conta “Fundo de Descomissionamento”, no Ativo Não Circulante.

239. Nas contas de Obrigações para Desmobilização de Ativos, no Passivo Não Circulante, estava registrado a valor presente, o montante de R\$ 1.965.784.173,74, como provisão para o Descomissionamento até o final da vida útil das usinas de Angra 1 e Angra 2.

240. Da análise atuarial, o Relatório concluiu que os recursos acumulados somados aos previstos para arrecadação na receita fixa, conforme aprovado pela Aneel, “não serão suficientes para financiar integralmente os recursos destinados ao descomissionamento de Angra 1 e Angra 2” (peça 85, IND, FDES – letra a 2018).

241. Em 10/11/2020, novo Relatório Especial de Auditoria AudiLink, de 11/9/2020, foi submetido à Cnen, a partir da Carta ALI.T0421/20. O resultado dos cálculos da

auditoria manteve o apontamento de inviabilidade no modelo de acumulação do fundo de descomissionamento, o que seria muito mais impactante no caso de Angra 1 cuja data de descomissionamento é mais próxima (peça 85, IND, FDES letra a 2018).

242. *A manifestação da Cnen foi feita por meio do Ofício 436/2021CGRC/DRS/CNEN, de 29/9/2021, que encaminhou e solicitou providências, os Pareceres Técnicos 17/2020 e 69/2021/SEASE que avaliam os Relatório de Auditoria do Fundo de Descomissionamento de 2019 e 2020, sendo que o PT 69/2021/SEASE/CODRE/CGRC/DRS abriu uma “Exigência” relacionada à necessidade de aumento de aporte de recursos, pois os mesmos são insuficientes para cobrir as atividades previstas no Plano Preliminar de Descomissionamento (PPD) – Relatório ACS.T.058.18 – Eletronuclear.*

243. *Adicionalmente, ainda pelo Ofício 436/2021CGRC/DRS/CNEN, foi encaminhado o Parecer Técnico 4/2021/CGRC/DRS, de 20/9/2021, pelo qual no “item 2.1.1 – Análises de Segurança e demais atividades preparatórias, visando à solicitação de Autorização para Descomissionamento”, a Cnen fez a seguinte exigência: “Na próxima emissão do PPD, deve estar explícita a restrição da utilização de recursos do fundo de descomissionamento para as atividades de Análises de Segurança e demais atividades preparatórias, visando à solicitação de Autorização para Descomissionamento” (peça 85, IND, FDES, letra a).*

244. *A Eletronuclear também informou (peça 85, IND, FDES, letra a, 2023 – P-244/23, p. 2) que, em 27/6/2020, por meio da carta P-086/2020, encaminhou proposta de alteração da Norma CNEN NN 9.02, sugerindo a inclusão de parágrafo único ao artigo 7º, na forma a seguir:*

Parágrafo único. Fica autorizado que todos os tributos que incidam ou venham a incidir sobre os recursos financeiros destinados ao descomissionamento, sejam eles referentes aos ganhos auferidos ou sobre o repasse das quotas recebidas pela organização operadora, sejam obrigações a serem pagas com os seus respectivos recursos acumulados.

245. *Por fim, por meio da carta P-244/23, de 29/12/2023, após reunião com a Procuradoria Federal da Cnen, a Eletronuclear formalizou novamente o pleito (peça 85, IND, FDES, letra a, 2023). A estatal afirma que as obrigações tributárias do FDES têm como sujeito passivo o próprio FDES, até porque inexistente qualquer lei que determine a responsabilidade tributária sobre a Eletronuclear (CTN, artigo 121, parágrafo único, II).*

246. *O documento faz menção a um conjunto de leis e conclui que a responsabilidade tributária é sempre do Fundo. Acompanha o P-244/23, a citada Nota Técnica Conjunta SF.F/SC.F-001/2023 de 16/10/2023. Considera que, ao mesmo tempo que é salutar proteger o FDES, também é imperioso que a “organização operadora” (ente regulado) não seja punida, para não incidir um descolamento da Regulação Econômica (Aneel).*

247. *Questionada nesta auditoria, a Cnen afirmou (peça 70) que a sua responsabilidade é acompanhar a evolução temporal do FDES, garantindo que existirão recursos suficientes no FDES no momento do descomissionamento da CNAEA e que a norma CNEN NN 9.02 seja aplicada. Entende que cumpre essa função avaliando os relatórios de auditoria independente submetidos anualmente e a partir do Relatório Anual de Operação (RAO).*

248. *A estratégia proposta e aceita pela Cnen foi a de um descomissionamento protelado, que se iniciará efetivamente quando a última planta deixar de operar. Logo, o critério utilizado pela Cnen é o de que a taxa de acúmulo estimada nos relatórios anuais de auditoria seja compatível com o objetivo a que se propõem o FDES, qual seja, o de prover recursos suficientes para custear o descomissionamento como aprovado no PPD.*

249. Assim, a Cnen entende que utilizar recursos do FDES para custear tributação do próprio FDES, acarreta uma taxa de acúmulo de capital inferior quando comparada com a não utilização deste expediente. Sustenta que não é sua competência autorizar ou não possíveis aumentos de tarifas oriundos do desejo de compensar esse gasto com o auto custeio de impostos e tributos pelo FDES. Nesse sentido, a Cnen solicitou à Eletronuclear que apresentasse estudos do impacto dos tributos incidentes sobre os recursos do Fundo. Conforme Nota Técnica 3/2024/CGRC/DRS, de 27/6/2024, (peça 60, TC 008.315/2024-8), a Cnen apresenta gráficos extraídos de documento encaminhado pela Eletronuclear com a projeção que fundamentam que mesmo sendo realizado os saques pleiteados, o FDES acumulará os recursos suficientes para o descomissionamento como aprovado no PPD.

Tratativas junto ao MME

250. A Eletronuclear voltou a tratar da questão da ineficiência tributária do fundo de descomissionamento no decurso do processo de privatização da Eletrobras. Os técnicos da estatal relataram as tentativas frustradas que foram feitas de criação de norma para concessão de benefício fiscal para o FDES. Os documentos comprobatórios foram trazidos aos autos à peça 85, em resposta ao Ofício de Requisição 000.061/2024-AudElétrica.

251. Nesse sentido, a Eletronuclear, mediante ofício AI.CA 009/2024 (peça 85, IND, FDES – Informação adicional), encaminhou cópia de comunicação com o MME, de março/2022, contendo a Nota Técnica SF.A 002/2021, de 24/2/2022 – Transferência do Controle da Gestão do Fundo de Descomissionamento (peça 95), emitida para subsidiar o Ministério sobre o processo de desestatização da Eletrobras, na qual foi abordada a questão da cobrança de imposto sobre os rendimentos da aplicação financeira dos recursos do FDES. A comunicação traz duas alternativas para a questão: a) inserção na Lei 14.120/2021, que dispôs sobre as condições para a conclusão do projeto Angra 3; e b) a apresentação de uma proposta autônoma, por meio de uma lei não específica, a exemplo da Lei 12.844/2013 que incluiu um parágrafo na Lei 12.783/2013, art. 8º, §4º, zerando as alíquotas de PIS e Cofins sobre as indenizações. Segundo informado pela estatal, a proposta com as alternativas não avançou no Ministério.

252. Destaca, ainda, que em 16/10/2023, por meio da Nota Técnica Conjunta SF.F/SC.F-001/2023 (peça 40, 9-16), a Eletronuclear encaminhou informações ao MME contendo propostas alternativas para que, na qualidade de Ministério supervisor, tomasse conhecimento e adotasse possíveis encaminhamentos para a questão.

253. O documento contém três alternativas: **a) Proposta 1:** hipótese de isentar todos os fatos geradores das bases de cálculos para todos os tributos associados ao Fundo de Descomissionamento, sejam eles provenientes de parcela da receita ou da rentabilidade auferida pelo fundo; **b) Proposta 2:** permissão para utilizar os recursos do próprio fundo para a liquidação das obrigações tributárias dele decorrentes, mediante inclusão de parágrafo específico na Norma CNEN 9.02 – “Gestão dos recursos financeiros destinados ao descomissionamento de usinas nucleoeletrônicas”; e **c) Proposta 3:** i) estabelecer tributação exclusiva e definitiva (regime especial de tributação) sobre os recursos já acumulados no fundo, sobre aportes futuros e a incidir sobre futuros ganhos, porém, sem qualquer compensação futura; e ii) isentar as receitas financeiras auferidas pelo fundo do pagamento de PIS/COFINS/IRPJ/CSLL, e excluir da base de cálculo do IRPJ e da CSLL a parcela da receita associada a formação do Fundo de Descomissionamento.

254. Mediante a Nota Técnica, das três alternativas apresentadas, a Eletronuclear recomendou a **Proposta 2** como sendo a melhor para ser implementada, tendo em vista: (i) não depender de ações de competência do Congresso Nacional para modificações legislativas; (ii) não representar qualquer renúncia de receita em arrecadação junto à União; (iii) ser de rápida implementação, em virtude de necessitar tão somente na adição

em comando normativo já existente junto ao órgão regulador (Norma CNEN NN 9.02). Essa Nota Técnica foi encaminhada igualmente aos reguladores Aneel e Cnen.

255. *Nada obstante, até o momento, não foram registrados avanços quanto ao pleito.*

Tratativas junto à Casa Civil

256. *Levantou-se que o assunto também foi levado à Secretaria Especial de Articulação e Monitoramento Casa Civil da Presidência da República, pela ENBPar, controladora da Eletronuclear, por meio do Ofício 066/2024/PR/ENBPar, de 4/3/2024, nos seguintes termos (peça 60, p. 7-8):*

5.23 Atualmente, o saldo do fundo é de R\$ 3,2 bilhões, composto pelo valor principal somado aos rendimentos, sem as deduções tributárias de PIS, COFINS, IR e CSLL, incidentes sobre os referidos rendimentos, o que tem sido custeado pela Receita Operacional de Angra 1 e 2.

5.24 Os tributos incidentes sobre os rendimentos devem ser suportados pelo próprio fundo, motivo pelo qual a Eletronuclear já reivindicou junto à CNEN a restituição dos valores pagos a este título.

5.25 Nessa linha, tendo em vista que a Eletronuclear entende que o recurso que resultar da referida restituição é indispensável à sustentabilidade operacional, a curto prazo, da Companhia, faz-se necessário o apoio da Casa Civil junto à CNEN, pelo qual a Eletronuclear já reivindicou junto à CNEN a restituição dos valores pagos a este título.

257. *Contudo, também não se tem notícia de tratativa da Casa Civil quanto à matéria.*

Lacuna regulatória sobre a possibilidade de saque unilateral no FDES

258. *Em 21/3/2024, tendo em vista o histórico de tentativas malsucedidas de resolver a questão e a necessidade de recursos financeiros, a Diretoria Executiva da Eletronuclear deliberou pela realização de saque nos recursos do FDES. Como registrado, a regularidade dos fatos e os cálculos alegados pela Eletronuclear estão sendo tratados em Representação à parte sobre a matéria, de relatoria do Ministro Relator Antônio Anastasia, no âmbito do TC 008.315/2024-8, nos termos do art. 237, inciso VI, do Regimento Interno do TCU.*

259. *Em 22/3/2024, a Eletronuclear enviou comunicado ao Tribunal de Contas da União, por meio do DCO-CA-013/2023 (peça 38), em que informava ao Tribunal a decisão proferida pelos administradores da empresa, por meio da Resolução de Diretoria Executiva 1766.001/24, de 21/3/2024 (peça 39), que aprovou o resgate parcial no valor de R\$ 374.000.000 disponíveis no Fundo de Descomissionamento. Esse resgate seria uma forma de ressarcimento pelos encargos tributários suportados pelo “caixa não restrito” da Eletronuclear.*

260. *Segundo a estatal, o saldo do FDES, em março de 2024, era de aproximadamente R\$ 3.274.612.000 e o valor presente das obrigações afetas ao descomissionamento calculadas pela Eletronuclear, e registradas em suas Demonstrações Contábeis, somavam R\$ 2.899.790.000 para as usinas Angra 1 e 2 (peça 40, p. 5), gerando o que a estatal considerou como superávit de aproximadamente R\$ 374 milhões.*

261. *Após o saque realizado pela Eletronuclear, o valor resultante deveria ser aproximadamente aquele relativo ao valor presente das obrigações contábeis afetas ao descomissionamento. Assim, o valor do saque autorizado pela direção da estatal foi definido pela diferença do saldo do FDES e o registro nas Demonstrações Contábeis, conforme Nota Técnica SC.F - 002/2024 de 10/5/2024 (peça 24 do TC 008.315/2024-8).*

262. *O resgate se deu por decisão unilateral da Eletronuclear, subsidiada por conclusões do parecer de escritório de advocacia contratado pela empresa (peça 62, IND, FDES item b, subitem a, p. 13-16) e analisado internamente por Parecer Jurídico SJ.P-*

JD-0165.24, que concluiu pela não violação à legalidade tributária ou jurisprudência pátria (peça 40, p. 79).

263. *Não houve solicitação de manifestação dos agentes reguladores, Cnen e Aneel, anterior à decisão de saque. A Eletronuclear apenas os comunicou, após tomar a decisão. A estatal argumenta que há crescentes problemas gerados com o pagamento das despesas tributárias afetas ao FDES e o saque seria uma ação para preservar o caixa da Eletronuclear e tratar com diligência o FDES e a empresa (peça 40, p. 4). A Eletronuclear destaca que faria jus ao saque de mais de R\$ 1 bilhão em relação aos encargos tributários pagos, mas estaria adotando uma “postura mais conservadora” ao optar pelo saque parcial de R\$ 374 milhões.*

264. *Questionada sobre possível liberação da parte do regulador nuclear, a Cnen informou que não foi consultada, apenas informada pela Eletronuclear após a realização do saque. Conforme já mencionado, o controle da Cnen tem ocorrido mediante apresentação, no início do terceiro trimestre de cada ano, do resultado de auditoria independente sobre o Fundo, em atenção ao art. 10 da Norma CNEN NN 9.02.*

265. *O parecer contratado contempla dados sobre o valor acumulado, elementos de gestão estratégica conservadora e análise atuarial. A Norma CNEN NN 9.02 (art. 6º, parágrafo único) traz exigência de que a organização operadora deve assegurar a gestão adequada dos fundos para garantir o descomissionamento, além de realizar o acolhimento dos recursos em instituição financeira federal, mediante aplicação financeira de baixo risco.*

266. *Por sua vez, a Aneel, em resposta ao questionamento da equipe de auditoria, relatou que também não foi consultada e indicou a possibilidade de que o recurso recebido para pagamento do fundo de descomissionamento tende a não ser considerado lucro para fins tributários, uma vez que faz jus à respectiva constituição de passivo para a provisão de despesa (peça 35, p. 3).*

267. *Acerca dessa matéria, importante citar as conclusões do escritório de advocacia contratado pela Eletronuclear, de que a “provisão para descomissionamento de usina nuclear não tem a sua dedutibilidade autorizada na legislação, nos termos do art. 6º, § 2º, “a” do Decreto-Lei 1.598/77 e do art. 13, inciso I, da Lei 9.249/1995” e que o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (“CARF”) aplicou tal entendimento, vedando a dedução de tal provisão (peça 62, IND FDES), a qual fora apresentada anteriormente.*

268. *O parecer do escritório de advocacia contratado pela Eletronuclear opina no sentido de que “do ponto de vista estritamente tributário, a utilização de recursos gerados pelo Fundo para quitação de obrigação tributária relacionada aos rendimentos do próprio Fundo é uma liberalidade da Eletronuclear”, recomendando, contudo, a necessidade de uma avaliação regulatória (peça 40, p. 5 e 6), a qual não foi realizada, tendo tampouco havido solicitação de manifestação dos agentes reguladores.*

269. *Como já informado, o citado parecer passou por análise interna da Eletronuclear, mediante o Parecer Jurídico SJ.P-JD-0165.24, de 23/3/2024, que concluiu por não vislumbrar “violação à legalidade tributária ou à jurisprudência pátria que impeça a Alta Administração da Companhia de adotar o entendimento sustentado no opinativo”, considerando a opinião expressa pelo escritório de advocacia quanto à legislação tributária (peça 40, p. 79), porém, não considerou a citada necessidade de avaliação regulatória apontada pelo escritório contratado.*

270. *Diante de todo exposto, subjazem **duas constatações sobre lacunas regulatórias**. A primeira é que existe potencial lacuna regulatória que implica em divergência de interpretação contábil e regulatória acerca dos valores que devem compor a base de arrecadação tributária relativa aos recursos do FDES. A segunda constatação é*

que existe lacuna regulatória sobre os controles do FDES, que o deixa vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo, sem passar por qualquer crivo regulatório.

