



CGU

Controladoria-Geral da União

RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES

Exercício 2022

Controladoria-Geral da União (CGU)
Secretaria Federal de Controle Interno (SFC)

RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO

Órgão: **Ministério da Economia**

Unidade Auditada: **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social -
BNDES**

Município/UF: **Brasília/DF**

Relatório de Avaliação: **1034262**

Missão

Elevar a credibilidade do Estado por meio da participação social, do controle interno governamental e do combate à corrupção em defesa da sociedade.

Avaliação

O trabalho de avaliação, como parte da atividade de auditoria interna, consiste na obtenção e na análise de evidências com o objetivo de fornecer opiniões ou conclusões independentes sobre um objeto de auditoria. Objetiva também avaliar a eficácia dos processos de governança, de gerenciamento de riscos e de controles internos relativos ao objeto e à Unidade Auditada, e contribuir para o seu aprimoramento.

QUAL FOI O TRABALHO REALIZADO PELA CGU?

Avaliação dos estudos técnicos que suportam a tomada de decisão relativa à desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras). Especificamente, foi avaliado se os estudos estão coerentes entre si e alinhados com as premissas para a definição do preço mínimo das ações da Eletrobras.

Priorizou-se os documentos dos produtos do Serviço B, principalmente o Relatório de Premissas, em função da sua abrangência e criticidade, visto que estes serviram de base para a elaboração dos produtos do Serviço A. Além disso, o presente trabalho teve foco nas avaliações econômico-financeiras realizadas pelos Serviços A e B com base na metodologia Fluxo de Caixa Descontado (FCD) em relação às subsidiárias Furnas, Chesf, Eletronorte, CGT Eletrosul e Eletronuclear.

Registre-se, contudo, que a avaliação da CGU não objetivou analisar e validar a integralidade dos estudos entregues pelas consultorias contratadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para tal finalidade.

POR QUE A CGU REALIZOU ESSE TRABALHO?

A avaliação foi realizada em consonância com o plano tático 2020-21, em virtude do qual as desestatizações e os desinvestimentos conduzidos pelos órgãos e entidades do governo federal vem sendo objeto de acompanhamento e avaliação pela CGU. Além disso, o processo de desestatização da Eletrobras é prioritário para o Governo Federal em função da sua relevância e materialidade dos valores envolvidos.

QUAIS AS CONCLUSÕES ALCANÇADAS PELA CGU? QUAIS AS RECOMENDAÇÕES QUE DEVERÃO SER ADOTADAS?

Com base nos exames realizados em relação às avaliações e aos estudos técnicos produzidos pelas consultorias contratadas pelo BNDES, foram identificadas inconsistências relativas à modelagem adotada para fixação do preço mínimo das ações da Eletrobras. Dentre elas, cabe ressaltar as que têm potencial impacto na valoração da Companhia, tais como: incoerência na taxa de desconto, ausência de parcelas de receitas fixas, incoerência nos custos de pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO), bem como inconsistências nas projeções de Capex das subsidiárias. Além disso, foram relatados riscos envolvendo a valoração de Angra 3, no âmbito da segregação operacional da Eletronuclear. Para mitigar as situações apontadas, foi recomendado ao BNDES que discuta com MME, SEDDM e SEPPI os possíveis impactos dos apontamentos contidos neste relatório sobre o preço mínimo das ações da Eletrobras a ser fixado pelo CPPI, implementando os ajustes necessários nos estudos contratados pelo BNDES ou, se for o caso, justificando o não saneamento das inconsistências identificadas pela CGU.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AFAC	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	Balanço Patrimonial
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGU	Controladoria-Geral da União
CND	Conselho Nacional de Desestatização
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPPI	Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FND	Fundo Nacional de Desestatização
ME	Ministério da Economia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PND	Programa Nacional de Desestatização
PPI	Programa de Parcerias de Investimentos
PRM	Prêmio de Risco de Mercado
RAP	Receita Anual Permitida
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEMPI	Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos
TCU	Tribunal de Contas da União
VPL	Valor Presente Líquido

DEFINIÇÕES

Alavancagem: proporção da dívida de terceiros sobre o capital próprio.

Avaliação por Múltiplos: Processo de avaliação que utiliza métricas financeiras de empresas comparáveis para avaliar a Companhia.

Beta: índice que mede o risco não diversificável de uma ação. É um índice que mede a relação entre o retorno da ação e o retorno do mercado. Desta forma, o prêmio por risco será sempre multiplicado por este coeficiente, exigindo um prêmio maior por risco quanto maior a variação da ação em relação à carteira de mercado.

Capex: sigla para o termo em inglês *Capital Expenditure*. Entendido como as despesas de capital ou investimento em bens de capital.

CAPM: do inglês, *Capital Asset Pricing Model*, ou modelo de precificação de ativos. É o modelo utilizado para calcular o Custo de Capital Próprio. Segue a premissa financeira de risco e retorno. Dessa forma, quanto maior o risco, maior o retorno requerido pelo acionista. Para o cálculo, considera-se o beta, a taxa livre de risco e o prêmio de mercado.

Custo de Capital Próprio (Ke): o custo de capital próprio é o retorno requerido pelo acionista sobre o capital investido. O cálculo considera que um determinado ativo deve pagar ao investidor, o custo de oportunidade acrescido de um prêmio de risco.

Due Diligence: processo de diligência usualmente realizado para verificação de eventuais passivos ou contingências fiscais, tributárias e de outras naturezas.

Enterprise Value: valor da empresa calculado através do valor de mercado (valor para o acionista) acrescido da dívida líquida.

Equity: termo em inglês referente ao capital próprio.

Equity value: do inglês, valor do capital investido.

Fluxo de Caixa Descontado¹: é uma técnica de orçamento de capital utilizada para determinar o valor presente de uma empresa, ativo, projeto ou investimento com base no dinheiro que pode gerar no futuro. Seu objetivo é trazer a valor presente, mediante uma taxa de desconto, o fluxo de caixa futuro da empresa. O método parte do princípio de que um investimento gera fluxo de caixa durante determinado período. Ele se aplica em qualquer situação em que você aplica o dinheiro em um ponto e recebe em outro no futuro.

O Fluxo de Caixa Descontado considera duas variáveis muito conhecidas no mundo das finanças para avaliar investimentos: o risco e o retorno. Isso porque o método utiliza projeções de fluxo de caixa futuro e taxas de descontos para chegar a uma estimativa de valor presente. Isso permite avaliar o potencial de um investimento, bem como seus riscos e oportunidades de retorno. O método é um dos mais utilizados para fazer *valuation*, tanto no mercado de capitais, quanto nas operações de fusões e aquisições, uma vez que considera a capacidade da empresa em trazer retorno para seus investidores ou compradores.

¹ Referência do site: <https://buyco.com.br/fluxo-de-caixa-descontado-fcd/>. Acesso em 04.04.2022.

Fluxo de Caixa Operacional: leva em consideração somente as receitas e despesas efetivamente recebidas e desembolsadas, provenientes das operações da companhia.

Opex: termo em inglês *Operational Expenditure*. É o capital utilizado para manter ou melhorar os bens físicos de uma empresa.

Outorga: a outorga de direito de uso ou interferência de recursos é um ato administrativo, de autorização ou concessão, mediante o qual o Poder Público faculta ao outorgado fazer uso do recurso por determinado tempo, finalidade e condição expressa no respectivo ato.

Risco País: retorno exigido por investidores devido ao risco adicional de um investimento em um determinado país, quando comparado a um investimento livre de risco.

SELIC: refere-se à Taxa Referencial SELIC, que é uma taxa de juros, fixada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) do Banco Central do Brasil e que remunera os investidores no negócio de compra e venda de títulos públicos.

Stakeholders: é uma palavra em inglês utilizada para designar as pessoas e grupos mais importantes para um planejamento estratégico ou plano de negócios, ou seja, as partes interessadas.

Taxa de desconto: são usadas para determinar o valor hoje do dinheiro pago ou recebido em algum momento futuro.

Taxa Livre de Risco: retorno obtido por um investidor em um ativo teoricamente sem risco, normalmente, equivalente aos retornos dos títulos do governo americano.

Valor Presente Líquido: indicador utilizado em um fluxo de caixa para avaliar a viabilidade econômico-financeira de um investimento ou projeto.

WACC: Custo Médio Ponderado de Capital ou "*Weighted Average Cost of Capital*" é uma medida do custo de capital de uma companhia. É determinado pela média ponderada dos custos da dívida e de capital próprio.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	9
RESULTADOS DOS EXAMES	14
1. Da análise dos produtos dos serviços A e B.	14
1.1. Da metodologia utilizada.	14
1.1.1. Da metodologia do Fluxo de Caixa Livre.	14
1.1.2. Metodologia da Taxa de Desconto.	15
1.1.2.1. Custo de Capital Próprio (Ke).	16
1.2. Da modelagem da Eletrobras.	17
1.2.1. Modelagem de precificação de Itaipu Binacional.	18
1.2.1.1. Mitigação do risco de conflito de interesse na reestruturação que precede a desestatização da Eletrobras.	20
1.2.1.2. Alteração das condições para o pagamento da transferência da participação em Itaipu.	21
1.2.2 Modelagem de precificação da Eletronuclear.	23
1.2.2.1. Riscos envolvidos na modelagem de Angra 3.	23
1.2.2.2. Reconhecimento de dividendos acumulados no contexto da reestruturação da Eletronuclear.	28
1.3. Da análise da taxa de desconto.	32
1.3.1. Taxa Livre de Risco.	36
1.3.2. Risco País.	36
1.3.3. Prêmio de Mercado – Utilização de média aritmética, em alternativa à média geométrica, com a consequente elevação da taxa de desconto.	37
1.3.4. Custo de Capital Próprio (<i>Ke</i>) – Utilização de parâmetros livres de risco divergentes na fórmula do CAPM. Potencial subavaliação da companhia da ordem de R\$ 380 milhões.	38
1.3.5. Beta utilizado (β) – Serviço B – Insuficiência de informações para avaliar o Beta escolhido.	42
1.4. Da análise das projeções do Fluxo de Caixa Livre.	43
1.4.1. Da análise da projeção das Receitas.	43
1.4.1.1. Serviço B – Erro na projeção das receitas da usina termelétrica UTE Mauá 3 com consequente subavaliação da Eletronorte de R\$ 5,980 bilhões.	45
1.4.2. Da análise da projeção das Despesas.	46
1.4.2.1. Serviço B – Inconsistências nas tabelas dos custos de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros na área de Transmissão.	47
1.4.2.2. Serviço A – Inconsistência nas projeções de estoques e custos com combustível nuclear, resultando em potencial subavaliação da Eletronuclear de R\$ 127 milhões.	48
1.4.3. Da análise da projeção dos Investimentos.	52
1.4.3.1. Inconsistência na projeção do Capex de manutenção das usinas eólicas com consequente subavaliação da Eletrobras em R\$ 2,46 bilhões no Serviço A e em R\$ 1,303 bilhões no Serviço B.	52
1.4.3.2. Outras inconsistências identificadas nas projeções do Capex das subsidiárias avaliadas.	54
1.4.3.3. Projeção de Investimentos – Capex da Eletronuclear.	62
1.5. Dos Ajustes – Inconsistências entre os avaliadores A e B.	64
RECOMENDAÇÕES	67
CONCLUSÃO	68
ANEXOS	72

INTRODUÇÃO

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) é uma sociedade anônima de economia mista federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), constituída em conformidade com a Lei nº 3.890-A/1961, sendo a maior empresa de geração de energia elétrica brasileira com capacidade geradora equivalente a cerca de 1/3 do total da capacidade instalada do país (50.648 MW de capacidade instalada em 2020). Também é líder em transmissão de energia elétrica no Brasil, com aproximadamente metade do total de linhas de transmissão do país em sua rede básica (76 mil quilômetros), em alta e extra-alta tensão. Em 2020, gerou 195.183 GWh (valor 5,5% superior a 2019). Mais de 90% da capacidade instalada vem de fontes limpas.

A Eletrobras é uma *holding* que detém o controle das seguintes subsidiárias: Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil (CGT Eletrosul), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear) e Eletrobras Participações S.A. (Eletropar). Também, controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel e tem 50% da participação de Itaipu Binacional, em nome do governo brasileiro. A Eletrobras possui, ainda, participação acionária, no Brasil, em empresas coligadas e em Sociedades de Propósito Específico (SPE) de geração, transmissão e de serviços, bem como em uma geradora de energia no exterior (a SPE Rouar S.A., no Uruguai). A Eletrobras é a maior *holding* do setor elétrico da América Latina, a 16ª maior empresa de energia do mundo e uma das cinco maiores geradoras hidrelétricas do mundo em capacidade instalada. Possui, ademais, ações negociadas nas bolsas de São Paulo, Madri e Nova York.