271. Quanto à primeira, cabe salientar que o “Regulamento do BB Extramercado Exclusivo Descomissionamento Usinas Angra Fundo de Investimento Multimercado Longo Prazo”, fundo em que os recursos são aplicados, possui disposição genérica sobre os encargos que devem ser arcados por ele (peça 96). O art. 38 determina que podem ser debitados ao Fundo pela Administradora valores relativos a “taxas, impostos ou contribuições federais, estaduais, municipais ou autárquicas, que recaiam ou venham a recair sobre os bens, direitos e obrigações do Fundo”. Tal entendimento é amparado pela Resolução CVM 175, que em seu Capítulo X, Encargos, art. 117, inciso I, prevê que taxas, impostos e contribuições constituem encargos do fundo.

272. No entanto, no caso do FDES, a questão vai além dos impostos sobre os ganhos financeiros do fundo, mas também aos incidentes sobre parcela da tarifa a ele destinada pela Aneel, com interpretações potencialmente divergentes entre vários atores (operador, Aneel, RFB, Cnen), sobre a contabilização e composição da base de cálculos dos tributos, com potencial de impacto para os consumidores de energia elétrica, para o fundo de descomissionamento e, por consequência, para a segurança nuclear.

273. No Reajuste Tarifário Anual, a Receita Fixa das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2 é obtida pela soma das componentes Parcela A, Parcela B, Parcela de Ajuste e dispêndio com PIS/Cofins. De acordo com o normativo, a Parcela B, definida no último processo tarifário, deve ser atualizada pelo IPCA para o presente processo. Já a Parcela A será composta pela soma dos seguintes itens: (i) custos de transmissão (Rede de Distribuição, Rede Básica e Conexões); (ii) encargos setoriais; (iii) fundo de descomissionamento; e (iv) custo de combustível nuclear.

274. Para o cálculo do Fundo de Descomissionamento, a Aneel considera a estimativa de recursos necessários para o descomissionamento das centrais de geração, a vida útil remanescente estimada das usinas, a cobertura tarifária concedida anteriormente, o retorno de 2% a.a. até o prazo final estimado das usinas e um valor médio da taxa de câmbio de relativo aos três últimos anos.

275. A fórmula de cálculo da parcela da receita da Eletronuclear associada à composição do Fundo de Descomissionamento incluído na Parcela A, estabelecida no submódulo 6.7, vigente é:

$$FD = (\text{Laudo} - FDA \times (1 + i)^n) \times \left(\frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} \right) \quad (9)$$

276. O componente “Laudo” representa o valor total estimado (R\$) para o descomissionamento das usinas Angra 1 e 2, conforme laudo mais recente aprovado pela Cnen, o FDA (R\$) é o somatório da cobertura tarifária concedida anteriormente para composição do fundo de descomissionamento atualizada pela taxa Selic para a data do processo de reajuste ou revisão da receita, o componente “i” indica a estimativa de crescimento do custo de descomissionamento estimado em 2% a.a., e, por fim, o fator “n” que captura a vida útil remanescente média (em anos) estimada das Centrais de Geração de Angra 1 e 2. Os itens de custos da Parcela A deverão considerar Parcelas de Ajuste quando houver desconcatenação.

277. Nesse sentido, a já Aneel inclui, por ocasião do cálculo da receita fixa a ser destinada à empresa, os valores que seriam devidos por PIS/Cofins sobre todo o valor repassado, inclusive os valores relativos ao FDES, sem menção aos demais tributos ou possíveis rendimentos do fundo, denotando o reflexo do entendimento tributário da

Agência sobre a receita fixa destinada à Eletronuclear.

278. ***Nota-se imperativa a necessidade de alinhamento dos entendimentos tributários/contábeis dos atores envolvidos a fim de que o regulado execute com segurança jurídica e regulatória os comandos positivados pelos reguladores e que esses comandos estejam baseados nas normas ou decisões tributárias/contábeis dos órgãos competentes.***

279. *Quanto à segunda constatação, ressalta-se que a Aneel, notoriamente, recebe informações da Eletronuclear e conduz análises sobre o saldo existente no Fundo e sua adequação para o descomissionamento das usinas confrontado com as estimativas de custos, solicitando a opinião da Cnen, dentre outros itens, para estabelecer as receitas fixas que são devidas à Eletronuclear.*

280. *Dessa forma, infere-se que uma retirada considerável de valores do FDES, ainda que legítima, deveria possuir algum tipo de tratativa prévia com a participação conjunta da Aneel e da Cnen, haja vista os reflexos difusos da decisão sobre os setores elétrico e nuclear. Ademais, seria prudente manter o alinhamento existente entre reguladores e regulado na composição do FDES também nas atividades de gestão dos recursos nele depositados, sobretudo ao considerar a materialidade dos valores envolvidos e a natureza inovadora dos possíveis saques.*

281. *Verifica-se que o FDES está circunscrito por normas e decisões que indicam uma blindagem dos valores depositados, inclusive em função dos elevados montantes que somente devem ser utilizados no momento adequado e para as restritas atividades para as quais foi instituído. Contudo existe clara lacuna na regulação sobre o que deve ser arcado pelo próprio fundo, a forma de contabilização e sobre os controles de saques dos recursos.*

282. *Saques realizados fora do arcabouço regulatório ou utilizando-se de lacunas presentes nesse arcabouço, sem a comprovação de reais impactos sobre o FDES Angra 1 e Angra 2 e sem avaliação e autorização dos agentes reguladores podem causar indisponibilidade de recursos no fundo, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear (matéria de competência da Cnen), quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento (matéria de competência da Aneel e do MME).*

283. *Em vista de todo exposto, considerando a insegurança jurídica e regulatória presente, o risco de a gestão do FDES, embora conservadora, não ser suficiente para assegurar recursos para as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2, e a possibilidade de descumprimento de compromissos internacionais, em caso de insuficiência do fundo devido à realização de saques em desacordo com arcabouço regulatório e sem a devida aprovação dos órgão reguladores Cnen e Aneel, afetando a imagem do país, **entende-se pertinente propor:***

(i) Determinar, com fundamento no art. 4º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, à Aneel que, em até 360 dias, em articulação com Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, com MME, com o Ministério da Fazenda e com Eletronuclear, estabeleça os contornos regulatórios aderentes às práticas contábeis e tributárias e à situação peculiar do FDES a serem aplicados no cálculo da receita fixa da Eletronuclear, a fim de preservar os recursos do FDES para o cumprimento da missão a ele legalmente vinculada e permitir o acompanhamento efetivo do montante atualizado do FDES pela Agência e pela Cnen, em atenção ao art. 3º, inciso IV, do Decreto 9.203/2017, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

(ii) Determinar, com fundamento no art. 4º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta

deliberação, que, em até 360 dias, em articulação com Aneel, MME e Eletronuclear, que elimine a lacuna regulatória que deixa o FDES vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo sem crivo regulatório, estabelecendo de forma objetiva na Norma CNEN NN 9.02 as situações em que os saques sobre o fundo podem ser realizados unilateralmente pela Eletronuclear ou somente após aprovação pelo(s) regulador(es), bem como os critérios de preponderância regulatória em relação aos permissivos contábeis para fins de blindagem do FDES, conforme Acórdão 1.360/2017 – TCU – Plenário, art. 2º, lei 9.784/99 e Decreto 9.203/2017, art. 4º, inciso IX; e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

(iii) Dar ciência à Eletronuclear, à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério da Fazenda, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos, bem como ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada, ao MME, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios, com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, que:

(a) as divergências de entendimento sobre a tributação do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 (FDES) têm ocasionado impactos econômico-financeiros diretos no caixa da Eletronuclear, com potenciais efeitos sobre a sustentabilidade da Companhia; e

(b) como consequência dessas divergências, a Eletronuclear realizou saque de mais de 10% dos recursos do fundo, no dia 25/3/2024, e deu a sinalização de que pretende sacar mais de 40% , fato que certamente terá impacto à sustentabilidade econômico-financeira do FDES, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear, dada a potencial indisponibilidade futura de recursos no fundo, quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento.

Ausência de marcos regulatórios

284. *A Aneel passou a calcular as tarifas da Eletronuclear a partir de 1º/1/2013 (art. 11 da Lei 12.111, de 9/12/2009). Segundo a Aneel, o foco é estabelecer metodologia de cobertura tarifária que permita que a estimativa de custo do descomissionamento, aprovado pela Cnen no Plano Preliminar de Descomissionamento (PPD), esteja suficientemente coberta pelo FDES ao final da vida útil das usinas (peça 35).*

285. *É de competência da Aneel a definição da metodologia de cálculo da parcela anual a ser incorporada na tarifa de Angra 1 e 2 para a composição do fundo de descomissionamento, de forma que, ao final da vida útil de cada central geradora, se tenha o recurso necessário para fazer frente ao custo de descomissionamento. A regra aplicada é definida no Submódulo 6.7 do Proret e a última atualização do custo de descomissionamento foi reconhecida no processo tarifário de 2021 (peça 35).*

286. *Para o cálculo do Fundo de Descomissionamento, a Aneel considera a estimativa de recursos necessários para o descomissionamento das centrais de geração, a vida útil remanescente estimada das usinas, a cobertura tarifária concedida anteriormente, o retorno de 2% a.a. até o prazo final estimado das usinas e um valor médio da taxa de câmbio de relativo aos três últimos anos. Ou seja, o custo estimado para o descomissionamento e a vida útil remanescente das usinas são fatores de entrada,*

imprescindíveis para que o regulador elétrico possa estabelecer o valor da parcela da Receita Fixa da Eletronuclear destinada ao FDES Angra 1 e Angra 2. Em resumo, o valor da cobertura tarifária decorre da necessidade (estimativa de custos para o descomissionamento) e do prazo (vida útil das usinas Angra 1 e Angra 2).

287. *Esses dois fatores são fornecidos pelo operador, após aprovados pela Cnen, que é a autarquia federal especializada na regulação, licenciamento, autorização, controle e fiscalização de serviços na área de segurança nuclear (regulador nuclear).*

288. *Nessa linha, é possível reconhecer que o processo de interação entre os agentes reguladores e o operador das usinas de Angra 1 e Angra 2, como estabelecido, demanda uma harmonização de informações, tendo sido encontradas oportunidades de melhoria na relação entre os dois órgãos reguladores.*

Validação de datas pela Cnen

289. *A Cnen, em que pese a possibilidade de renovação da Licença de Angra 1 (Programa LTO Angra 1), afirma que “a data de 23 de dezembro de 2024 ainda não foi alterada por nenhum ato formal e, para efeitos de cálculo, a expiração da AOP deve ser seguida do início da estratégia de descomissionamento” (peça 21, p. 1). Em outras palavras, até a data de fechamento deste relatório, formalmente, o descomissionamento de Angra 1 se iniciaria a partir de 25/12/2024.*

290. *A Aneel, ao estabelecer a Receita Fixa e a Tarifa relativa à geração de energia de Angra 1 e Angra 2 para o ano de 2024, considerou a operação de Angra 1 até dez/2024, mas o descomissionamento conjunto de Angra 1 e Angra 2, conforme previsto no PPD 2018, se iniciando após o término da vida útil de Angra 2, que ocorrerá em 2040 (peça 35). A Aneel manifestou que, para a parcela do FDES cobrada na Tarifa, a prorrogação da AOP Angra 1 não é fato consumado, e que, para fins tarifários, considera a vida útil autorizada, dez/2024, porém com descomissionamento se iniciando em 2040.*

291. *A Eletronuclear, por outro lado, demonstrou ter realizado estudos no sentido de que o descomissionamento de Angra 1 poderia ser iniciado somente ao término da vida útil de Angra 3, usina ainda em construção, que ocorrerá após 2068 (considerou entrada em operação de Angra 3 em 2028 e quarenta anos de vida útil). Considerando uma possível prorrogação de vida útil de Angra 3 por mais vinte anos, e com a mesma estratégia de desmantelamento protelado para Angra 1, o início do descomissionamento poderia alcançar o ano 2090, conforme PPD ACS.T.058.18 (peça 85, IND, FDES, letra d).*

292. *Trazendo um breve histórico, o primeiro Plano Preliminar de Descomissionamento (PPD) da CNAEA (SN.T.001/14), datado de 28/10/2014, foi encaminhado à Cnen em 4/11/2014, por meio do documento SM.G-520/14 (peça 85, IND, FDES, letra d), em conformidade com o art. 6º, incisos I e II da Norma CNEN NN 9.01, Resolução CNEN 133/2012 (vigente à época). Segundo a Aneel, no processo de Revisão Tarifária de 2015, com vigência em 2016 (Audiência Pública 63/2015), a Cnen, por meio do Ofício 185/13/CGCR/CNEN, validou o relatório da Eletronuclear que estimou as despesas com descomissionamento de Angra 1 em US\$ 431.583.000 e de Angra 2 em US\$ 529.643.000 (NT 221/2015-SEM-SGT/ANEEL, 15/10/2015, p.14), ou seja, cerca de US\$ 961.226.000 ao todo.*

293. *De acordo com o art. 11, inciso III, da Norma CNEN NN 9.01, o PPD deve ser revisto pela organização operadora e atualizado simultaneamente à Revisão Periódica de Segurança (RPS), ou quando determinado pela Cnen. A 2ª RPS de Angra 1 ocorreu em 2014 e a 3ª, em 2023, antecipada por solicitação da Cnen, em vista da solicitação de renovação da licença de operação.*

294. *Na Revisão Tarifária que ocorreu em 2018 (três anos de intervalo - ciclo*

2016/2018), a Eletronuclear apresentou estudo por meio do relatório ACS.T 014/2017, de 6/11/2017, que atualizou o estudo anterior, PPD SN.T.001.14. A estimativa do custo de descomissionamento foi aprovada pela Diretoria Executiva da Eletronuclear por meio da Resolução RDE 1378.003/17, de 7/11/2017. A Cnen, por meio do Ofício 005/18-DRS/CNEN, de 15/1/2018, validou o referido relatório, que estimou as despesas em US\$ 601.211.984 para Angra 1 e US\$ 708.292.836 para Angra 2 (Nota Técnica 227/2018-SEM-SGT-SFF/ANEEL, de 17/10/2018, p. 12), ou seja, US\$ 1.309.504.820 ao todo, um acréscimo de US\$ 348.278.820 em relação ao estudo anterior. O processo foi submetido à Audiência Pública 48/2018 pela Aneel, que alterou a periodicidade das Revisões Tarifárias para cinco anos, com um processo de reajuste da receita previsto para 2021 (Tarifa 2022).

295. Ao final de 2018, a Eletronuclear apresentou à Cnen nova versão do Plano Preliminar de Descomissionamento (PPD ACS.T.058.18), por meio do documento ALI.T.0032/19, de 7/2/2019 (peça 85, IND, FDES, letra d). Nesse documento, a Eletronuclear estimou o custo do descomissionamento das usinas de Angra 1 e 2 em US\$ 1.645.558.966,20, cerca de US\$ 336.054.146 a mais do que indicado na atualização anterior.

296. Todavia, não foi concluída a avaliação da Cnen quanto a essa proposta para fins do reajuste da Receita de Venda da energia elétrica a vigorar em 2020 e, por meio da ACM.O-051/19, de 30/10/2019, a Eletronuclear informou não ter sido considerada essa atualização do estudo, permanecendo vigentes as estimativas anteriores.

297. Já para o reajuste tarifário de 2020 (tarifa 2021), a Eletronuclear informou à Aneel, por meio do ACM.O-007/20, de 11/11/2020 (peça 85 IND FDES item a 2020), acerca do novo PPD ACS.T.058.18, submetido à Cnen em 2019. Por esse PPD ACS.T.058.18, a data para desligamento das Usinas de Angra 1 e 2 seria dezembro/2044 e setembro/2061, respectivamente. O PPD prevê sessenta anos de operação para cada uma das usinas, sendo quarenta anos de operação normal somados a mais vinte anos de extensão de vida útil. O referido Plano Preliminar estabeleceu que a Eletronuclear selecionou a alternativa de desmantelamento protelado para Angra 1 e Angra 2, ou seja, com início apenas após o desligamento da última, enquanto Angra 3 teria o descomissionamento imediato, com a saída regulatória da CNAEA prevista para 2095.