Diante dos termos da Lei nº 14.182/2021, de 12.07.2021, e demais normas aplicáveis, o BNDES é o responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras, tendo sido autorizado a contratar consultores para a elaboração dos estudos e serviços técnicos especializados necessários ao processo. Esses estudos e serviços técnicos estão divididos em três contratações:

- i) **Serviço A:** Avaliação Econômico-Financeira;
- ii) **Serviço B:** *Due Diligence* Contábil-Patrimonial, *Due Diligence* Jurídica, Relatório de Premissas a serem utilizadas nas Avaliações Econômico-Financeiras (inclusive do Serviço A) e uma segunda Avaliação Econômico-Financeira; e
- iii) **Serviço C:** Relatório de Detalhamento de Modelagem, Relatório Final do Processo de Desestatização, Assessoria de Estruturação Financeira, Assessoria Jurídica e Assessoria de Comunicação e Gestão de *Stakeholders*.

Na forma da Lei nº 14.182/2021, a desestatização da Eletrobras será realizada na modalidade operacional de capitalização, na qual haverá um aumento do capital social da companhia por meio de emissão de novas ações e oferta pública (“Oferta Primária”), com renúncia do direito de subscrição pela União e consequente diluição da sua participação, de modo que esta deixará de ser a acionista controladora da companhia. Espera-se que a Oferta Primária seja suficiente para diluir a participação direta e indireta da União a percentual igual ou inferior a 45% do capital votante da Eletrobras e, caso necessário, será realizada uma oferta pública

secundária de ações ordinárias da Eletrobras de propriedade da União ou de empresa por ela controlada, direta ou indiretamente, para alcançar o referido percentual.

O preço mínimo da ação na Oferta Pública será fixado pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos (CPPI) na data da precificação e não será inferior à média das avaliações econômico-financeiras independentes contratadas pelo BNDES. Serão consultados investidores institucionais visando a determinar a demanda pela Oferta Pública e o preço por ação a ser ofertada. Caso o preço por ação seja inferior ao preço mínimo, a Oferta Pública Global será cancelada.

A Lei nº 14.182/2021 prevê que a capitalização da Eletrobras se dará de forma concomitante à prorrogação de concessões. Assim, em paralelo ao processo de desestatização, ocorrerá a outorga de novas concessões de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 anos, sob novo regime de exploração via produção independente, em substituição ao regime de remuneração por tarifa calculada pelo regulador e à alocação de cotas de garantia física de energia (descotização).

Na Resolução CNPE nº 15/2021, alterada pela Resolução CNPE nº 30, de 21.12.2021, há a estimativa de R\$ 67 bilhões para o valor adicionado às concessões decorrente da prorrogação de tais concessões com modificação do regime de exploração. Esta resolução também determina os montantes decorrentes desse valor adicionado a ser pago à União, na forma de bônus de outorga. Do valor destinado à União, serão deduzidas, nos termos da Lei nº 14.182/2021, as parcelas de despesas relacionadas à cota de consumo de combustíveis fósseis (CCC), à revitalização de bacias hidrográficas e outros subsídios e à conta de desenvolvimento energético (CDE), para aplicação em modicidade tarifária ao consumidor.

Cabe registrar que a subsidiária Eletronuclear, por força constitucional, e Itaipu, por ser binacional, não podem deixar de ser controladas pela União, de modo que serão desmembradas da Eletrobras e transferidas para a nova Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBpar), empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), organizada sob a forma de sociedade anônima (Decreto nº 10.791, de 10.09.2021).

O Ministério da Economia, MME e órgãos de tutela ministerial, como o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), avaliam que o valor adicionado às concessões, em face da liberdade econômica e tarifária proporcionada pelo novo regime de produção independente, impactará positivamente o valor da Companhia, via preço das ações, por ocasião da desestatização.

Ainda, segundo os gestores diretamente envolvidos no processo, espera-se, como consequência da capitalização da Eletrobras, com perda de controle acionário por parte da União, o aumento dos investimentos privados na produção e transmissão de energia elétrica do Brasil (inclusive, por parte da própria empresa).

a) Da delimitação do escopo e da metodologia da auditoria.

O escopo desta auditoria envolve os estudos técnicos dos Serviços “A” e “B”, disponibilizados pelo BNDES, com foco na apuração do preço mínimo das ações para fim de desestatização da Eletrobras, por meio da verificação da consistência dos dados considerados nas avaliações econômico-financeiras com os estudos das premissas relevantes utilizadas no *Valuation* e para a segregação da subsidiária Eletronuclear e de Itaipu Binacional. Desse modo, a auditoria foi delineada a partir da seguinte questão: **os fundamentos utilizados para estimar o preço mínimo das ações da Eletrobras estão coerentes entre si e alinhados com as premissas?**

A análise de coerência dos estudos contratados pelo BNDES foi realizada a partir do cotejamento entre as informações contidas no Produto 3 – Relatório de Premissas e as avaliações econômico-financeiras (realizadas pelos consultores técnicos Serviços “A” e “B”), que suportarão a estimativa do preço mínimo das ações da Eletrobras. As variáveis relevantes para o cálculo do preço mínimo podem ser definidas a partir de diversos parâmetros e métodos de estimativa, contudo, dado que se trata de um processo de desestatização, espera-se que os parâmetros e métodos utilizados sejam capazes de garantir a consistência do modelo de avaliação como um todo.

Ao longo da execução dos trabalhos, foram reportados ao BNDES situações em que os parâmetros e métodos adotados pelos serviços “A” e “B”, nas avaliações econômico-financeiras, não estavam aderentes às premissas ou referências adotadas no citado Produto 3 e/ou pela equipe de auditoria. Nos casos não aderentes, porém justificáveis ou devidamente explicados, buscou-se deixar explícitos os potenciais impactos dessas escolhas, quando possível.

Ressalva-se, em complemento, que os seguintes itens não constituíram escopo desta auditoria:

- 1) Os processos de contratação das consultorias que atuaram junto ao BNDES.
- 2) A atuação do BNDES no acompanhamento, na supervisão e na revisão dos produtos realizados pelas consultorias contratadas pelo Banco para o referido processo.
- 3) A verificação da modelagem econômico-financeira utilizada para o cálculo do valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica (VAC) e do valor a ser pago pelas empresas do Grupo Eletrobras como bonificação pela outorga (renovação de concessões).
- 4) A consistência entre o cronograma de pagamento estabelecido para prorrogação dos contratos de concessão de geração de energia elétrica e os valores adicionados às concessões (VAC).
- 5) Os estudos desenvolvidos pelo BNDES para estimar os investimentos necessários para a conclusão das obras e o preço da energia a ser produzida por Angra 3, nos termos da Lei nº 14.120/2021, art. 10.
- 6) A Oferta Pública de ações na data da precificação, após consulta aos investidores institucionais e a determinação do preço por ação a ser ofertada.

- 7) A atualização dos valores das garantias físicas das usinas e o impacto tarifário por conta do processo de desestatização.

Além disso, o trabalho, também, não tem a pretensão de “apurar ou sugerir” um preço mínimo das ações para a desestatização da Eletrobras, que deve decorrer dos estudos empreendidos pelo BNDES e pelas consultorias contratadas, com base em premissas e metodologias incluídas nas avaliações econômico-financeiras para apuração do preço mínimo.

Cabe, ainda, ressaltar que não foram realizadas verificações a respeito da precisão, veracidade, completude, atualidade e suficiência de dados e informações constantes no Produto 3 – Relatório de Premissas elaborado pelo Serviço B. Todavia, testes, conferências e recálculos foram realizados em premissas consideradas relevantes para as avaliações econômico-financeiras, tais como: receitas; custos e despesas com pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO); investimentos/Capex; e taxa de desconto. Além disso, itens específicos dos custos, relevantes em termos de materialidade, foram objeto de análises mais detalhadas, especificamente os custos com combustível nuclear e das termelétricas.

Ainda, de acordo com o critério de relevância e materialidade, e considerando a complexidade do processo de desestatização da Eletrobras, o presente trabalho teve foco nas avaliações econômico-financeiras realizadas pelos Serviços A e B com base na metodologia Fluxo de Caixa Descontado (FCD), em relação às subsidiárias Furnas, Chesf, Eletronorte, CGT Eletrosul e Eletronuclear.

As avaliações apresentadas neste trabalho foram baseadas em análises documentais, reuniões virtuais realizadas com os gestores do BNDES, respostas encaminhadas formalmente às solicitações da equipe de auditoria e em dados e informações extraídos dos estudos elaborados pelos consultores contratados pelo Banco. Não foram registradas restrições a este trabalho de auditoria.

b) Da estimativa do preço mínimo.

Ainda a título introdutório, faz-se pertinente tecer algumas considerações sobre a estimativa do preço mínimo e sua importância no processo de desestatização. Sobre o assunto, o Decreto nº 2.594/1998 sublinha que tal estimativa:

- deve levar em consideração os estudos elaborados com base na análise detalhada das condições de mercado, da situação econômico-financeira e das perspectivas de rentabilidade da sociedade (art. 30, *caput*); e
- será realizada com base em estudos de avaliação, elaborados por duas empresas (art. 31, *caput*), sendo facultado ao CPPI determinar a contratação de um terceiro avaliador, caso haja divergência, superior a vinte por cento, entre os preços mínimos recomendados nas duas primeiras avaliações (art. 31, § 1º).

O citado decreto pontua, ainda, que a valoração do ativo público a ser alienado deve ser realizada a partir da projeção do seu fluxo de caixa operacional, ajustado pelos valores dos direitos e obrigações não vinculados às suas atividades operacionais, bem como pelos valores

que reflitam contingências e outros efeitos (art. 30, § 3º). A Lei nº 9.491/1997, por sua vez, exige que os critérios de fixação e o valor mínimo da alienação sejam levados ao conhecimento público (art. 11, alíneas, “g” e “h”).

O preço mínimo, assim, é uma das principais condições da desestatização aprovada pelo CPPI, motivo pelo qual os estudos que sustentam sua formação precisam atender aos requisitos de consistência, coerência, qualidade e rastreabilidade. Eventuais erros, impropriedades ou imprecisões em sua formação, quando materialmente relevantes, podem levar à definição de um preço mínimo incorreto e prejudicar a tomada de decisão nos processos de desestatização. Ademais, é importante registrar que o preço mínimo aceitável pela União para a realização da oferta discutido neste relatório é uma referência e não se confunde com o preço das ações a ser negociado nas ofertas públicas (primária e secundária).

RESULTADOS DOS EXAMES

1. Da análise dos produtos dos serviços A e B.

A seguir serão apresentadas as análises dos produtos elaborados pelas consultorias contratadas pelo BNDES em relação aos serviços A e B, que materializam a avaliação da Eletrobras para fins de desestatização.

Foi verificado, nesta auditoria, se os fundamentos utilizados nos estudos e avaliações para estimar o preço mínimo das ações da Eletrobras estão coerentes entre si e alinhados com as premissas. Para tanto, dentre todas as atividades contratadas nos Serviços A e B, foram priorizados os documentos que suportam a tomada de decisão na valoração da Eletrobras para a desestatização, com foco maior nos produtos do Serviço B, em função da sua abrangência e criticidade, visto que estes serviram de base também para a elaboração dos produtos do Serviço A.

1.1. Da metodologia utilizada.

A metodologia utilizada para a avaliação da Eletrobras foi, predominantemente, a de fluxo de caixa descontado em relação às subsidiárias relevantes, adotando-se também a avaliação por múltiplos de empresas comparáveis e pelo valor patrimonial, em casos específicos. No item 1.2 do presente relatório, será abordada com mais detalhe a modelagem utilizada na Eletrobras.

Em função da abrangência e complexidade do processo de desestatização da Eletrobras, priorizou-se, como já informado, as análises em relação às avaliações econômico-financeiras realizadas pelos serviços A e B, por meio da metodologia de fluxo de caixa descontado, nas subsidiárias Furnas, Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte e Eletronuclear.

Tal metodologia fundamenta-se na presunção de que o valor de um ativo está relacionado à sua capacidade de gerar caixa ao longo do tempo. Sendo assim, definir o valor de uma empresa significa dizer quanto os seus fluxos de caixa livre – que serão realizados apenas no futuro – valem no presente. Para tanto, os fluxos de caixa livre estimados ao longo da vida da empresa devem ser trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto.