298. Mediante Parecer Técnico Cnen 53/2020/SEEMA/CODRE/CGRC/DRS (peça 85 IND FDES item a 2020, p. 10), a Cnen concluiu que:

Considerando que as exigências da CNEN afetam tanto a Estimativa de Custo, quanto o Plano Preliminar de Descomissionamento, cujas novas versões foram encaminhadas pela carta ALI.T032/19, a CNEN fará a opção de avaliar esses dois temas por meio de Pareceres Técnicos específicos, e estes Pareceres tratarão das justificativas não satisfatórias prestadas pela carta ALI.T352/19.

299. Em vista desse posicionamento da Cnen, a Aneel entendeu que não deveria adotar os novos custos estimados para o descomissionamento de Angra 1 e 2, pois o PPD estava ainda em análise pela Cnen, mantendo assim, para a Tarifa de 2021, a estimativa anterior de US\$ 1.309.504.820, quatro anos de vida útil de Angra 1 e 19,68 anos de vida útil de Angra 2.

300. Já em 29/10/2021, com vistas a subsidiar o reajuste tarifário para fixação da Tarifa de 2022, a Eletronuclear encaminhou à Aneel o Ofício ACM.O-007/21, informando que não houve alterações em relação ao reajuste passado (2020/2021), devendo, pois, ser consideradas as seguintes datas de descomissionamento: Angra 1 – 31/12/2024 Angra 2 – 31/08/2040 (peça 85, IND, FDES – letra a 2021).

301. A Eletronuclear informou, ainda, que pelo Ofício 436/2021CGRC/DRS/CNEN,

de 29/9/2021, foi encaminhado o Parecer Técnico 4/2021/CGRC/DRS, de 20/9/2021, pelo qual a Cnen avaliou o Plano Preliminar de Descomissionamento (PPD – Relatório ACS.T.058.18 – Eletronuclear) e o documento anexo denominado “Resumo do Plano Preliminar de Descomissionamento da CNAAA com ênfase na Unidade de Armazenamento à Seco de Elementos Combustíveis Irrradiados, BP-U-UAS 190004”, com a seguinte manifestação: “Destacamos que o PPD (Relatório ACS.T.058.18) foi considerado satisfatório, no entanto, é aberta uma Exigência para que o mesmo seja transformado em um documento de caráter corporativo” (peça 85, IND, FDES, letra a).

302. Ademais, no âmbito da Revisão Tarifária 2023 (Tarifa 2024) foi realizada a Consulta Pública 38/2023 pela Aneel. Houve questionamentos sobre a manutenção da estimativa de crescimento do custo de descomissionamento estimado em 2% a.a., bem como de a estimativa dos custos de descomissionamento serem cotados em moeda estrangeira. A Aneel argumentou que a estimativa de custos é apresentada em estudo aprovado pela Cnen, órgão regulador competente, e que a “competência da Aneel se restringe a definir como esse valor, aprovado pela Cnen (em dólares), terá cobertura tarifária (em reais)”, consoante voto da Relatora – processo 48500.004168/2023-84 (peça 97, p. 5).

303. Em sua contribuição à Consulta Pública (Carta ACM.O-014/23, peça 85, IND, FDES, letra a 2023), a Eletronuclear destacou que solicitou autorização à Cnen para extensão da licença de operação por mais vinte anos (a Licença de Operação de Angra 1 é válida até 23/12/2024) e que no PPD, autorizado pela Cnen, há previsão do descomissionamento conjunto das usinas de Angra 1 e Angra 2, ao término da licença de Angra 2, previsto para 2040. Em vista disso, solicitou a substituição do uso do prazo médio das licenças de Angra 1 e Angra 2, adotando como parâmetro o ano de 2040 para o cálculo do período de acumulação de recursos do FDES.

304. Por meio do Ofício 156/2023-STR/ANEEL, a Aneel solicitou manifestação da Cnen caso houvesse discordância com a contribuição apresentada pela Eletronuclear. Até 7/12/2023, data do voto da relatora, não havia pronunciamento da Cnen (peça 97, p. 7 – voto da Relatora – processo 48500.004168/2023-84).

305. Por fim, em vista da conclusão da 3ª RPS, por meio da Carta ALI.T-0036/24, de 31/1/2024, a Eletronuclear encaminhou à Cnen, o Relatório DAS.T.009.23, de 20/12/2023 (peça 85, IND, FDES letra d), em substituição ao Relatório ACS.T.058.18. O Relatório apresenta o custo total do descomissionamento da CNAAA correspondente a US\$ 2.231.660.431, em relação às atividades de descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1, Angra 2, Angra 3, e Edifícios suporte. Desconsiderando Angra 3, o custo equivale a US\$ 1.488.487.287, cerca de US\$ 157.071.679 a menos do que a estimativa proposta, e não oficializada, em 2018, e aproximadamente US\$ 527.261.287 a mais em comparação à estimativa inicial, feita em 2015.

306. O exame da documentação e das informações prestadas na auditoria permitiu concluir que, desde a submissão do PPD ACS.T.058.18, vêm ocorrendo desencontros de informações. O PPD apresentado pela Eletronuclear, considerado “satisfatório” pela Cnen (Ofício 436/2021CGRC/DRS/CNEN, de 29/9/2021, peça 85 IND FDES item a, 2021), trouxe estimativa de descomissionamento conjunto das todas as usinas (Angra 1 e Angra 2 e da futura Angra 3), sendo o descomissionamento protelado das usinas de Angra 1 e Angra 2 (com encerramento previsto em 2061), e o descomissionamento imediato da usina de Angra 3 após o término da sua vida útil estendida, com a saída regulatória da CNAAA prevista para 2095. Contudo, a contribuição da Eletronuclear, em atendimento à Consulta Pública 38/2023, traz previsão do descomissionamento conjunto das usinas de Angra 1 e Angra 2 ao término da licença da última, previsto para 2040 (peça 97, p. 6 –

Resolução Homologatória 3.299 Aneel, de 12/12/2023 – voto da Relatora – processo 48500.004168/2023-84).

307. *Houve também divergência quanto à estimativa de vida útil de Angra 1 no processo que definiu a tarifa para 2024. A Aneel havia considerado, no processo que definiu a Tarifa 2023, a operação de Angra 1 até dez/2024, mas o descomissionamento conjunto Angra 1 e Angra 2 se iniciando após o término da vida útil desta, estimada até 2040 (peça 35, p. 4). Na Tarifa 2024, a Aneel considerou a estimativa de vida útil de Angra 1 até 31/8/2040, igual a estimativa para Angra 2, totalizando 16,68 anos a mais de operação (site da Aneel).*

308. *Ainda no que tange à Tarifa 2024, a estimativa de custo do descomissionamento das duas usinas adotado pela Aneel foi a apresentada no PPD ACS.T.058.18, no valor de US\$ 1.645.558.966,20, mesmo valor homologado em 2023. Com essas considerações, a componente anual da “Parcela A” direcionada ao FDES, que na Tarifa de 2023 foi de R\$ 406.179.119,37, foi reduzida para R\$ 144.100.109,36 na Tarifa 2024.*

309. *Note-se que o valor estimado para o descomissionamento previsto no último estudo (Relatório DAS.T.009.23, de 20/12/2023) é inferior ao de 2018, considerado atualmente na tarifa, vez que o Relatório DAS.T.009.23 (peça 85, IND, FDES letra d), substituiu o Relatório ACS.T.058.18 (o qual não fora sequer oficializado pela Cnen) e estimou um total de US\$ 1.488.487.287 para o descomissionamento de Angra 1 e 2.*

310. *Destaca-se que não só a estimativa de vida útil e a estimativa de custos do descomissionamento, mas também a data do efetivo desmantelamento das usinas é determinante na acumulação de recursos do FDES, haja vista a possibilidade de ganhos financeiros decorrentes da aplicação dos recursos acumulados. Ademais, divergências entre valores implicam em maior ou menor impacto na tarifa dos consumidores de energia elétrica.*

311. *A própria Aneel reconheceu a necessidade de aprimoramento desse processo de troca de informações, consoante consta no Voto do Relator do Processo de Reajuste Tarifário especial de 2021 (Tarifa 2022 - Processo 48500.005201/2021-21) que tratou do estabelecimento da tarifa e da receita de venda da energia elétrica de Angra 1 e Angra 2, a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2022, em que expressa:*

32. Assim, ainda que eu concorde que a Eletronuclear deve atender à exigência de composição do fundo conforme apontado pela Cnen, entendo que há espaço para que a Aneel estreite o diálogo com a Cnen, a Eletronuclear e os demais atores envolvidos na exploração da atividade de geração nuclear, no intuito de se aprimorar o processo de definição tarifária para os próximos anos.

312. *Importante frisar que o processo de reajuste tarifário se repete anualmente, o que permite o aprimoramento do processo e a redução dos riscos de adoção de premissas descompassadas entre Cnen e Aneel.*

313. *Igual entendimento foi externalizado pela Eletronuclear, em resposta ao Ofício de Requisição 000.008/2024-AudElétrica, por meio do DOC.CA-010/2024, de 8/3/2024, que assim afirmou (peça 37, p. 2, item d):*

Na visão da Eletronuclear, seria necessária a harmonização entre os normativos regulatórios (ANEEL/CNEN), para que não haja prejuízo ao equilíbrio financeiro do fundo, de modo que os montantes estimados e necessários ao cumprimento da futura obrigação de efetuar o descomissionamento das Usinas de Angra 1 e 2 sejam alcançados até o prazo final da licença de operação da última usina atualmente em funcionamento, sendo essa hoje definida como a Usina de Angra 2, visto que ainda não se considera a extensão de licença para a Usina de Angra 1.

314. *Ante todo o exposto, considerando a necessidade de aperfeiçoamento do fluxo de informações entre as agências reguladoras, e entre os reguladores e a operadora das Usinas de Angra 1 e Angra 2, com risco de afetar a gestão do Fundo de*

*descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2 ou a tarifa dos consumidores de energia elétrica, entende-se pertinente propor recomendar à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024 e com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, ouvida a Aneel e a Eletronuclear, que proceda aperfeiçoamento normativo de forma a **estabelecer marcos temporais nos processos de avaliação do Plano Preliminar de Descomissionamento e de suas revisões**, notadamente quanto aos exames de custos e datas de início de descomissionamento, que influenciam diretamente na parcela da tarifa de energia destinada ao FDES, de forma a considerar a necessidade de que as informações validadas sejam as mais atuais, **alinhados às revisões tarifárias da Eletronuclear**, para evitar impactos indevidos, seja para os consumidores ou para o próprio fundo.*

V. SITUAÇÃO ATUAL DE DELIBERAÇÕES ANTERIORES

315. Considerando a existência de pendências em deliberações anteriores sobre o Fundo de Descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2, entendeu-se pertinente abordá-las, de maneira sucinta, com o intuito de trazer ao Tribunal a atualização da matéria.

316. Por meio do **Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário**, da relatoria do Min. Raimundo Carreiro, foi expedida determinação ao MME e à Aneel, para que efetivassem levantamento sobre as parcelas de custo específicas para descomissionamento presentes na tarifa, para períodos anteriores à portaria 320/2004:

[Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário]

(...)

9.3. com fundamento no art. 250, II, do Regimento Interno/TCU, determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que, no prazo de 120 dias, promovam levantamento destinado a verificar a existência, nas tarifas de energia anteriores à Portaria MME 320/2004, de previsão de parcela de custo específica referente à composição do fundo de descomissionamento das usinas nucleares e, com base em estudos técnicos, contábeis e financeiros sobre sua evolução, manifestem-se, conclusiva e fundamentadamente, sobre a obrigatoriedade, a oportunidade, a conveniência e a viabilidade de se descontar da previsão de montantes a arrecadar para o fundo de descomissionamento constante da Portaria 320/2004 o valor das quotas que porventura tenham sido arrecadadas pela Eletronuclear até dezembro de 2004 e incluídas na composição do saldo da conta de passivo para descomissionamento;

317. O trabalho foi monitorado pelo TCU, tendo sido prolatado o **Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário**, também da relatoria do Min. Raimundo Carreiro, por meio do qual foram estabelecidos parcelamentos para recompor obrigações pendentes. Até 1997, foi fixado um plano de recolhimento entre 2016 e 2040 (296 cotas a partir de jan/2016 – item 9.10 do Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário. Entre 2005 e 2007, foi firmado plano de recolhimento entre 2008 e 2018 (109 cotas – item 9.8 do aludido acórdão). Após 2008, passaram a ocorrer recolhimentos mensais do componente dos custos anuais associados ao fundo de descomissionamento definido pela Aneel na Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e Angra 2 nos processos tarifários da Eletronuclear.

318. Para o período entre 1998 e 2004, houve dificuldades na definição dos valores, nesse sentido, o referido Acórdão remeteu a matéria a estudo e levantamento, por parte dos envolvidos, nos seguintes termos:

[Acórdão 3.020/2014-TCU-Plenário]

(...)

9.9. determinar à Aneel que efetue e encaminhe à Eletronuclear, à Eletrobras, ao MME, à Cnen e ao TCU, no prazo de 60 dias, o levantamento dos valores financeiros que tenham sido efetivamente

recebidos pela Eletronuclear, pela via tarifária, a partir de seu faturamento realizado no período de 1997 a 2004, a título de recolhimentos para a composição da reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares;

319. Contudo, uma solução não foi apresentada. A decisão foi novamente monitorada pelo Tribunal, tendo sido expedido o **Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário**, da relatoria do Min. Augusto Nardes, tendo sido expedida determinação:

[Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário]

(...)

1.6.5. Determinar, à Eletronuclear, à Eletrobras, ao MME e à Cnen que formalizem, dando ciência ao TCU, no prazo de 60 dias após a conclusão das normas regulamentadoras sobre a gestão da reserva financeira para o descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2, a serem elaboradas pela CNEN, a necessidade e a forma, se for o caso, de restituição, por parte da Eletronuclear, à reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares, dos montantes efetivamente arrecadados pela via tarifária no período de 1997 a 2004, atualizados monetariamente, detalhando o período de recolhimento das parcelas da restituição, a periodicidade dos aportes a serem realizados, os critérios de atualização monetária e as sanções pelo descumprimento, em atenção ao estabelecido no item 15 da Portaria Cnen 186/1997; na Resolução 595.002/02 da Diretoria-Executiva da Eletronuclear; no art. 5º, inciso I, da Resolução CNPE 8/2002; no artigo 11 da Convenção de Segurança Nuclear de 1994; e no artigo 26 da Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos de 1997;

320. Houve novo monitoramento pelo TCU, que identificou que a questão permanecia sem definição, conforme assinalado no **Acórdão 1.827/2019-TCU-Plenário**, da relatoria do Min. Augusto Nardes, que considerou como “em implementação” a determinação do item 1.6.5 do **Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário**.

321. Em síntese, o **MME** alegou que o assunto se encontra no âmbito da gestão da Eletronuclear e o respectivo órgão regulador setorial, extrapolando as funções da supervisão ministerial, nos termos do art. 25 do Decreto-Lei 200/67, destacando como objetivos da sua atuação a observância da legislação federal, a promoção de programas de governo e a autonomia administrativa, operacional e financeira de suas vinculadas (peça 47, p.2).

322. Já a **Eletronuclear** reafirmou, por meio da Carta Eletronuclear P-012/24, de 29/1/2024, encaminhada ao MME, que mantém o seu posicionamento já manifestado por meio do Relatório DA-009/2017, de 25/8/2017, disponibilizado ao TCU, no qual indica que somente a partir da Portaria MME 320/2004 é que houve o reequilíbrio econômico-financeiro da Eletronuclear em suas tarifas praticadas para suas Usinas Nucleares de Angra 1 e 2. E que, nesse sentido, e somente a partir deste ato, a Eletronuclear passou a receber efetivamente valores na sua composição tarifária para fins de constituição do fundo de descomissionamento, não havendo fatos novos que possam contradizer esse posicionamento. Além disso, informou que não houve atualizações em quaisquer discussões eventualmente ocorridas sobre este tema entre os agentes interessados, em que tenha participado (peça 98 – Nota Informativa 7/2024-SGEP-SE-MME).