1.1.1. Da metodologia do Fluxo de Caixa Livre.

Uma empresa funciona capturando recursos de acionistas e de terceiros e os investindo em ativos operacionais. Quando os ativos começam a funcionar, espera-se que estes sejam capazes de produzir fluxos de caixa líquidos suficientes para remunerar os credores e os acionistas do negócio.

Os fluxos de caixa líquidos operacionais são produzidos pela diferença entre os ingressos de recursos provenientes da venda de bens e serviços e os gastos com custos e despesas

necessários para realizar a respectiva venda. Todavia, nem todo caixa gerado a partir das operações da empresa pode ser utilizado para remunerar os portadores de título de dívida da companhia ou para distribuir aos acionistas.

Isso ocorre porque, à medida que os ativos operacionais vão se desgastando, as empresas necessitam adquirir novos para manter ou mesmo ampliar sua capacidade de produção. Essa ação implica a destinação de parte do caixa operacional gerado para investir em novos ativos que serão usados para continuar a produção de bens ou serviços. Portanto, o fluxo de caixa livre de uma entidade para determinado período é reduzido pelo volume de recursos que serão desembolsados para a recomposição ou ampliação de ativos operacionais dessa empresa.

Nesse sentido, o fluxo de caixa disponível (livre) pode ser entendido como o resultado gerado pelas operações da empresa menos os investimentos em ativos operacionais que serão realizados no período. Sendo assim, pode-se concluir que uma empresa tende a valer mais à medida que aumenta suas receitas, reduz seus custos e despesas, bem como diminui sua necessidade de investimento para gerar os mesmos níveis de receita.

De forma simples, o fluxo de caixa livre esperado de uma empresa pode ser estimado a partir dos seguintes passos:

1. Definir o período que a avaliação vai ocorrer;
2. Estimar as receitas da empresa no período definido;
3. Estimar os custos e despesas que ocorrerão para a realização das receitas; e
4. Estimar os investimentos necessários para suportar a manutenção e eventual ampliação das operações da empresa.

O fluxo de caixa livre pode ser calculado de duas maneiras:

- O fluxo de caixa livre do *equity* (FCFE), que abrange os fluxos disponíveis aos proprietários do negócio (acionistas); ou
- O fluxo de caixa livre da firma (FCFF), que além dos proprietários também engloba a remuneração do capital de terceiros (dívida).

Na avaliação da Eletrobras, foram utilizados os Fluxos de Caixa Livre da Firma (FCFF), o que determina qual tipo de taxa de desconto será utilizada para trazer ao valor presente o referido fluxo de caixa.

1.1.2. Metodologia da Taxa de Desconto.

Definida a metodologia do Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF) para esta avaliação, faz-se necessário definir a respectiva taxa de desconto para se chegar ao valor presente líquido (VPL) da empresa. Como o FCFF precisa remunerar tanto o capital de terceiros (dívidas) quanto o capital próprio (acionistas), a taxa de desconto a ser utilizada, necessariamente, refletirá o custo de capital de terceiros e o custo de capital próprio. Para tanto, segundo o Relatório de

Avaliação do serviço B, foi utilizada uma ponderação a partir da sua estrutura de capital. O custo médio ponderado de capital (WACC) pode ser definido a partir da seguinte equação:

$$WACC = Kd * (1 - T) * \frac{D}{D + E} + Ke * \frac{E}{D + E}$$

Onde:

Kd: Custo da dívida;

Ke: Custo de capital próprio;

D: Dívida;

E: Capital Próprio (*Equity*); e

T: Alíquota de tributos.

Por ser mais complexo e de grande importância na presente avaliação, seguem considerações sobre o Custo do Capital Próprio (*Ke*).

1.1.2.1. Custo de Capital Próprio (*Ke*).

É a relação entre o risco de um ativo e o retorno que o investidor exige para adquiri-lo. Nesta avaliação, o custo do capital próprio foi definido pelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

O CAPM presume que os investidores utilizam a diversificação para otimizar a eficiência de suas carteiras e por esse motivo o retorno esperado de um ativo não deve remunerar os riscos que podem ser diversificados. O modelo considera que o risco sistemático ao qual uma ação está exposta deve ser estimado em relação a uma carteira ampla de mercado. A definição desse risco é indicada pelo coeficiente beta, que mede o grau de sensibilidade de um ativo a uma carteira de mercado. A fórmula abaixo representa algebricamente o CAPM:

$$Ke = Rf + \beta(Rm - Rf)$$

Onde:

Ke = Retorno esperado (custo de capital próprio);

Rf = Taxa Livre de Risco;

β = Coeficiente de risco sistemático (Beta); e

Rm = Retorno esperado da carteira de mercado.

A partir da equação acima, pode-se dizer que o custo de capital próprio é uma composição de dois fatores, a taxa livre de risco e um prêmio por investir em um ativo de risco [$\beta(Rm - Rf)$]. Decompondo a fórmula, verifica-se que o prêmio de risco é igual ao valor do retorno excedente de uma ação (*Ke - Rf*). Em outras palavras, o retorno excedente que o investidor espera receber é completamente explicado pelo prêmio de risco, não havendo outros fatores que possam influenciar na estimativa desse valor. Por sua vez, a diferença entre os prêmios de risco de diferentes ações é determinada pela diferença entre seus betas de mercado.

Nesse contexto, para o CAPM, todo o risco sistemático de um ativo deve ser capturado pelo seu coeficiente beta. Contudo, essa premissa parece mais adequada aos mercados mais

maduros e eficientes. Para mercados emergentes, o modelo apresenta limitações que o impede de capturar todos os riscos envolvidos.

Uma empresa que opera no Brasil certamente está exposta a mais riscos que uma empresa que atua no mercado americano. Atualmente, esse risco não pode ser capturado pela versão original do CAPM, o que demanda a inclusão de um prêmio por investir em mercados mais arriscados. Dessa forma, considerando as particularidades elencadas acima, apresenta-se a seguir a equação do CAPM, que foi utilizada na presente avaliação.

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) + R_p$$

Onde:

K_e = Retorno esperado (custo de capital próprio);

R_f = Taxa Livre de Risco;

β = Coeficiente de risco sistemático (Beta);

R_m = Retorno esperado da carteira de mercado; e

R_p = Risco País.

1.2. Da modelagem da Eletrobras.

Os estudos e serviços técnicos (A e B) foram contratados pelo BNDES para realizar as avaliações econômico-financeiras da Eletrobras, os quais para tanto adotaram a metodologia do fluxo de caixa descontado da firma, avaliação por múltiplos de empresas comparáveis e pelo valor patrimonial, conforme a relevância, materialidade e disponibilidade de informações em cada caso.

Na metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), a avaliação dos ativos ocorre com base no valor presente dos fluxos de caixa projetados de acordo com as premissas, operacionais e financeiras, adotadas para a companhia. As premissas procuram estimar crescimento dos negócios, receitas, despesas, investimentos, obrigações tributárias, entre outras.

Já para a avaliação de uma empresa por meio de Múltiplos de Mercado, realiza-se análise comparativa dos indicadores econômico-financeiros de empresas similares do mercado, que tendem a ter desempenho e rentabilidade semelhantes e podem ser avaliadas de forma relativa. Cabe mencionar que alguns ativos específicos foram avaliados por essa metodologia, tanto pelo Serviço A como pelo Serviço B.

Segundo o Relatório de Avaliação do Serviço A, para alguns ativos, principalmente participações societárias em empresas, o valor foi apurado com base no balanço dos ativos referente ao capital social (metodologia de valor contábil, patrimonial ou em livros), devido à escassez de informação ou liquidez para avaliação. Também, de acordo com o Relatório de Avaliação do Serviço B, para as companhias não avaliadas por fluxo de caixa descontado ou múltiplos de mercado, o valor do patrimônio líquido contábil foi considerado como sendo o valor das empresas.

Considerando a relevância e a materialidade dos ativos da Eletrobras, o presente trabalho teve foco nas avaliações econômico-financeiras realizadas pelos Serviços A e B, com base na metodologia FCD, em relação às subsidiárias Furnas, Chesf, Eletronorte, CGT Eletrosul e Eletronuclear. No caso de Itaipu Binacional, a parcela de capital social detida pela Eletrobras a ser transferida para a ENBPar teve valoração específica para este fim, que será detalhada no item a seguir.

Basicamente, o valor da Eletrobras foi apurado por meio da soma de valores dos ativos avaliados (pelas metodologias de FCD, Múltiplos de Mercado e Valor Contábil), incluindo a Holding, subsidiárias, participações acionárias em SPE que não são consolidadas pelas subsidiárias e participações minoritárias. Da somatória desses valores, deduz-se as obrigações, novas outorgas e pagamentos à CDE e as dívidas e ajustes em contas de balanço, além de ajustes de participação das subsidiárias. Vale citar que os valores apurados das subsidiárias já contemplam os respectivos impactos da Lei nº 14.182, com os novos contratos de concessão, atualização das garantias físicas novas e demais atualizações.

1.2.1. Modelagem de precificação de Itaipu Binacional.

Conforme mencionado anteriormente, Itaipu, por ser uma entidade binacional (criada e regida por tratado assinado entre Brasil e Paraguai), deve permanecer sob controle direto ou indireto da União, de modo que será desmembrada da Eletrobras e transferida para a ENBPar. Nesse sentido, a Lei nº 14.182/2021 dispõe que a desestatização fica condicionada a reestruturação societária para manter o controle da União em Itaipu.

O Relatório da Modelagem da Eletrobras² informa que a valoração de Itaipu pode ser feita considerando que o Tratado binacional estabelece remuneração fixa de 12% sobre a participação no capital social detida por cada parte (originalmente, US\$ 50 milhões cada), denominada em dólares e corrigida anualmente pela variação do valor dessa moeda. Dessa forma, considera que tal perspectiva de fluxo de caixa livre futuro e, portanto, a própria medida de valor justo, guardaria relação com o valor do capital social da empresa.

Considerando que o controle do ativo vai permanecer com a União, qualquer que seja o veículo pelo qual exerce sua participação indireta, o relatório indica que deveria ser discutido, portanto, o valor pelo qual a Eletrobras deveria ser indenizada pelo investimento realizado no ativo, que seria, no entendimento colocado, o próprio capital social original, corrigido monetariamente por uma cesta de índices de inflação americana, haja vista que a remuneração do capital já teria sido quitada por meio dos pagamentos anuais (12%) à Eletrobras.

Descarta, dessa forma, a utilização da metodologia de fluxo de caixa descontado e propõe uma solução simples para valoração dessa indenização: utilizar o valor histórico integralizado originalmente pela Eletrobras, corrigido pela variação monetária conforme os índices e referências determinados pelo Tratado binacional até 2020 (e remunerado, durante o

² Relatório de Detalhamento de Modelagem, realizado pelo Serviço C (Consórcio Genial – Tauil e Chequer), de 18.10.2021.

exercício de 2021, pelos 12% estabelecidos pelo Tratado, além da citada correção). O trecho a seguir ilustra o raciocínio que embasa essa valoração singular:

“Essa peculiaridade da remuneração dos sócios de Itaipu faz com que essa participação se assemelhe, do ponto de vista financeiro, a um título de renda fixa que é indexado à inflação e que paga periodicamente determinada taxa fixa de cupom ao seu titular. Por este motivo, é razoável entender que o valor justo da participação em Itaipu pode ser calculado conforme a mesma metodologia utilizada para calcular o valor justo de títulos de renda fixa, qual seja: se a taxa de desconto utilizada, em termos reais, for igual à taxa de cupom paga pelo título indexado à inflação, o valor justo será igual ao valor nominal da emissão, atualizado pela inflação. Caso a taxa de desconto seja inferior à taxa de cupom do título, o valor justo será maior, e vice-versa.”

A forma como essa conta foi feita pressupõe a premissa de que somente o aporte inicial integralizado para erguer Itaipu, que seria o valor do capital social de Itaipu determinado pelo Tratado (de US\$ 100 milhões, sendo 50% devido pela Eletrobras), deverá ser considerado para a obtenção do valor justo. Logo, pressupõe que todos os demais aportes porventura feitos serão integralmente amortizados junto aos credores. Quanto a esse ponto, o BNDES confirmou que não houve outros aportes integralizados que não o inicial, convalidando a premissa.