323. A **Cnen**, por seu turno, ponderou que a discussão continua em aberto.

324. Por fim, a **Aneel** informou que a avaliação da Agência sobre o tema mencionado consta na Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL, de 24/10/2012, documento que apresentou a análise envolvendo a produção e a comercialização da energia advinda das usinas termoeletrônicas Angra 1 e 2, no âmbito de proposta de “metodologia de cálculo da receita de venda da energia elétrica proveniente das centrais de geração Angra 1 e 2 pertencentes à Eletrobras Eletronuclear, com vigência a partir de 2013”. Dentre os aspectos avaliados, destacam-se aqueles relacionados ao recolhimento de recursos para o Fundo de Descomissionamento (seção “III.E.4. Fundo de Descomissionamento” da

mencionada Nota Técnica), que trouxe, inclusive, análise sobre o montante recolhido no passado, abrangendo o período de interesse apontado pelo TCU. (peça 35, p. 6).

325. Em vistas das manifestações recentes, decorridos quase treze anos, não foi apresentado qualquer entendimento na busca de solução para a questão trazida no **Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário**, de 5/10/2011, da relatoria do Min. Raimundo Carreiro. Assim, considerando que não foi demonstrado ter ocorrido fato disruptivo, é possível considerar que houve continuidade dos procedimentos levantados pela Aneel, quando tratou da revisão tarifária das usinas de Angra 1 e Angra 2 para o ano de 2013, mediante Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL (peça 35, p. 43). Naquela oportunidade, o último estudo realizado pela Eletronuclear com a finalidade de estimar os recursos necessários para o fundo de descomissionamento era o Relatório Final do Grupo de Trabalho constituído em 2007.

326. A Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL indica que, conforme extrato de documento elaborado pela Eletronuclear, em agosto de 2007, o FDES teria recolhido 272 cotas referentes a Angra 1 e 84 cotas referentes a Angra 2. Os valores acumulados para o FDES seriam de US\$ 122.934 (cento de vinte e dois mil, novecentos e trinta e quatro dólares) para Angra 1 e US\$ 56.000 (cinquenta e seis mil dólares) para Angra 2.

327. Dessa forma, conclui a Agência que as cotas mensais seriam de US\$ 451,96 para Angra 1, e US\$ 666,67 para Angra 2. Sendo assim, no período de 1997 a 2004, Angra 1 teria recolhido 96 cotas (US\$ 43.388,47) e Angra 2, 52 cotas (US\$ 34.666,67), alcançando um montante de US\$ 78.055,14.

328. Esses valores representavam, em 2012, ano da apuração da Aneel, R\$ 153.144,18, considerando o câmbio utilizado como referência nos cálculos da Agência, em 31/8/2007, de R\$ 1,9620/US\$.

329. Efetuando uma simples atualização desses valores pela Selic, no período de 8/2007 a 9/2024 (obtido em <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/selicfatoresacumulados>), chega-se ao montante de R\$ 738.043,58. A Tabela 2 apresenta a atualização dos valores alcançados com base nas informações da Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL.

Tabela 2. Valores destinados ao FDES entre 1997 e 2004

FDES	Até agosto de 2007		de 1997 à 2004	
	Cotas	Valores Acumulados (US)	Cotas	Valores
Angra 1	272	\$ 122.934,00	96	\$ 43.388,47
Angra 2	84	\$ 56.000,00	52	\$ 34.666,67
Total				\$ 78.055,14
Total de valores convertidos para Reais (R\$1,9620 /US\$ em 31/08/2007)				R\$ 153.144,18
Total de valores atualizados pela Selic (4,81929243519810)				R\$ 738.046,58

Fonte: adaptação feita com base nas informações da peça 35, p. 43

330. É preciso assinalar que esses cálculos se mostram conservadores, mas adequados frente à falta de informações mais detalhadas da Aneel, do MME e da Eletronuclear, à falta de consenso para a matéria e à necessidade de materializar o cumprimento das determinações do Tribunal, que se prolongam desde o Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário.

331. Por fim, cabe ponderar que – em que pese a Eletronuclear ter manifestado

(peça 127, p. 5) que a Aneel mencionou à época, no parágrafo 18 do Memorando 164/2015-SGT/Aneel (peça 132), sobre a impossibilidade de se identificar valores efetivamente recebidos via tarifa pela Eletronuclear no período de 1997 a 2004 destinados ao FDES –, ao examinar o citado memorando, vê-se que a Agência afirma que o fato de não haver definição de parcela específica nas tarifas da Eletronuclear, entre 1997 a 2004, **não significa que não existiu a respectiva cobertura para esse fim**, haja vista que os processos presumiam o equilíbrio econômico-financeiro (peça 132, p. 5).

332. Ante o exposto, não havendo fato novo e/ou solução desta controvérsia pelos atores envolvidos desde a emissão do Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário, em que pesem os monitoramentos feitos ao longo dos anos por esta Corte de Contas, é razoável considerar válidas as análises e ponderações da Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL, que foi emitida à época pela área técnica da Agência, ou seja, em momento seguinte ao Acórdão, e, portanto, num contexto mais próximo ao problema enfrentado.

333. Em vista disso, e de maneira conservadora, **propõe-se determinar** à Eletronuclear que efetue, o aporte de R\$ 153.144,18 (data-base: agosto/2007) no FDES, relativo ao período de 1997 a 2004, conforme explicitado na Tabela 2 deste relatório, devidamente atualizado na data do seu aporte, em parcela única, a ser efetuada em até 180 dias da data do Acórdão que vier a ser proferido e apresente ao TCU a documentação correlata, em até quinze dias após a realização da operação.

VI. CONCLUSÃO

334. Esta Auditoria Operacional avaliou o processo de extensão de vida útil da usina nuclear de Angra 1 (Programa LTO Angra 1), bem como a gestão do Fundo de Descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 da Eletronuclear.

335. Para alcançar o objetivo do trabalho, foram elaboradas e examinadas duas questões de auditoria: (i) **Questão 1:** As atividades associadas ao projeto de extensão de vida útil de Angra 1, relacionados aos aspectos orçamentários, financeiros, operacionais e de governança estão sendo adotadas de forma apropriada e tempestiva pelos órgãos e entidades responsáveis? E (ii) **Questão 2:** Existe sustentabilidade financeira tanto em relação aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2 ao final do ciclo, quanto em relação à gestão do Fundo de Descomissionamento por parte do operador dessas usinas?

336. O escopo da fiscalização, quanto ao Programa LTO Angra 1, foi concentrado na avaliação das ações adotadas pelos agentes nas diferentes esferas de responsabilização, visando o alcance dos objetivos, com foco nos riscos identificados capazes de inviabilizar a obtenção da licença de operação continuada de Angra 1, considerando o vencimento da Licença de Operação Permanente em 23/12/2024.

337. Quanto à gestão do FDES Angra 1 e Angra 2, foram avaliados os riscos capazes de afetar a suficiência dos recursos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2, o contexto legal e regulatório que rege a matéria, as bases de cálculo das estimativas de custos e metodologias adotadas para a captação dos recursos via tarifa de energia, bem como as ações adotadas pelos agentes visando a adequada preservação e utilização dos recursos do fundo.

338. A auditoria tem como benefício potencial a indução de medidas, pelos gestores, bem como colaborar para a missão do TCU de contribuir com o aperfeiçoamento da Administração Pública em benefício da sociedade e para o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável: Energia Acessível e Limpa (ODS 7) e Ação contra a Mudança global do clima (ODS 13).

339. *Quanto à Questão 1, constatou-se insuficiência financeira para consecução do projeto de extensão de vida útil de Angra 1, com riscos de paralisação ou de redução do ritmo de implantação dos subprogramas associados ao projeto, o que, por sua vez, gera graves implicações potenciais, como a suspensão da autorização de operação, aumento de custos e elevação da tarifa de energia associada ao empreendimento.*

340. *Nesse sentido, entendeu-se adequado comunicar aos órgãos e entidades envolvidas sobre as constatações desse tópico, mediante **proposta de dar ciência** aos principais agentes envolvidos, notadamente à Eletronuclear, à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos, bem como ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada, ao MME, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios e das ações governamentais do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no qual a extensão de vida útil de Angra 1 está inscrita, em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024 e com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, que:*

*(i) o programa de extensão de vida útil da Usina Térmica Nuclear UTE Angra 1 está exposto ao **risco iminente** de não alcançar seus objetivos em vista da baixa disponibilidade de recursos financeiros para o projeto, decorrente do desequilíbrio entre despesas e receitas da Eletronuclear, e das carências de recursos técnicos e operacionais dos órgãos reguladores, notadamente da Cnen, vez que o processo é complexo do ponto de vista técnico e materialmente relevante, envolvendo ações e recursos de ambos os lados (operação e regulação), e demanda um acompanhamento criterioso de coordenação e integração por meio de instância de monitoramento específica, incluindo o MME, nos termos do art. 15, inciso XII, do Decreto 11.492/2023, com participantes dos diversos órgãos e entidades envolvidos, e, por fim, que esse risco poderá levar ao desequilíbrio e a perda de sustentabilidade da própria Eletronuclear;*

(ii) a insuficiência de recursos financeiros para a implementação dos programas visando a Extensão da Vida Útil de Angra 1 contraria o princípio da eficiência disposto no art. 37 da CF/88 e, no limite, pode inviabilizar o cumprimento do estabelecido no Decreto 4.899/2003 (finalidade específica de explorar, em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica), o disposto no art. 2º c/c os arts. 8º, 14, §1º e 27 da Lei 13.303/2016, alertando, ainda, que tais condições poderão conduzir à paralisação ou redução do ritmo de implantação dos programas associados à extensão de vida útil de Angra 1, com graves implicações potenciais, como suspensão da autorização de operação, aumento de custos e elevação da tarifa de energia associada ao empreendimento.

341. *Além disso, foram constatadas oportunidades de melhoria no processo regulatório. Sob essa ótica, verificou-se que o plano de implantação do Programa LTO se estende até 2028 (peça 86, p. 16), prazo que ultrapassa em até quatro anos o término da licença atual, sendo assim, um dificultador na atuação da Cnen no que concerne à avaliação e à aprovação da extensão de vida útil da usina por mais vinte anos. Por outro lado, a demora na definição sobre a licença para extensão de vida útil da usina, por parte da Cnen, é fator de restrição para a realização de investimentos mais vultuosos pela Eletronuclear, vez que a aplicação de recursos públicos sem garantias mínimas de recuperabilidade, ou ao menos sinalização clara das condições para essa recuperabilidade, poderia sujeitar os gestores a eventual responsabilização.*

342. Nesse sentido, considerou-se oportuno **propor recomendar** à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, que proceda aperfeiçoamento normativo, utilizando a experiência adquirida ao longo do processo de extensão de vida útil de Angra 1, de forma a estabelecer marcos temporais para o processo de renovação de licença para operação estendida de usinas nucleoeletricas, tanto para o operador quanto para o regulador, compatibilizando o atendimento aos requisitos técnicos com a emissão da decisão de forma tempestiva, de maneira a melhorar a segurança jurídica, a previsibilidade do operador quanto aos investimentos de grande vulto a serem executados e trazer mais clareza quanto às condições as quais deverá atender para obter a extensão de vida útil do ativo operado.

343. Espera-se, com esta proposta de encaminhamento, contribuir para melhoria da segurança jurídica do processo de extensão de vida útil de usinas nucleares, visando incentivar a garantia da segurança nuclear em um contexto mais abrangente, que envolve a sustentabilidade do setor nuclear e a segurança do setor elétrico.

344. **Já em relação à Questão 2**, em síntese, quanto aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas, bem como sobre a gestão desses recursos, observou-se a existência de lacuna regulatória que permite que o gestor do fundo realize saques sem qualquer crivo regulatório, implicando risco de insuficiência futura de recursos no fundo para descomissionamento e, por conseguinte, eventual necessidade de recomposição do FDES, via tarifa de energia elétrica de Angra 1 e 2, impondo ônus adicional aos consumidores de energia elétrica.

345. Em virtude das constatações, considerando a insegurança jurídica e regulatória presente, o risco de a gestão do FDES, embora conservadora, não ser suficiente para assegurar recursos para as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2, e a possibilidade de descumprimento de compromissos internacionais, em caso de insuficiência do fundo, afetando a imagem do país, entendeu-se cabível propor:

(i) **Determinar**, com fundamento no art. 4º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, à Aneel que, em até 360 dias, em articulação com Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, com MME, com o Ministério da Fazenda e com Eletronuclear, estabeleça os contornos regulatórios aderentes às práticas contábeis e tributárias e à situação peculiar do FDES a serem aplicados no cálculo da receita fixa da Eletronuclear, a fim de preservar os recursos do FDES para o cumprimento da missão a ele legalmente vinculada e permitir o acompanhamento efetivo do montante atualizado do FDES pela Agência e pela Cnen, em atenção ao art. 3º, inciso IV, do Decreto 9.203/2017, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

(ii) **Determinar**, com fundamento no art. 4º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, que, em até 360 dias, em articulação com Aneel, MME e Eletronuclear, que elimine a lacuna regulatória que deixa o FDES vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo sem crivo regulatório, estabelecendo de forma objetiva na Norma CNEN NN 9.02 as situações em que os saques sobre o fundo podem ser realizados unilateralmente pela Eletronuclear ou somente após aprovação pelo(s) regulador(es), bem como os critérios de preponderância regulatória em relação aos permissivos contábeis para fins de blindagem do FDES, conforme Acórdão 1.360/2017 – TCU – Plenário, art. 2º da Lei 9.784/99 e art. 4º, inciso IX, do Decreto 9.203/2017, e em consonância com a Estratégia

Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024; e

(iii) **Dar ciência** à Eletronuclear, à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério da Fazenda, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos, bem como ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada, ao MME, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios, com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, que:

(a) as divergências de entendimento sobre a tributação do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 (FDES) têm ocasionado impactos econômico-financeiros diretos no caixa da Eletronuclear, com potenciais efeitos sobre a sustentabilidade da Companhia; e

(b) como consequência dessas divergências, a Eletronuclear realizou saque de mais de 10% dos recursos do fundo, no dia 25/3/2024, e deu a sinalização de que pretende sacar mais de 40%, fato que certamente terá impacto à sustentabilidade econômico-financeira do FDES, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear, dada a potencial indisponibilidade futura de recursos no fundo, quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento.

346. Além disso, identificou-se a possibilidade de aperfeiçoamento da relação entre os agentes responsáveis pela elaboração, validação e utilização das informações de custos e prazos de descomissionamento, de forma a que o cálculo da componente tarifária destinada ao FDES seja tempestiva e apropriadamente realizado, evitando impactos indesejados para o fundo ou para os consumidores de energia que arcam com a tarifa.

347. Assim, **entendeu-se pertinente propor recomendação** à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, e com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, ouvida a Aneel e a Eletronuclear, que **proceda** aperfeiçoamento normativo de forma a estabelecer marcos temporais nos processos de avaliação do Plano Preliminar de Descomissionamento e de suas revisões, notadamente quanto aos exames de custos e datas de início de descomissionamento, que influenciam diretamente na parcela da tarifa de energia destinada ao FDES, de forma a considerar a necessidade de que as informações validadas sejam as mais atuais, alinhados às revisões tarifárias da Eletronuclear, para evitar impactos indevidos, seja para os consumidores ou para o próprio fundo.

348. Por fim, considerando a existência de pendências de deliberações anteriores sobre o Fundo de Descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2, entendeu-se pertinente abordá-las, de maneira sucinta, com o intuito de trazer ao Tribunal uma alternativa conservadora para a solução da questão da restituição, por parte da Eletronuclear, à reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares, dos montantes efetivamente arrecadados pela via tarifária no período de 1997 a 2004.