Portanto, segundo o relatório, partindo de US\$ 50 milhões (50% de participação) e efetuando as correções monetárias citadas, o valor da participação da Eletrobras em Itaipu montaria, em janeiro de 2022, em cerca de US\$ 252,5 milhões, sendo este considerado o valor justo da transação de transferência da participação no ativo de Itaipu para a ENBPar. O relatório também indica que tal montante poderia ser ressarcido diretamente pela ENBPar para a Eletrobras e sugere que, se esse ressarcimento não for feito imediatamente, poderia ser parcelado em 30 anos, financiado por uma taxa de 5,549% ao ano, permanecendo passível de quitação a qualquer momento.

Cabe registrar que tal indicação e sugestão foram adotadas pela Resolução CPPI nº 203/21, de 19.10.2021, que aprovou a modalidade operacional, os ajustes e as condições para a desestatização da Eletrobras. Contudo, a Resolução do CPPI nº 221, de 29.12.2021, alterou a Resolução nº 203, e, com a nova redação, estabeleceu novos parâmetros para a transferência da totalidade da participação societária devida pela Eletrobras em Itaipu Binacional à ENBPar, conforme discutido no item 1.2.1.2 deste relatório.

Quanto ao descarte da utilização da metodologia de fluxo de caixa descontado, em sua manifestação, o Banco apresenta argumentos consistentes para não utilizar o método, dada a peculiaridade de remuneração dos sócios de Itaipu. Assim, o valor justo pode, de fato, ser considerado como a indenização pelo aporte original efetuado no ativo, representado pelo seu capital social devidamente corrigido, uma vez que a remuneração do capital (12%) já foi quitada ao longo do tempo.

1.2.1.1. Mitigação do risco de conflito de interesse na reestruturação que precede a desestatização da Eletrobras.

Durante a auditoria, verificou-se que, em relação à transferência de Itaipu para o controle indireto da União, havia um risco de ocorrência de conflito de interesses, nos termos da Lei nº 6.404/76, art. 115, devido à forma como estava delineada a reestruturação prevista na Lei nº 14.182/21, art. 3º, I. O BNDES foi questionado a respeito desse risco, em 09.12.2021, e adotou medidas com vistas a reduzi-lo, como relatado a seguir.

Embora, sob o ponto de vista da União, a modelagem adotada para a definição do valor justo não seja desvantajosa, haja vista que o valor justo porventura menor implica em uma indenização – a ser paga pela ENBPar – menos vultosa para a Eletrobras, cabe registrar que tal modelagem pode não ser vantajosa para a Eletrobras (em especial, para os acionistas minoritários), que, a partir de 2023, se não houvesse essa reestruturação, deteria Itaipu já totalmente amortizada.

Assim, embora a União detenha legalmente a prerrogativa de proferir voto sobre a reestruturação societária para manter Itaipu sob o seu controle na assembleia de acionistas da Eletrobras que deliberará sobre a desestatização (Lei nº 14.182/21, art. 3º, I), cabe notar que poderia ser arguido um conflito de interesse da controladora União, conforme caracterizado pelo art. 115 da Lei nº 6.404/1976, pois o seu voto poderia ser interpretado como desfavorecimento à Eletrobras, face à forma de modelar o valor justo de Itaipu.

Diante disso, questionou-se ao BNDES se haveria como dirimir ou mitigar esse risco, através, por exemplo, da apresentação transparente desse valor justo aos acionistas por ocasião da assembleia que iria aprovar a desestatização, ou da adoção de outra forma de modelar o valor justo que considere o fluxo de caixa futuro do ativo de Itaipu. Em resposta³, o Banco se manifestou da seguinte forma:

No que tange o potencial conflito de interesses da controladora União, concordamos com o apontamento levantado pela CGU e, por isso, foi introduzida na Resolução CPPI nº 221 (notadamente no Art. 11, inciso XVIII, parágrafo 5º), a necessidade de abstenção de voto da União nesta matéria na assembleia geral da Eletrobras, em adição aos itens de abstenção obrigatória por lei.

É importante destacar que o BNDES, na construção dos documentos da assembleia geral, apresentados e propostos à Eletrobras, incluiu um anexo com a demonstração detalhada do cálculo, atendendo proativamente à sugestão da CGU no que diz respeito à apresentação transparente do valor justo de Itaipu aos acionistas da Eletrobras por ocasião da assembleia de acionistas que irá aprovar a desestatização.”

Portanto, o Banco concordou com o apontamento e o CPPI, conforme permitido pela Lei nº 14.182/21, art. 3º, § 1º, estabeleceu condições adicionais às previstas para aprovação da desestatização pela assembleia geral de acionistas da Eletrobras. Especificamente, na Resolução CPPI nº 221, de 29.12.2021, estabeleceu que a União se abstenha de votar na

³ Por meio da Nota Técnica AED nº 03/2022 e AJ2/JUDEP nº 03/2022, de 06.01.2022.

matéria “Reestruturação” na assembleia geral, em adição aos itens de abstenção obrigatória por lei (Lei nº 14.182/21, art. 3º, § 6º).

Adicionalmente, incluiu, na construção dos documentos da assembleia geral, apresentados e propostos à Eletrobras, um anexo com a demonstração detalhada do cálculo da valoração de Itaipu, atendendo proativamente à sugestão da CGU. Com isso, a decisão sobre a reestruturação, na assembleia geral, ocorrida em 22.02.2022, coube exclusivamente aos acionistas minoritários, que estiveram municiados para deliberar sobre o desmembramento de Itaipu da Eletrobras, cientes da valoração efetuada, o que mitiga o risco de arguição futura de conflito de interesse do acionista controlador, a União, nos termos do art. 115 da Lei nº 6.404/1976.

1.2.1.2. Alteração das condições para o pagamento da transferência da participação em Itaipu.

Com relação à transferência do ativo de Itaipu da Eletrobras para a ENBPar, verificou-se que havia a possibilidade de melhoria das condições propostas pela modelagem para o pagamento dessa transferência, a ser pago pela ENBPar à Eletrobras no contexto da desestatização. O BNDES foi questionado a respeito dessa possibilidade, em 09.12.2021, e o CPPI adotou medidas com vistas a implementar a melhoria.