349. Quanto a esse ponto, dada a indefinição sobre a matéria pela Aneel, Eletronuclear, Eletrobras, MME e Cnen, conforme ditames do Acórdão 1.360/2017-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Augusto Nardes, e demais Acórdãos precedentes, e não

havendo fato novo e ou solução desta controvérsia pelos atores envolvidos desde a emissão do Acórdão 2.707/2011-TCU-Plenário, entende-se pertinente considerar válidas as análises e ponderações da Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL, que foi emitida à época, **propondo**, considerando a continuidade dos procedimentos adotados para composição dos recursos do FDES Angra 1 e Angra 2 à época, atualizar as informações para calcular os valores que foram levantados à época pela Aneel e **determinar** à Eletronuclear que efetue o aporte de R\$ 153.144,18 (data-base: agosto/2007) no FDES, relativo ao período de 1997 a 2004, no FDES, relativo ao período de 1997 a 2004, conforme explicitado na Tabela 2 deste relatório, devidamente atualizado na data do seu aporte, em parcela única, a ser efetuada em até 180 dias da data do Acórdão que vier a ser proferido e apresente ao TCU a documentação correlata, em até quinze dias após a realização da operação.

VII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

350. Ante o exposto, propõe-se **submeter os autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator Antônio Anastasia** com as seguintes propostas:

350.1. **determinar**, com fundamento no art. 4º, inciso II, c/c art. 7º, §3º, incisos I a V, da Resolução-TCU 315/2020:

350.1.1. à **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)** que, em até 360 dias, em articulação com Cnen, ou à ANSN a partir de sua estruturação, com MME, com a Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil, vinculada ao Ministério da Fazenda, e com Eletronuclear, estabeleça os contornos regulatórios aderentes às práticas contábeis e tributárias e à situação peculiar do FDES a serem aplicados no cálculo da receita fixa da Eletronuclear, a fim de preservar os recursos do FDES para o cumprimento da missão a ele legalmente vinculada e permitir o acompanhamento efetivo do montante atualizado do FDES pela Agência e pela Cnen, em atenção ao art. 3º, inciso IV, do Decreto 9.203/2017 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024; (Achado 2)

350.1.2. à **Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen)**, ou à ANSN a partir de sua estruturação, que, em até 360 dias, em articulação com Aneel, MME e Eletronuclear, elimine a lacuna regulatória que deixa o FDES vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo sem crivo regulatório, estabelecendo de forma objetiva na Norma CNEN NN 9.02 as situações em que os saques sobre o fundo podem ser realizados unilateralmente pela Eletronuclear ou somente após aprovação pelo(s) regulador(es), bem como os critérios de preponderância regulatória em relação aos permissivos contábeis para fins de blindagem do FDES, conforme Acórdão 1.360/2017 – TCU – Plenário, art. 2º da Lei 9.784/99 e art. 4º, inciso IX, do Decreto 9.203/2017, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024; (Achado 2)

350.1.3. à **Eletronuclear** que efetue, em até 360 dias, o aporte de R\$ 153.144,18 (data-base: agosto/2007) no FDES, relativo ao período de 1997 a 2004, conforme explicitado na Tabela 2 deste relatório, devidamente atualizado na data do seu aporte, em parcela única, a ser efetuada em até 180 dias da data do Acórdão que vier a ser proferido e apresente ao TCU a documentação correlata, em até quinze dias após a realização da operação;

350.2. **recomendar**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução -TCU 315/2020 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024:

350.2.1. à **Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen)**, ou à ANSN a partir de sua estruturação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art.

11, da Resolução-TCU 315/2020, que proceda aperfeiçoamento normativo, utilizando a experiência adquirida ao longo do processo de extensão de vida útil de Angra 1, de forma a estabelecer marcos temporais para o processo de renovação de licença para operação estendida de usinas nucleoeletricas, tanto para o operador quanto para o regulador, compatibilizando o atendimento aos requisitos técnicos com a emissão da decisão de forma tempestiva, de forma a melhorar a segurança jurídica, a previsibilidade do operador quanto aos investimentos de grande vulto a serem executados e trazer mais clareza quanto às condições as quais deverá atender para obter a extensão de vida útil do ativo operado; (Achado 1)

350.2.2. à **Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen)**, ou à ANSN a partir de sua estruturação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, em articulação com a Aneel e a Eletronuclear, que **proceda** aperfeiçoamento normativo de forma a estabelecer marcos temporais nos processos de avaliação do Plano Preliminar de Descomissionamento e de suas revisões, notadamente quanto aos exames de custos e datas de início de descomissionamento, que influenciam diretamente na parcela da tarifa de energia destinada ao FDES, de forma a considerar a necessidade de que as informações validadas sejam as mais atuais, alinhados às revisões tarifárias da Eletronuclear, para evitar impactos indevidos, seja para os consumidores ou para o próprio fundo; (Achado 2)

350.3. **dar ciência**, com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, à Eletronuclear, à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos, bem como ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios e das ações governamentais do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no qual a extensão de vida útil de Angra 1 está inscrita, que:

(i) o programa de extensão de vida útil da Usina Térmica Nuclear UTE Angra 1 está exposto ao risco iminente de não alcançar seus objetivos em vista da baixa disponibilidade de recursos financeiros para o projeto, decorrente do desequilíbrio entre despesas e receitas da Eletronuclear, e das carências de recursos técnicos e operacionais dos órgãos reguladores, notadamente da Cnen, vez que o processo é complexo do ponto de vista técnico e materialmente relevante, envolvendo ações e recursos de ambos os lados (operação e regulação), e demanda um acompanhamento criterioso de coordenação e integração por meio de instância de monitoramento específica, incluindo o MME, nos termos do art. 15, inciso XII, do Decreto 11.492/2023, com participantes dos diversos órgãos e entidades envolvidos, e, por fim, que esse risco poderá levar ao desequilíbrio e a perda de sustentabilidade da própria Eletronuclear; (Achado 1)

(ii) as divergências de entendimento sobre a tributação do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 (FDES) têm ocasionado impactos econômico-financeiros diretos no caixa da Eletronuclear, com potenciais efeitos sobre a sustentabilidade da Companhia; (Achado 2) e

(iii) como consequência dessas divergências, a Eletronuclear realizou saque de mais de 10% dos recursos do fundo, no dia 25/3/2024, e deu a sinalização de que pretende sacar mais de 40%, fato que certamente terá impacto à sustentabilidade econômico-financeira

do FDES, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear, dada a potencial indisponibilidade futura de recursos no fundo, quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento. (Achado 2)

350.4. **encaminhar** a decisão que vier a ser proferida, acompanhada dos elementos que a fundamentarem, à Casa Civil da Presidência da República, à Comissão Nacional de Energia Elétrica (Cnen), à Controladoria Geral da União (CGU), à Eletronuclear S.A. (Eletronuclear), à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro (CDPNB), ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) do Senado Federal, à Comissão de Ciência, Tecnologia, Inovação e Informática (CCT) do Senado, à Comissão de Meio Ambiente (CMA) do Senado, à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, à Comissão de Ciência, Tecnologia e Inovação da Câmara dos Deputados, à Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados;

350.5. **autorizar** à AudElétrica, nos termos do art. 4º, §3º da Portaria-Segecex 9/2020, a constituição de processo distinto para o monitoramento das deliberações exaradas;

350.6. **apensar**, definitivamente, com fundamento no inciso I do art. 169 do Regimento Interno do TCU, o presente processo ao processo a ser constituído para o monitoramento das deliberações exaradas (item 350.5).

É o Relatório.

VOTO

Trata-se de Auditoria Operacional voltada a avaliar a implantação do Programa de Extensão de Vida da Usina Angra 1 (LTO Angra 1), buscando conhecer as atividades e ações empreendidas no programa tendo em vista tanto sua relevância e materialidade, quanto a possibilidade de que seja reaplicado, no médio prazo, na usina Angra 2, e examinar a gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES Angra 1 e Angra 2), dada a correlação do fundo com o fim da vida útil dessas usinas (peça 148).

2. Por meio do Programa de Extensão de Vida da Usina Angra 1 (LTO – Long Term Operation), a Eletronuclear S.A. visa a obter a extensão por mais vinte anos da Licença de Operação Permanente de Angra 1, cuja data de vencimento é 23/12/2024. O programa utiliza como referência a experiência consolidada de renovação de licenças de Usinas Nucleares nos Estados Unidos, em que já foram autorizadas extensões de vida útil, de quarenta para sessenta anos, de 98 usinas nucleares, sendo 45 de tecnologia Westinghouse, a mesma de Angra 1.

3. A utilização de plantas nucleoeletricas por prazo superior ao inicial vem sendo considerada por vários países como forma de otimizar o ciclo de vida das usinas em operação, bem como para preservar os níveis de geração nuclear, enquanto novos empreendimentos encontram-se em fase de projeto ou de implementação. A prática se insere num contexto em que a energia nuclear ampliou sua presença na pauta energética internacional como alternativa viável aos países para cumprimento de metas de descarbonização e combate às mudanças climáticas. A energia nuclear apresenta-se como fonte de energia limpa, que contribui para a redução das emissões de “gases de efeito estufa”, e também como fonte de energia firme (fornece energia independente se chover, ventar ou fazer sol).

4. O Brasil possui duas usinas ativas na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAEA), as usinas Angra 1 (operação desde 1985, capacidade de 640 MWe) e Angra 2 (operação desde setembro/2000, capacidade de 1350MWe), estando em construção uma terceira, Angra 3.

5. O Programa LTO Angra 1 está previsto no PPA 2024-2027, mediante a Ação Orçamentária “160T – Programa de Extensão de Vida Útil – LTO Angra 1”, vinculada ao programa temático “3101 – Energia Elétrica”, tendo por objetivo geral assegurar o suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro com justiça social e sustentabilidade econômica e ambiental. A LTO Angra 1 está incluída no Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, de 2023, sendo uma das principais ações do setor elétrico arcadas com recursos estatais.

6. No contexto do iminente encerramento da Autorização de Operação Permanente de Angra 1, previsto para o próximo dia 23/12/2024, merece relevo a avaliação da gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES). O FDES constitui reserva financeira proveniente de componente da receita fixa da venda da energia gerada nas duas usinas ao longo das respectivas vidas operacionais, criada exclusivamente com o objetivo de acumular os recursos para custear as atividades de descomissionamento (desativação) das duas unidades geradoras. Em outras palavras, a finalidade do FDES é prover condições para que a retirada de serviço das usinas Angra 1 e Angra 2 ocorra de maneira segura, com capacidade para reduzir a radioatividade residual, permitir a contínua proteção da saúde e da segurança dos trabalhadores envolvidos, como também a segurança de longo prazo do público e do meio ambiente, dando um destino adequado às instalações e recompondo o local para uso restrito ou irrestrito.

7. Nos termos da Norma CNEN 9.01, de 21/11/2012, a operadora deve garantir recursos financeiros adequados para cobrir os custos associados ao descomissionamento seguro da usina, incluindo o gerenciamento dos rejeitos radioativos gerados durante o descomissionamento e o gerenciamento do combustível usado (irradiado) até a decisão quanto à sua destinação final. Os

recursos financeiros, em valor consistente com a estimativa de custos do descomissionamento, devem estar disponíveis assim que necessários, mesmo no evento de retirada precoce da usina de operação por acidente ou por decisão da organização operadora. A gestão dos recursos financeiros destinados ao FDES, sob responsabilidade da Eletronuclear, é regulamentada pela Resolução CNEN 204/16 Norma CNEN 9.02, de 26/10/2016.

II

8. A auditoria, conduzida pela Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear – AudElétrica, buscou tratar as seguintes questões principais de auditoria:

Questão 1: As atividades associadas ao projeto de extensão de vida útil de Angra 1, relacionados aos aspectos orçamentários, financeiros, operacionais e de governança estão sendo adotadas de forma apropriada e tempestiva pelos órgãos e entidades responsáveis?

Questão 2: Existe sustentabilidade financeira tanto em relação aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2 ao final do ciclo, quanto em relação à gestão do Fundo de Descomissionamento por parte do operador dessas usinas?

9. A primeira questão visou a avaliar as ações adotadas pelos agentes nas diferentes esferas de responsabilidade, com foco nos principais riscos com potencial de impactar a obtenção da licença de operação continuada de Angra 1, entre eles: i) riscos de impacto no cronograma e a adequação das atividades previstas e realizadas, bem como a governança estabelecida para a implantação do Programa até 2028; ii) riscos associados ao Licenciamento Nuclear e Ambiental, bem como o contexto que rege a matéria, as práticas adotadas em outros países e as ações adotadas para a efetiva implantação do projeto, em um contexto de sustentabilidade da Eletronuclear e do Programa Nuclear Brasileiro (PNB); iii) possíveis consequências do atraso na definição do período de operação estendida de Angra 1 para a Eletronuclear e para o Sistema Elétrico.

10. A segunda questão procurou avaliar: i) os riscos capazes de afetar a suficiência dos recursos para o descomissionamento das usinas de Angra 1 e Angra 2; ii) o contexto legal e regulatório que rege a matéria; iii) as bases de cálculo das estimativas de custos e metodologias adotadas para a captação dos recursos via tarifa de energia; iv) ações adotadas pelos agentes visando a adequada preservação e utilização dos recursos do fundo, em contexto de segurança nuclear, de proteção das futuras gerações e do meio ambiente e novamente de sustentabilidade da Eletronuclear e do PNB; e v) possíveis impactos decorrentes do contexto atual em que a receita de venda de energia elétrica gerada pelas usinas Angra 1 e Angra 2 é unificada e que está instituído fundo único de descomissionamento das usinas.

11. A partir da execução da fiscalização, foram apontados dois achados principais, agregados a partir dos objetos da auditoria:

Achado 1: Insuficiência financeira para extensão de vida útil de Angra 1 e oportunidades de aperfeiçoamento regulatório do processo;

Achado 2: Lacunas regulatórias relacionadas aos recursos do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e Angra 2

12. Em relação ao Achado 1, a equipe constatou a insuficiência financeira para consecução do projeto de extensão de vida útil de Angra 1, com riscos de paralisação ou de redução do ritmo de implantação dos subprogramas associados ao projeto, o que, por seu turno, gera graves implicações potenciais, a exemplo da suspensão da autorização de operação, aumento de custos e elevação da tarifa de energia elétrica associada ao empreendimento.

13. Foram também apontadas oportunidades de melhoria no processo regulatório. A equipe de fiscalização verificou que o plano de implantação do Programa LTO se estende até 2028, prazo que ultrapassa em até quatro anos o término da licença atual e se converte em um dificultador adicional

para a atuação da Cnen, a quem cabe avaliar e aprovar a extensão de vida útil da usina por mais vinte anos.

14. Em outra vertente, indicou o Relatório que a demora na definição sobre a licença para extensão de vida útil da usina, por parte da Cnen, constitui fator de restrição para a realização de investimentos mais vultuosos pela Eletronuclear, vez que a aplicação de recursos públicos sem garantias mínimas de recuperabilidade, ou ao menos sinalização clara das condições para essa recuperabilidade, poderia sujeitar os gestores a eventual responsabilização.

*

15. A avaliação que resultou no **Achado 1** foi desenvolvida pela equipe de auditoria em relação aos aspectos operacionais, financeiros, orçamentários, de governança e regulatório, do Programa LTO Angra 1.

16. Sob o aspecto operacional, o Relatório de Auditoria descreve em detalhes os principais passos percorridos desde o Termo de Abertura do Projeto LTO Angra 1, datado de 18/7/2018, com a Solicitação de Renovação de Licença Operacional (SRL) de Angra 1 feita em outubro/2019, atendendo os prazos estabelecidos nas normas da Cnen. São apresentadas informações gerais sobre projetos prioritários estabelecidos, contratos firmados, cronogramas de reavaliações periódicas de segurança, procedimentos de acompanhamento e atendimento de exigências da Cnen, Programa de Qualificação de Equipamentos Elétricos, exigências de segurança operacional, licenciamento ambiental, e outros.

17. Merece destaque do relato, a manifestação da Cnen em resposta a questionamento da equipe quanto a existência de pendências impeditivas para a concessão de nova autorização. O agente regulador informou que as pendências até então apontadas e avaliadas pela Cnen não são impeditivas para a concessão de nova autorização/renovação da Autorização para Operação Permanente – AOP Angra 1 em dezembro de 2024, desde que haja garantia de que todos os projetos propostos de melhoria sejam implementados, em cumprimento ao cronograma estabelecido. Afirmou que o cronograma apresentado pela Eletronuclear é compatível com o estabelecido pela Cnen, desde que cumprido sem atraso. Ressaltou, no entanto, que mesmo no prazo determinado pelas normas para a emissão da LTO, ainda existirão pendências em aberto, que deverão ser atendidas em prazos determinados pela Cnen, em função de sua gravidade, através de implementação de melhorias em sistemas de segurança ou metodologias.

18. Quanto ao licenciamento ambiental, registrou a equipe que a LO 1.217/2014 da CNAEA possui prazo de vencimento estabelecido para 1/3/2024, tendo havido solicitação de nova LO em setembro/2023, respeitado o prazo mínimo de antecedência. Dessa forma, o prazo de validade da LO ficou automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente.

19. Como conclusão da análise dos aspectos operacionais, a unidade técnica esclarece que os documentos acostados aos autos, bem como as informações colhidas em diversas reuniões realizadas, indicam que tanto a Eletronuclear quanto a Cnen estão comprometidas em prol de uma decisão que atenda aos requisitos de segurança (ponto focal da Cnen) e às necessidades da Eletronuclear (operação segura de Angra 1 por mais vinte anos).

20. Destacou a AudElétrica que, no Termo de Abertura do programa, o Planejamento Estratégico da Eletronuclear estabelecia implantação de subprogramas/procedimentos para o período após a AOP perder sua validade (após 23/12/2024), de modo que após seguidas revisões, o prazo de implantação previsto agora se estende até 2028, dois anos além do previsto originalmente.

21. A despeito de tal condição, apontou a unidade que o planejamento envolve distintos subprogramas, que favorecem a gestão das atividades, de modo que há cronograma detalhado com a atividades a serem implementadas em cada parada obrigatória da usina.

22. Considerando as informações apresentadas, no sentido de que os assuntos do ponto de vista operacional estão dentro de andamento razoável, com programas e subprogramas de modernização em execução, e tendo vista a análise em curso da Cnen e as sistemáticas e regulares interações entre a estatal e o agente regulador, tanto entre seu pessoal técnico quanto entre representantes das diretorias da Eletronuclear e da Cnen, **concordo com o posicionamento da AudElétrica no sentido de dispensar, nesse momento, qualquer encaminhamento específico quanto aos aspectos operacionais.**

23. Os aspectos financeiros, orçamentários e de governança foram tratados de forma consolidada no Relatório de Auditoria, que destacou que o custo total previsto do Programa LTO Angra 1 foi estimado pela Eletronuclear em R\$ 3,582 bilhões, obtido a partir do montante de investimentos acumulados entre 2020 e 2023 (R\$ 518.006.455,00) e das investimentos previstos para os anos de 2024 a 2028 (R\$ 3.063.721.000,00).

24. Conforme já mencionado, o Programa LTO Angra 1 está previsto no PPA 2024-2027, com valor de investimento total de R\$ 2.452.903.831,00. A informação aparenta estar aderente às estimativas de investimento da Eletronuclear, visto que a versão do plano plurianual não contempla o último ano previsto do projeto (2028).

25. De partida, a unidade técnica já observou que a disponibilidade de recursos da Eletronuclear no ano de 2024 (R\$ 707 milhões) é incompatível com as necessidades do Programa LTO Angra 1, apesar de o valor previsto na LOA 2024 (Lei 14.1822/2024), no montante de R\$ 816.762.913,00, o que leva à constatação de que **há orçamento, mas não há garantia de recursos financeiros para cobri-lo.**

26. Entre outros fatores que podem estar impactando essa situação, podem ser destacados:

a) incapacidade de estruturação de contragarantias para fins de obtenção de financiamentos no curto prazo (garantias de recebíveis de venda de energia já estão comprometidas com financiamento de Angra 3; resistência dos atuais acionistas em comparecer como avalistas junto a potenciais financiadores);

b) deficiências na priorização de recursos entre o Programa LTO Angra 1 e as obras de Angra 3, também sob condução da Eletronuclear, tendo havido precedente anterior de suspensão de execução de contrato de um projetos (Angra 3) para priorização de outro (LTO Angra 1), existindo a possibilidade de ter havido episódios também no sentido inverso (priorização de Angra 3, em detrimento do LTO Angra1);

c) elevados custos com pessoal, material, serviços e outros (PMSO) da Eletronuclear, que figuram bem acima dos patamares regulatórios, conforme reconhecido no PNG 2024-2028 da Estatal, o que prejudica a capacidade de investimento da companhia;

27. Em resposta a questionamentos da auditoria, foram apresentadas informações pela Eletronuclear, MME e ENBPar, a exemplo de planos de ação, envolvendo alternativas de obtenção de recursos (concessão de mútuo, aporte da ENBPar, financiamento com instituição financeira, aporte da União, utilização de recursos do FDES), racionalização administrativa e PDV para redução do PMSO, entre outros.

28. Das medidas declaradas pela Eletronuclear, a unidade técnica destacou as seguintes:

a) informou (sem juntar evidências concretas) que já foi efetivada a contratação de aproximadamente R\$ 600 milhões do montante total necessário para as atividades previstas na parada obrigatória prevista para 5/4/2025;

b) informou (sem evidências concretas) a aprovação, junto aos acionistas, do montante de R\$ 800 milhões para seus principais projetos de 2024, e o início de negociação junto ao Eximbank

(agência de crédito exportação dos EUA) para financiamento de aproximadamente US\$ 400 milhões para investimentos adicionais até 2028 para finalizar a modernização de Angra 1;

c) esclareceu que “*o pedido de desagravamento dos recebíveis de Angra 1, oferecidos em contragarantia em razão do contrato de financiamento firmado com a Caixa Econômica Federal foi deferido pela Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), sendo o ajuste aprovado no âmbito das instâncias de governança da Companhia*”;

d) informou que o acionista controlador (ENBPar) concordou com a concessão de um mútuo de R\$ 400 milhões (sendo que R\$ 226 milhões já teriam sido liberados em julho/2024 e o restante seria firmado no terceiro trimestre do ano), com a cessão dos recebíveis de Angra 1 como garantia, e declarou ter realizado captação de curto prazo com os Bancos ABC (R\$ 150 milhões) e BTG (300 milhões).

29. Em avaliação das medidas informadas, ponderou a unidade técnica que, embora a Eletronuclear afirme haver comprometimento da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração com a tomada de todas as medidas necessárias para viabilizar o Programa LTO Angra 1 e tenha indicado, sem a apresentação de evidências documentais, ter alcançado a solução parcial de curto prazo, ainda não se obteve solução definitiva sobre instrumentos de captação de recursos financeiros para o projeto LTO a longo prazo.

30. Ainda sobre o assunto, a unidade destaca que o ponto foi citado nos comentários dos gestores da Eletronuclear, em que foi informado que “*os R\$ 850 milhões (Mútuo Acionista Controlador e Bancos) seriam suficientes para suprir os compromissos do projeto em 2024 e início de 2025, até que se definam as fontes de longo prazo a serem captadas*”, tendo sido reforçado que estaria em curso a contratação do empréstimo de longo prazo que engloba todo o investimento necessário até 2028 (aproximadamente R\$ 3 bilhões) e com a expectativa de conclusão e obtenção dos primeiros desembolsos em 2025.

31. Considerando o cenário descrito de efeitos e riscos indesejáveis, em que, até o encerramento da fiscalização, não foi apresentada solução definitiva para a viabilização de recursos financeiros que possibilitem a implementação integral do projeto LTO Angra 1 até 2028, a conclusão da AudElétrica foi no sentido de que a baixa disponibilidade de recursos da Eletronuclear diminui a confiança na viabilidade do cronograma da LTO Angra 1, o que pode afetar a conclusão da implantação dos procedimentos estabelecidos até 2028, trazendo risco para a concessão da nova AOP da usina.

32. Desse modo, com o propósito de promover a transparência e ampliar a eficiência e a segurança jurídica na atuação das autoridades públicas, propôs a unidade técnica dar ciência aos principais agentes envolvidos de que:

(i) o programa de extensão de vida útil da Usina Térmica Nuclear UTE Angra 1 está exposto ao risco iminente de não alcançar seus objetivos em vista da baixa disponibilidade de recursos financeiros para o projeto, decorrente do desequilíbrio entre despesas e receitas da Eletronuclear, e das carências de recursos técnicos e operacionais dos órgãos reguladores, notadamente da Cnen, vez que o processo é complexo do ponto de vista técnico e materialmente relevante, envolvendo ações e recursos de ambos os lados (operação e regulação), e demanda um acompanhamento criterioso de coordenação e integração por meio de instância de monitoramento específica, incluindo o MME, nos termos do art. 15, inciso XII, do Decreto 11.492/2023, com participantes dos diversos órgãos e entidades envolvidos, e, por fim, que esse risco poderá levar ao desequilíbrio e a perda de sustentabilidade da própria Eletronuclear;

(ii) a insuficiência de recursos financeiros para a implementação dos programas visando a Extensão da Vida Útil de Angra 1, contraria o princípio da eficiência disposto no art. 37 da CF/88 e, no limite, pode inviabilizar o cumprimento do estabelecido no Decreto 4.899/2003 (finalidade específica

de explorar, em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica), o disposto no art. 2º c/c os arts. 8º, 14, §1º e 27 da Lei 13.303/2016, alertando, ainda, que tais condições poderão conduzir à paralisação ou redução do ritmo de implantação dos programas associados à extensão de vida útil de Angra 1, com graves implicações potenciais como suspensão da autorização de operação, aumento de custos e elevação da tarifa de energia associada ao empreendimento.

33. Em alinhamento com a conclusão da equipe de auditoria, verifico que os elementos produzidos nos autos são consistentes a suportar a constatação de baixa disponibilidade de recursos financeiros para a implementação do Programa LTO Angra 1, a justificar as medidas propostas.

34. Conforme registrado pela auditoria, a própria Eletronuclear reconheceu na Avaliação de Riscos desenvolvida para o Programa LTO, com levantamento de diversos fatores de riscos associados à não obtenção da licença para extensão da vida útil de Angra 1, o fator “F13 - falha na obtenção dos recursos financeiros necessários para a execução do Programa e dos Investimentos” apresenta “alta probabilidade de ocorrência” e “impacto muito alto” (peça 86, p. 21).

35. É preocupante, também, a deficiência relatada pela equipe de fiscalização associada à existência de dois empreendimentos da Eletronuclear de altíssima materialidade (LTO Angra 1 e obras de Angra 3) que podem, em certa medida, estar concorrendo por recursos. A questão de insuficiência de recursos financeiros da Eletronuclear para a implantação de Angra 3 foi tratada recentemente no Acórdão 668/2024-Plenário (Rel. Min. Jhonatan de Jesus), por meio do qual o TCU decidiu dar ciência à Eletronuclear (e outros destinatários) de que *“a insuficiência de previsão orçamentária e de recursos financeiros para a execução dos contratos das obras de retomada da Usina Termonuclear de Angra 3 contraria o disposto no art. 167, II, da CF/1988 e no art. 31, caput, da Lei 13.303/2016, cabendo registrar que tal situação, se não corrigida, poderá comprometer o ritmo dessa retomada, acarretando aumento de custos e elevação da tarifa de energia associada ao empreendimento”*.

36. Ainda sobre o assunto, resgato informação registrada na Representação TC 008.315/2024-8, extraída de conteúdo divulgado em veículo de imprensa de alcance nacional (<https://veja.abril.com.br/coluna/radar-economico/relatorios-internos-apontam-para-colapso-das-contas-da-eletronuclear>) em maio/2024, dando conta que *“a Eletronuclear passa por dificuldades econômico-financeiras que tornam movimentações financeiras com altos valores um ponto de sensibilidade e podem gerar transtornos de gestão com soluções complexas ou de alto impacto para a saúde financeira da empresa”*. No corpo da notícia, além de dados sobre as seguidas extrapolações do PMSO em relação ao PMSO Regulatório, com gastos de quase R\$ 1,2 bilhão sem cobertura tarifária somente nos exercícios de 2022 e 2023, consumindo o caixa da empresa. Conquanto haja declaração de medidas buscando o alinhamento ao PMSO Regulatório, reitero a pertinência da ciência proposta.

37. Desse modo, acolhendo os fundamentos apresentados pela AudElétrica, e a despeito da gravidade dos apontamentos, entendo que, de fato, não seria o caso de propor eventual determinação à Eletronuclear, haja vista as medidas administrativas em curso para a obtenção dos recursos e para a redução do PMSO. Assim, considero adequada a proposta de ciência à Estatal e demais agentes envolvidos quanto às falhas, de modo que a aferição da eficácia das medidas que vierem a ser tomadas pela Estatal podem ser objeto de oportuno monitoramento.

38. Quanto ao aspecto regulatório, a unidade técnica registrou que, inobstante a Eletronuclear tenha formalizado a Solicitação de Renovação da Licença de Angra 1 em 2019, cinco anos antes do vencimento da AOP, no tempo e nos termos da legislação pertinente (NN CNEN 1.04/2022 c/c Nota Técnica CGRC/CNEN 7/2018), a decisão do regulador não havia sido anunciada até o encerramento da fiscalização.

39. Embora o fato não constitua propriamente uma irregularidade, observou a auditoria que a definição tardia por parte da Cnen sobre a licença para extensão da vida útil da Usina Angra 1 (com possibilidade de ocorrer em data próxima ao vencimento da AOP, no fim de dezembro/2024) tem o

potencial de restringir a realização de investimentos mais vultosos pela Eletronuclear, visto que a aplicação de recursos sem garantias mínimas de recuperabilidade poderia sujeitar os gestores da Estatal a eventual responsabilização.

40. Sob outro prisma, o fato de o cronograma de implantação do programa prever atividades previstas para serem executadas nas paradas obrigatórias entre 2025 e 2028 contribui para o adiamento da decisão da Cnen.

41. Foi nesse sentido a manifestação da Cnen, ao esclarecer que, no processo de avaliação da solicitação, várias das ações propostas pela Eletronuclear não estarão concluídas até 2024, gerando insegurança para a autorização do pleito. Expôs o regulador sua percepção de risco acerca da não implementação das melhorias estabelecida, em vista da insuficiente disponibilidade de recursos da operadora. Ademais, frisou que a baixa capacidade da Eletronuclear de implementar projetos de forma tempestiva tem provocado atrasos significativos e consequências operacionais.

42. A Eletronuclear, por seu turno, argumenta que os procedimentos mais onerosos esperam posicionamento mais seguro da Cnen, a fim de que sejam implementado, visto que, sem tal posicionamento, há risco de que investimentos sejam feitos pela Eletronuclear em a devida aprovação do regulador ou mesmo sem garantia de que a licença será renovada, o que acarretaria ônus ao consumidor da energia elétrica produzida pela usina.

43. Sobre tais posicionamentos, registrou a unidade técnica a existência de risco de o regulador não cumprir com sua missão de garantir o uso seguro e pacífico da energia nuclear mediante contribuição para a sustentabilidade dos agentes do setor, e também risco provável ao operador, que vem aplicando elevado volume de recursos públicos em subprogramas do LTO Angra 1, sem ter garantia firme de que atingirá seu objetivo operacional de estender por vinte anos a operação da Usina Angra 1.

44. Após discorrer detalhadamente sobre o histórico do licenciamento nuclear da Usina Angra 1, desde o início do projeto em 1970, o Relatório de Auditoria destaca as ações promovidas no período desde a concessão da AOP da CNAAA-1, por meio da Resolução-Cnen 258, de 19/12/2019, pelo prazo de cinco anos.

45. No período de 2019 a 2023, foram elaboradas a 3ª Avaliação Periódica de Segurança (3ª RPS) e a implementação dos Programas de Gerenciamento do Envelhecimento (PGEs), pertencentes à Linha Crítica do Licenciamento Nuclear. Segundo técnicos da Eletronuclear, o escopo da 3ª RPS foi ampliado em relação à 2ª RPS, sendo mais robusta em vista da extensão de vida útil da usina (foco em mais vinte anos) e aderente ao *Safety Factor 14 do IAEA SSG 25 – Regulatory Guide 4.2 Supplement – Preparation of Environmental Report for Nuclear Power Plant Licence Renewal Applications 2013*.

46. Dados do site da Eletronuclear, indicam que foram realizados avanços significativos a fim de preparar a usina para a extensão, como troca dos geradores de vapor, aplicação de sobrecamada de solda (*weld overlay*) nos bocais do pressurizados, troca da tampa do vaso de pressão do reator e substituição dos transformadores principais.

47. Observou a unidade técnica que, dado o rigor requerido em razão dos aspectos de segurança, o processo de licenciamento nuclear conduzido pela Cnen é de alta complexidade, de modo que a cada procedimento mais significativo, nova autorização é emitida, condicionantes são cumpridas e novas são geradas na sequência, visando a melhoria contínua do processo.

48. Essa alta complexidade contrasta com o contexto de grave situação de insuficiência de recursos humanos em que se encontra a área de fiscalização da Cnen (Diretoria de Radioproteção e Segurança Nuclear), com muitos projetos ocorrendo simultaneamente (LTO Angra 1, Angra 3 Reator Multipropósito Brasileiro), conforme apontado no Acórdão 240/2024-Plenário (Rel. Min. Aroldo Cedraz; 2ª Etapa de Acompanhamento da Estruturação da Autoridade Nacional Segurança Nuclear).

49. Avalia a AudElétrica que, aparentemente, seria possível reduzir incertezas no processo, por meio de planos de estudos, programas, projetos e implantação de procedimentos com vistas a obtenção/renovação da licença de operação, vez que o processo de acompanhamento da Cnen é contínuo.

50. Observa a auditoria que inobstante a Licença de Exploração da energia elétrica de fonte nuclear tenha sido fornecida por quarenta anos, a Autorização de Operação Permanente (autorização original em 1994, renovada em 2010 e em 2019) foi concedida em intervalos de tempo de validade menores que o da Licença de Exploração. Assim, considerando ser razoável esperar que uma nova autorização tenha prazo de validade próximo de dez anos, verificou a unidade técnica que o licenciamento nuclear demanda a existência de marcos bem definidos, criteriosamente estabelecidos, o que pode ser feito com base nas experiências vividas.

51. Com base em tais conclusões, e considerando a necessidade de aprimoramento do processo de avaliação da Cnen e os ganhos advindos da experiência obtida pela Comissão nesse primeiro processo de extensão de vida útil de um usina nuclear, em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória (Decreto 12.150, de 21/8/2024), a AudElétrica propõe:

187. (...) **recomendar** à Cnen, ou à ANSN a partir de sua estruturação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, que proceda aperfeiçoamento normativo, utilizando a experiência adquirida ao longo do processo de extensão de vida útil de Angra 1, de forma a estabelecer marcos temporais para o processo de renovação de licença para operação estendida de usinas nucleoeletricas, tanto para o operador quanto para o regulador, compatibilizando o atendimento aos requisitos técnicos com a emissão da decisão de forma tempestiva, de forma a melhorar a segurança jurídica, a previsibilidade do operador quanto aos investimentos de grande vulto a serem executados e trazer mais clareza quanto às condições as quais deverá atender para obter a extensão de vida útil do ativo operado.

52. Repisando os principais pontos abordados, observo que o plano de implementação do Programa LTO possui cronograma cujo prazo ultrapassa em até quatro anos o término da licença atual, constituindo, pois, um dificultador na atuação da Cnen no que concerne à avaliação e à aprovação da extensão de vida útil da usina por mais vinte anos. Por outro lado, a demora na definição sobre a licença para extensão de vida útil, por parte da Cnen, também é fator de restrição para a realização de investimentos mais vultosos pela Eletronuclear, tendo em vista que a aplicação de recursos sem garantias mínimas ou sinalização de condições de recuperabilidade, poderia sujeitar os gestores a eventual responsabilização por esta Corte.

53. Alinho-me à conclusão da equipe de auditoria e acolho a proposta de recomendação, face às oportunidades de melhoria no processo regulatório constatadas, a contribuir para a melhoria da segurança jurídica do processo de extensão de vida útil de usinas nucleares, visando a incentivar a garantia da segurança nuclear em contexto mais abrangente, conciliando a sustentabilidade do setor nuclear e a segurança do setor elétrico.

**

54. O **Achado 2** resultou da avaliação da sustentabilidade financeira tanto em relação aos recursos acumulados e previstos para o descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2 ao final do ciclo, quanto em relação à gestão do Fundo de Descomissionamento (FDES), por parte da Eletronuclear.

55. A título de esclarecimento preliminar, cumpre registrar que no transcurso da fase de execução desta fiscalização, a Eletronuclear encaminhou comunicado ao TCU, em 22/3/2024, por meio do DCO-CA-013/2023 (peça 38), informando a esta Corte de Contas acerca de decisão proferida pelos administradores da empresa, sob a Resolução de Diretoria Executiva 1766.001/24, de 21/3/2024 (peça 39), que aprovou o resgate parcial no valor de R\$ 374.000.000,00 (trezentos e setenta e quatro

milhões de reais), do saldo disponível no Fundo de Descomissionamento, o que representa mais de 10% dos valores acumulados até então.

56. Além de ter autorizado o resgate sem que houvesse análise, anuência, consultas ou aprovações pelos agentes reguladores, a referida resolução sinalizou a possibilidade de novos saques nos recursos do fundo, que atingiriam montante superior a R\$ 1 bilhão, o que representa cerca de 40% do saldo acumulado desde o início da arrecadação.

57. A Eletronuclear justificou que, durante a fase de acumulação de recursos iniciada em 2010, a Eletronuclear arcou integralmente com os tributos incidentes, tanto sobre as parcelas recebidas e repassadas (receita fixa da Parcela A) quanto sobre a rentabilidade do fundo. O resgate seria, sob essa ótica, uma recomposição do caixa da Eletronuclear.

58. Dados das Demonstrações Financeiras da Eletronuclear de 2023 indicam que o valor do FDES já acumulava o montante da ordem de R\$ 3,3 bilhões e o passivo registrado como Obrigação para Desmobilização de Ativos era da ordem de R\$ 2,9 bilhões, demonstrando um suposto superávit da ordem de R\$ 374 milhões, valor que definiu o montante do primeiro saque.

59. A despeito de a presente auditoria ter como um de seus objetos a gestão do FDES, a equipe de fiscalização considerou que os volumes financeiros envolvidos e a peculiaridade do saque, autorizado no dia 21/3/2024 e concretizado em 25/3/2024 (segundo dia útil seguinte), exigia ação tempestiva e pontual do TCU de maneira a averiguar sua regularidade e, se fosse o caso, evitar novos saques até que as instituições responsáveis verificassem a conformidade do ato conduzido pela Eletronuclear. Considerou a unidade técnica que a Resolução de Diretoria Executiva 1766.001/24, que aprovou o resgate parcial no valor de R\$ 374 milhões, disponíveis no Fundo “*BB EXTRAMERCADO EXCLUSIVO DIMENSIONAMENTO USINAS ANGRA FUNDO DE INVESTIMENTO MULTIMERCADO LP*” carecia de subsídios de motivação regulatória e legal de suas atividades, sobretudo por não haver tal previsão na Norma CNEN NN 9.02, que cuida especificamente da “*Gestão dos Recursos Financeiros destinados ao Descomissionamento de Usinas Nucleoelétricas*”.

60. Nesse sentido, foi autuado o processo de representação TC 008.315/2024-8 (sob minha relatoria, por prevenção), igualmente pautado para apreciação nesta Sessão Plenária, dada a ampla correlação entre as matérias. Portanto, no **TC 008.315/2024-8**, a unidade avalia o caso concreto do saque já realizado no FDES, centrado na regularidade dos fatos e cálculos alegados pela Eletronuclear, enquanto a **presente auditoria trata dos controles aplicáveis ao FDES de forma mais geral**.

61. Retomando a exposição da avaliação da gestão do FDES, sob o escopo indicado, a fiscalização apresentou exame sobre os controles realizados pela Eletronuclear na gestão do FDES após a assunção da titularidades das cotas, em decorrência da privatização da Eletrobras (junho 2022), em atenção à Resolução 203/2021, de 19/10/2021, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI.

62. Destacou a auditoria que, seguindo os mesmos mecanismos adotados até então pela Eletrobras, a Eletronuclear editou a “Instrução Normativa 31.04 – Gerenciamento do Fundo de Descomissionamento das Usinas de Angra I e II”, de 3/6/2023 (peça 94), que, igualmente à norma anterior, veda a realização de saques para finalidades distintas do descomissionamento.

63. Segundo a Estatal, a IN 31.04 foi editada em cumprimento a determinação do TCU. Observou a unidade técnica que, de fato, por meio do Acórdão 1360/2017-Plenário (Rel. Min. Augusto Nardes), o Tribunal, em monitoramento do Acórdão 3020/2014-Plenário (Rel. Min. Raimundo Carreiro), recomendou à Eletrobras, então gestora do fundo, a instituição, “*mediante a edição de normas, mecanismos de controle e acompanhamento sobre a movimentação da conta bancária destinada a abrigar os recursos do fundo de descomissionamento das usinas nucleares, de forma que seja proibida a realização de saques para finalidades diversas às atividades paras as quais foi instituído*”. Ressaltou a unidade técnica que tal deliberação foi proferida em contexto de controles

incipientes e utilização de recursos do FDES para finalidades diversas das quais fora criado, gerando grave risco ao fundo.

64. Destacou também a auditoria a existência da Nota Técnica Conjunta SF.F/SC.F-001/2023 (peça 40), segundo a qual compete à Eletronuclear transferir mensalmente ao FDES os recursos recebidos por meio de componente estabelecido em sua Receita Fixa, proveniente da geração de energia elétrica de Angra 1 e Angra 2. Nos termos da nota técnica, a estatal adota estratégia conservadora, por meio de carteira de ativos financeiros, sem compromisso de concentração em nenhum fator de risco em especial.

65. Ante tais esclarecimentos, acolho a conclusão da auditoria no sentido de que a IN 31.04, na forma em que se encontra, tem cumprido sua finalidade, dispensando o direcionamento de outros comandos do TCU acerca dos controles de gestão do fundo pela Eletronuclear, ressalvas as modificações derivadas de evoluções regulatórias correlatas e/ou de gestão ainda não contempladas.

66. Seguindo no exame, apontou a auditoria que existem ao menos duas lacunas regulatórias relativas ao FDES. A primeira está associada a divergências em relação à interpretação dada à contabilização da base de cálculo dos tributos aplicáveis ao fundo. A segunda se refere à possibilidade de saques unilaterais no FDES.

67. Após apresentar contextualização sobre a evolução histórica do FDES, a auditoria passou a discorrer sobre as divergências de interpretação quanto à contabilização e tributação do fundo, evidenciadas em tratativas da Eletronuclear junto:

a) ao Ministério da Fazenda: menciona debates havidos em recurso contra Auto de Infração de IRPJ e CSLL relativo a glosas de despesas realizadas entre 2000 e 2004. A Eletronuclear alegou a dedutibilidade de despesas, com base no art. 299, § 2º, do RIR/99, tendo o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF negado provimento, com esteio no art. 249, § 2º, do RIR/99. A multa foi mantida e a estatal não recorreu;

b) à Aneel: no âmbito da Revisão Tarifária referente à Tarifa 2020, a Eletronuclear solicitou cobertura tarifária para arcar com uma série de tributos supostamente incidentes sobre os recursos do FDES, que não acatada pela Aneel. Recurso interposto pela estatal foi negado pelo regulador. Nos processos tarifários seguintes, a Eletronuclear não voltou ao tema;

c) à Cnen: i) no âmbito da Revisão Tarifária referente à Tarifa 2019, a Eletronuclear apresentou a diversos questionamentos relacionados, entre outros, ao desequilíbrio causado pelos tributos incidentes sobre os registros de descomissionamento, bem como apresentou proposta de alteração da Norma CNEN 9.02, sugerindo a inclusão de dispositivo a estabelecer que as obrigações tributárias do FDES passariam a ter como sujeito passivo o próprio FDES; ii) A Cnen entende que utilizar recursos do FDES para custear tributação do próprio fundo acarreta uma taxa de acúmulo de capital inferior quando comparada com a não utilização desse expediente, e sustenta que não é de sua competência autorizar ou não possíveis aumentos de tarifas oriundos do desejo de compensar esse gasto com o auto custeio de tributos pelo fundo;

d) ao MME: a Eletronuclear submeteu ao MME documento com três alternativas para tratar de questão da ineficiência tributária do FDES, tendo recomendado uma delas (proposta 2: permissão para utilizar recursos do próprio fundo para a liquidação das obrigações tributárias dele decorrentes, mediante inclusão de parágrafo específico na Norma CNEN 9.02). Não forma registrados avanços quanto ao pleito; e

e) à Casa Civil: as mesmas propostas alternativas para tratar da questão da ineficiência tributária do FDES foi levado à Casa Civil pela ENBPar, controladora da Eletronuclear, porém também não notícias de evolução das tratativas.

68. Na sequência desse histórico de tentativas malsucedidas de solucionar a questão e ante a necessidade de recursos financeiros, a Diretoria Executiva da Eletronuclear terminou por deliberar pela realização do saque unilateral no valor de R\$ 374 milhões, sem que houvesse análise, anuência, consultas ou aprovações pelos agentes reguladores. Esse assunto está sendo tratado no TC 008.315/2024-8, também pautado para apreciação na presente Sessão Plenária, motivo pelo qual se dispensa detalhamento neste Voto.

69. Da situação encontrada, a auditoria apontou duas constatações sobre lacunas regulatórias. A primeira é que existe potencial lacuna regulatória que implica em divergência de interpretação contábil e regulatória acerca dos valores que devem compor a base de arrecadação tributária relativa aos recursos do FDES.

70. Com base no que já foi exposto nos tópicos anteriores deste Voto, concordo com a conclusão da auditoria no sentido de ser imperativa a necessidade de alinhamento dos entendimentos tributários/contábeis dos atores envolvidos a fim de que o regulado execute com segurança jurídica e regulatória os comandos positivados pelos reguladores e que esses comandos estejam baseados nas normas ou decisões tributárias/contábeis dos órgãos competentes.

71. A segunda constatação é que existe lacuna regulatória sobre os controles do FDES, que o deixa vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo, sem passar por qualquer crivo regulatório.

72. Sobre essa constatação, observou a unidade técnica que a Aneel recebe informações da Eletronuclear e conduz análises sobre o saldo existente no Fundo e sua adequação para o descomissionamento das usinas confrontado com as estimativas de custos, solicitando a opinião da Cnen, dentre outros itens, para estabelecer as receitas fixas que são devidas à Eletronuclear.

73. Desse modo, deduz a unidade que uma retirada relevante de valores do FDES deveria possuir algum tipo de tratativa prévia com a participação conjunta da Aneel e da Cnen, tendo em vista os reflexos difusos da decisão sobre os setores elétrico e nuclear, bem como para manter o alinhamento existente entre regulado e reguladores na composição do fundo.

74. Conquanto o FDES esteja circunscrito por normas e decisões que indicam uma blindagem dos valores depositados, de altíssima materialidade e de relevância do ponto de vista da segurança nuclear, devendo estar disponíveis no momento adequado e para as restritas atividades para as quais foi constituído, concordo com a conclusão da auditoria de que existe clara lacuna na regulação sobre o que deve ser arcado pelo próprio fundo, a forma de contabilização e sobre os controles de saques dos recursos.

75. Friso, nesse ponto, a ponderação feita pela auditoria no sentido de que saques realizados fora do arcabouço regulatório ou utilizando-se de lacunas presentes nesse arcabouço, sem a comprovação de reais impactos sobre o FDES Angra 1 e Angra 2 e sem avaliação e autorização dos agentes reguladores podem causar indisponibilidade de recursos no fundo, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear (matéria de competência da Cnen), quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento (matéria de competência da Aneel e do MME).

76. Considerando, portanto, a insegurança jurídica e regulatória presente, o risco de a gestão do FDES, embora conservadora, não ser suficiente para assegurar recursos para as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2, e a possibilidade de descumprimento de compromissos internacionais, aquiesço, com ajuste pontual dos prazos, à proposta da auditoria de modo a:

- (i) Determinar, (...) à Aneel que, em até 180 dias contados da ciência, em articulação com Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, com MME, com o Ministério da Fazenda e com Eletronuclear, estabeleça os contornos regulatórios aderentes às práticas contábeis e tributárias e à situação peculiar do

FDES a serem aplicados no cálculo da receita fixa da Eletronuclear, a fim de preservar os recursos do FDES para o cumprimento da missão a ele legalmente vinculada e permitir o acompanhamento efetivo do montante atualizado do FDES pela Agência e pela Cnen, em atenção ao art. 3º, inciso IV, do Decreto 9.203/2017, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

(ii) Determinar, (...) à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, que, em até 180 dias contados da ciência, em articulação com Aneel, MME e Eletronuclear, que elimine a lacuna regulatória que deixa o FDES vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo sem crivo regulatório, estabelecendo de forma objetiva na Norma CNEN NN 9.02 as situações em que os saques sobre o fundo podem ser realizados unilateralmente pela Eletronuclear ou somente após aprovação pelo(s) regulador(es), bem como os critérios de preponderância regulatória em relação aos permissivos contábeis para fins de blindagem do FDES, conforme Acórdão 1.360/2017 – TCU – Plenário, art. 2º, lei 9.784/99 e Decreto 9.203/2017, art. 4º, inciso IX; e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

(iii) Dar ciência à Eletronuclear, à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério da Fazenda, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos, bem como ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada, ao MME, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios, com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, que:

(a) as divergências de entendimento sobre a tributação do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 (FDES) têm ocasionado impactos econômico-financeiros diretos no caixa da Eletronuclear, com potenciais efeitos sobre a sustentabilidade da Companhia; e

(b) como consequência dessas divergências, a Eletronuclear realizou saque de mais de 10% dos recursos do fundo, no dia 25/3/2024, e deu a sinalização de que pretende sacar mais de 40%, fato que certamente terá impacto à sustentabilidade econômico-financeira do FDES, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear, dada a potencial indisponibilidade futura de recursos no fundo, quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento.

77. Esclareço que o ajuste pontual feito nos prazos estabelecidos para o atendimento à determinações constantes dos subitens “i” e “ii” acima, para 180 dias, decorre da necessidade de que as medidas sejam priorizadas, de modo a conciliar com o comando que se pretende expedir na apreciação do TC 008.315/2024-8, conforme registrado nos itens 46 a 48 do Voto naqueles autos.

78. Por fim, a unidade técnica apresentou tópico versando sobre a ausência de marcos regulatórios, em que identifica oportunidades de melhoria na relação entre os agentes reguladores e o operador das usinas Angra 1 e Angra 2, em especial no que diz respeito à elaboração, validação e utilização das informações de custos e prazos de descomissionamento, de forma a que o cálculo da

componente tarifária destinada ao FDES seja tempestiva e apropriadamente realizado, evitando impactos indesejados para o fundo ou para os consumidores de energia que arcam com a tarifa.

79. Em síntese, a unidade registrou que para o cálculo do FDES a Aneel considera, entre outros, o custo estimado para o descomissionamento e a vida útil remanescente estimada das usinas, sendo tais fatores fornecidos pelo operador, após aprovação pela Cnen, o que demanda uma harmonização de informações nesse processo de interação entre os agentes reguladores e o operador.

80. Considerando a detalhada exposição feita nos autos sobre as tratativas havidas nas revisões tarifárias e nas avaliações dos planos preliminares de descomissionamento, acolho o encaminhamento proposto pela auditoria no sentido de:

recomendar à Cnen, ou à ANSN caso essa autarquia venha a ser estruturada anteriormente a esta deliberação, em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024 e com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, ouvida a Aneel e a Eletronuclear, que **proceda** aperfeiçoamento normativo de forma a **estabelecer marcos temporais nos processos de avaliação do Plano Preliminar de Descomissionamento e de suas revisões**, notadamente quanto aos exames de custos e datas de início de descomissionamento, que influenciam diretamente na parcela da tarifa de energia destinada ao FDES, de forma a considerar a necessidade de que as informações validadas sejam as mais atuais, alinhados às revisões tarifárias da Eletronuclear, para evitar impactos indevidos, seja para os consumidores ou para o próprio fundo.

81. A título complementar, o Relatório de Auditoria contém tópico de avaliação da situação atual de deliberações anteriores desta Corte sobre o FDES, tendo a unidade julgado pertinente abordar as decisões de maneira sucinta, com o intuito de trazer ao Tribunal uma alternativa conservadora para a solução da questão da restituição, por parte da Eletronuclear, à reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares, dos montantes efetivamente arrecadados pela via tarifária no período de 1997 a 2004.

82. Dada a indefinição sobre a matéria pela Aneel, Eletronuclear, Eletrobras, MME e Cnen, conforme ditames do Acórdão 1.360/2017-Plenário (Rel. Min. Augusto Nardes), e demais Acórdãos precedentes, e não havendo fato novo e/ou solução dessa controvérsia pelos atores envolvidos desde a emissão do Acórdão 2.707/2011-Plenário (Rel. Min. Raimundo Carreiro), a equipe de fiscalização entendeu razoável considerar válidas as análises e ponderações da Nota Técnica 382/2012-SRE/ANEEL, que foi emitida à época pela área técnica da Agência, ou seja, em momento seguinte ao Acórdão, e, portanto, num contexto mais próximo ao problema enfrentado.

83. Ante as razões expostas pela auditoria, acolho, com ajuste pontual no prazo sugerido, a proposta de determinar à Eletronuclear que efetue, em até 180 dias contados da ciência, o aporte de R\$ 153.144,18 (data-base: agosto/2007) no FDES, relativo ao período de 1997 a 2004, conforme explicitado na Tabela 2 do Relatório de Auditoria (reproduzido no Relatório precedente), devidamente atualizado na data do seu aporte, em parcela única, a ser efetuada em até 180 dias da data do Acórdão que vier a ser proferido e apresente ao TCU a documentação correlata, em até quinze dias após a realização da operação.

IV

84. Estando os autos conclusos em meu Gabinete após pronunciamento de mérito da unidade técnica e já estando programada a inclusão do processo na pauta de apreciação da presente Sessão do Plenário, face à relevância da matéria e à celeridade necessária para julgamento em conjunto com o processo de Representação TC 008.315/2024-8, inclusive com o presente Voto já em elaboração avançada, houve o advento de informação divulgada no sítio eletrônico da Eletronuclear, noticiando que, no dia 21/11/2024, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen) autorizou a extensão da operação da UTN Angra 1 por mais vinte anos.

85. Na sequência foi publicada na Edição 226 do Diário Oficial da União, de 25/11/2024, a Resolução Cnen nº 331, de 21 de novembro de 2024 (peça 151), que concede Autorização para Operação a Longo Prazo (AOLP) da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – Unidade 1 (CNAAA-1).

86. Consultada sobre possíveis impactos do advento da Resolução Cnen nº 331/2024 sobre as conclusões e encaminhamentos propostos pela auditoria, a AudElétrica encaminhou pronunciamento complementar (peça 152), ratificando integralmente o posicionamento anterior do Relatório de Auditoria (peças 148-150).

87. Considerou a unidade técnica que a matéria alusiva ao Fundo de Descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2 (FDES), que resultou nas determinações propostas no item 350.1 do Relatório de Auditoria (peça 148, p. 62) não é impactada pela recente notícia.

88. Da mesma maneira, considerou não haver reflexo sobre os encaminhamentos propostos em relação aos assuntos abordados nos aspectos orçamentários, financeiros, operacionais, de governança e regulatórios do Programa LTO Angra 1 (Achado 1), cujos encaminhamentos propostos fazem referência:

a) no caso das recomendações propostas no item 350.2 do Relatório de Auditoria (peça 148, p. 62-63): (i) a boas práticas e aperfeiçoamentos normativos que podem vir a ser adotados pela Cnen em casos futuros de renovações de licenças para operação estendida de usinas nucleoeletricas, e (ii) aos impactos tarifários do fundo de descomissionamento, entende-se que essas propostas não são impactadas pela recente notícia em comento

b) no caso da proposta de ciência constante no item 350.3 do Relatório de Auditoria (Peça 148, p. 63): (i) ao risco de o programa de extensão de vida útil da UTN Angra 1 não alcançar seus objetivos face a baixa disponibilidade de recursos financeiros, (ii) aos impactos oriundos das divergências de entendimento sobre a tributação do fundo de descomissionamento, e (iii) aos potenciais prejuízos para a segurança nuclear decorrentes do saque realizado e eventuais futuros saques que sejam efetuados no fundo de descomissionamento, entende-se que essas propostas não são impactadas pela recente notícia em comento.

89. Desse modo, e aquiescendo ao teor do pronunciamento complementar da unidade técnica, considero que a matéria está em condições de ser apreciada, dispensando novo exame à luz da recém editada Resolução Cnen nº 331/2024, o que poderá ser objeto de avaliação por ocasião do futuro monitoramento das deliberações decorrentes da apreciação desta auditoria.

90. Do exposto, VOTO por que seja adotado o acórdão que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 27 de novembro de 2024.

ANTONIO ANASTASIA
Relator

ACÓRDÃO Nº 2502/2024 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 002.077/2024-8.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V – Relatório de Auditoria.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Autoridade Nacional de Segurança Nuclear; Comissão Nacional de Energia Nuclear; Eletronuclear S.a.; Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; Ministério de Minas e Energia.
5. Relator: Ministro Antonio Anastasia.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica).
8. Representação legal: Marcelo Marques Galo, Adriana Esther Asenjo Silva e outros, representando Eletronuclear S.A.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de auditoria voltada a avaliar a implantação do Programa de Extensão de Vida da Usina Angra (LTO Angra 1), buscando conhecer as atividades e ações empreendidas no programa tendo em vista tanto sua relevância e materialidade, quanto a possibilidade de que seja reaplicado, no médio prazo, na usina Angra 2, e examinar a gestão dos recursos do Fundo de Descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 (FDES Angra 1 e Angra 2), dada a correlação do fundo com o fim da vida útil dessas usinas.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. determinar, com fundamento no art. 4º, inciso II, c/c art. 7º, §3º, incisos I a V, da Resolução-TCU 315/2020:

9.1.1. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que, em até 180 dias contados da ciência, em articulação com Cnen, ou à ANSN a partir de sua estruturação, com MME, com a Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil, vinculada ao Ministério da Fazenda, e com Eletronuclear, estabeleça os contornos regulatórios aderentes às práticas contábeis e tributárias e à situação peculiar do FDES a serem aplicados no cálculo da receita fixa da Eletronuclear, a fim de preservar os recursos do FDES para o cumprimento da missão a ele legalmente vinculada e permitir o acompanhamento efetivo do montante atualizado do FDES pela Agência e pela Cnen, em atenção ao art. 3º, inciso IV, do Decreto 9.203/2017 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

9.1.2. à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), ou à ANSN a partir de sua estruturação, que, em até 180 dias contados da ciência, em articulação com Aneel, MME e Eletronuclear, elimine a lacuna regulatória que deixa o FDES vulnerável a saques unilaterais pelo gestor do fundo sem crivo regulatório, estabelecendo de forma objetiva na Norma CNEN NN 9.02 as situações em que os saques sobre o fundo podem ser realizados unilateralmente pela Eletronuclear ou somente após aprovação pelo(s) regulador(es), bem como os critérios de preponderância regulatória em relação aos permissivos contábeis para fins de blindagem do FDES, conforme Acórdão 1.360/2017 – TCU – Plenário, art. 2º da Lei 9.784/99 e art. 4º, inciso IX, do Decreto 9.203/2017, e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024;

9.1.3. à Eletronuclear que efetue, em até 180 dias contados da ciência, o aporte de R\$ 153.144,18 (data-base: agosto/2007) no FDES, relativo ao período de 1997 a 2004, conforme explicitado na Tabela 2 deste relatório, devidamente atualizado na data do seu aporte, em parcela única, a ser efetuada em até 180 dias, a contar da ciência deste Acórdão e apresente ao TCU a

documentação correlata, em até quinze dias após a realização da operação;

9.2. recomendar, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução -TCU 315/2020 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024:

9.2.1. à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), ou à ANSN a partir de sua estruturação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, que proceda aperfeiçoamento normativo, utilizando a experiência adquirida ao longo do processo de extensão de vida útil de Angra 1, de forma a estabelecer marcos temporais para o processo de renovação de licença para operação estendida de usinas nucleoeletrônicas, tanto para o operador quanto para o regulador, compatibilizando o atendimento aos requisitos técnicos com a emissão da decisão de forma tempestiva, de forma a melhorar a segurança jurídica, a previsibilidade do operador quanto aos investimentos de grande vulto a serem executados e trazer mais clareza quanto às condições as quais deverá atender para obter a extensão de vida útil do ativo operado;

9.2.2. à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), ou à ANSN a partir de sua estruturação, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11, da Resolução-TCU 315/2020, em articulação com a Aneel e a Eletronuclear, que proceda aperfeiçoamento normativo de forma a estabelecer marcos temporais nos processos de avaliação do Plano Preliminar de Descomissionamento e de suas revisões, notadamente quanto aos exames de custos e datas de início de descomissionamento, que influenciam diretamente na parcela da tarifa de energia destinada ao FDES, de forma a considerar a necessidade de que as informações validadas sejam as mais atuais, alinhados às revisões tarifárias da Eletronuclear, para evitar impactos indevidos, seja para os consumidores ou para o próprio fundo;

9.3. dar ciência, com fundamento no art. 9º, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020 e em consonância com a Estratégia Nacional de Melhoria Regulatória instituído pelo Decreto Presidencial 12.150, de 21/8/2024, à Eletronuclear, à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Gestão da Inovação em Serviços Públicos, bem como ao GSI, na qualidade de coordenador do CDPNB, ao MCTI, na condição de Ministério responsável pela política nuclear e ao qual a Cnen está vinculada, responsável pela política de energia elétrica incluído a geração de energia nuclear e à Casa Civil, na condição de coordenadora e integradora das atividades dos ministérios e das ações governamentais do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no qual a extensão de vida útil de Angra 1 está inscrita, que:

9.3.1. o programa de extensão de vida útil da Usina Térmica Nuclear UTE Angra 1 está exposto ao risco iminente de não alcançar seus objetivos em vista da baixa disponibilidade de recursos financeiros para o projeto, decorrente do desequilíbrio entre despesas e receitas da Eletronuclear, e das carências de recursos técnicos e operacionais dos órgãos reguladores, notadamente da Cnen, vez que o processo é complexo do ponto de vista técnico e materialmente relevante, envolvendo ações e recursos de ambos os lados (operação e regulação), e demanda um acompanhamento criterioso de coordenação e integração por meio de instância de monitoramento específica, incluindo o MME, nos termos do art. 15, inciso XII, do Decreto 11.492/2023, com participantes dos diversos órgãos e entidades envolvidos, e, por fim, que esse risco poderá levar ao desequilíbrio e a perda de sustentabilidade da própria Eletronuclear;

9.3.2. as divergências de entendimento sobre a tributação do Fundo de Descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 (FDES) têm ocasionado impactos econômico-financeiros diretos no caixa da Eletronuclear, com potenciais efeitos sobre a sustentabilidade da Companhia; e

9.3.3. como consequência dessas divergências, a Eletronuclear realizou saque de mais de 10% dos recursos do fundo, no dia 25/3/2024, e deu a sinalização de que pretende sacar mais de 40%, fato que certamente terá impacto à sustentabilidade econômico-financeira do FDES, com potenciais prejuízos tanto à segurança nuclear, dada a potencial indisponibilidade futura de recursos no fundo,

quanto aos consumidores de energia elétrica, que teriam que suportar custos adicionais nas tarifas de energia para garantir os recursos necessários ao descomissionamento.

9.4. encaminhar cópia de inteiro teor do presente acórdão à Casa Civil da Presidência da República, à Comissão Nacional de Energia Elétrica (Cnen), à Controladoria Geral da União (CGU), à Eletronuclear S.A. (Eletronuclear), à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), ao Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro (CDPNB), ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) do Senado Federal, à Comissão de Ciência, Tecnologia, Inovação e Informática (CCT) do Senado, à Comissão de Meio Ambiente (CMA) do Senado, à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, à Comissão de Ciência, Tecnologia e Inovação da Câmara dos Deputados, à Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados;

9.5. autorizar à AudElétrica, nos termos do art. 4º, §3º da Portaria-Segecex 9/2020, a constituição de processo distinto para o monitoramento das deliberações exaradas;

9.6. apensar, definitivamente, com fundamento no inciso I do art. 169 do Regimento Interno do TCU, o presente processo ao processo a ser constituído para o monitoramento das deliberações exaradas.

10. Ata nº 47/2024 – Plenário.

11. Data da Sessão: 27/11/2024 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2502-47/24-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Jorge Oliveira (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Vital do Rêgo, Antonio Anastasia (Relator) e Jhonatan de Jesus.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Marcos Bemquerer Costa.

(Assinado Eletronicamente)

JORGE OLIVEIRA
na Presidência

(Assinado Eletronicamente)

ANTONIO ANASTASIA
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA
Procuradora-Geral