Conforme a Resolução CPPI nº 203/2021, de 19.10.2021, em linha com o previsto na Lei nº 14.182/2021, foi aprovada, como condição para a desestatização, a celebração de contrato de transferência da totalidade da participação detida pela Eletrobras no capital social da Itaipu Binacional à ENBPar, por meio do pagamento de contraprestação a ser definida, com cláusula suspensiva condicionando sua eficácia à liquidação da Oferta Pública Global (capitalização da Eletrobras).

Esta contraprestação foi definida pela modelagem⁴ como sendo a indenização correspondente ao capital social de Itaipu determinado pelo Tratado Binacional, conforme exposto no item 1.2.1 deste relatório. Portanto, partindo de US\$ 50 milhões (50% de participação) e efetuando as correções monetárias citadas, o valor da participação da Eletrobras em Itaipu montaria, em janeiro de 2022, em cerca de US\$ 252,5 milhões, sendo este o valor justo da transação. A modelagem também indicava que tal montante poderia ser ressarcido diretamente pela ENBPar para a Eletrobras, e sugeria que, se esse ressarcimento não fosse feito imediatamente, poderia ser parcelado em 30 anos, financiado por uma taxa de 5,549% ao ano, permanecendo passível de quitação a qualquer momento. Cabe registrar que tais condições foram adotadas pela citada Resolução CPPI nº 203/21, que aprovou a modalidade operacional, ajustes e condições para a desestatização da Eletrobras.

Haja vista essas condições estabelecidas para o pagamento da transferência da participação em Itaipu, solicitou-se ao Banco justificar a indicação para que o pagamento fosse feito (i)

⁴ Relatório de Detalhamento da Modelagem Eletrobras, de 18.10.2021.

imediatamente; ou (ii) parcelado em 30 anos a uma taxa de 5,549% (o que implicaria em um valor de US\$ 258 milhões pago a título de juros ao fim do período, maior que o principal). Na opinião da equipe de auditoria, tal transferência de ativos entre empresas controladas pela União poderia ser registrada contabilmente, fazendo este valor constar no ativo da Eletrobras, como crédito a receber, e no passivo da ENBPar, como passivo a pagar, de modo que a quitação poderia se dar em exercícios futuros, inclusive por meio de compensação de energia via CCEE. Assim, foi solicitado ao Banco esclarecer por que outras alternativas não foram examinadas e comparadas pelo consultor contratado.

Verificou-se que, a partir dos questionamentos, o Banco reviu a forma de pagamento da transferência da participação em Itaipu e implementou melhoria, formalizada em nova resolução do CPPI, conforme manifestação do BNDES⁵:

“Por fim, no que diz respeito ao item “c”, como já exposto acima, de acordo com a Resolução CPPI nº 221, de 29 de dezembro de 2021, Art. 11, inciso II, alíneas “b”, “c” e “d”, o novo prazo de 36 meses para a parcela do preço referente à remuneração de capital de 2021 e de 240 meses para o restante, foi acordado entre as partes – Eletrobras e União -, conforme critérios de comutatividade pertinentes à Eletrobras e de viabilidade de fluxo de caixa de curto prazo para a ENBPar, que tem a prerrogativa de pré-pagar o saldo devedor a qualquer tempo. Em termos da análise de outras alternativas para o pagamento do valor justo pela ENBPar à Eletrobras, cabe informar que, após o amadurecimento das discussões e negociações entre as partes, as propostas acerca das condições de pagamentos foram incluídas na Resolução CPPI nº 221 (atualização à Resolução nº 203). Vale registrar, inclusive, que não foi prevista a possibilidade de pagamento por meio de compensação de energia via CCEE, porque esta geraria elevada complexidade durante o período de transição e, após esse período, em tese, deveria ser indiferente para a ENBPar, uma vez que ela auferia as receitas da comercialização da energia de Itaipu.”

Em análise à manifestação, verifica-se que a Resolução CPPI nº 221/21 trouxe o seguinte, em relação ao referido pagamento:

Art. 11 (...)

II - celebração de contrato de transferência da totalidade da participação societária detida pela ELETROBRAS em Itaipu Binacional à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. ("ENBPar"), pela contraprestação de R\$ 1.212.148.151,65 [...] ("Preço"), equivalentes a US\$ 233.253.440,00 [...], na data-base de 31 de dezembro de 2020, observadas as seguintes diretrizes mínimas:

- a) atualização dos valores devidos pela variação do dólar dos Estados Unidos da América, além dos mecanismos de correção monetária e de remuneração previstos no Tratado de Itaipu e notas reversais subsequentes;
- b) caso o rendimento sobre o capital de Itaipu referente ao exercício social de 2021 já tenha sido liquidado à ELETROBRAS até a data do cumprimento integral das condições de eficácia do contrato, referida parcela deverá ser deduzida do Preço; caso contrário, será pago em trinta e seis parcelas mensais;
- c) o restante do Preço será pago em duzentas e quarenta parcelas mensais; e

⁵ Por meio da Nota Técnica AED nº 03/2022 e AJ2/JUDEP nº 03/2022, de 06.01.2022.

d) os parcelamentos fixados nas alíneas "b" e "c" serão calculados com base no Sistema Price de amortização, à taxa de juros de quatro inteiros e setecentos e sessenta e três milésimos por cento ao ano, e atualizados pela variação cambial do dólar dos Estados Unidos da América, garantida à ENBPar a prerrogativa de pré-pagamento, a qualquer tempo, do saldo remanescente das parcelas; [...]

Observa-se que tanto o prazo (alterado de 360 para 240 meses) quanto os juros do pagamento parcelado (reduzidos de 5,549% para 4,763%) foram alterados em relação ao proposto inicialmente pela modelagem, com possível benefício financeiro à União decorrente de redução da taxa, crescente caso se utilize o cronograma alongado para quitação.

1.2.2. Modelagem de precificação da Eletronuclear.

A Eletronuclear foi constituída com a finalidade de explorar, em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica, sendo que a exploração dos serviços e instalações nucleares constitui competência exclusiva da União nos termos do artigo 21, inciso XXIII, da Constituição Federal de 1988.

Portanto, assim como Itaipu Binacional, a subsidiária Eletronuclear, por força constitucional, deve permanecer sob controle direto ou indireto da União, conforme também é determinado na Lei nº 14.182/2021. Tal reestruturação societária pode ser feita por meio de compra e venda de ações de emissão da Eletronuclear entre a ENBPar e a Eletrobras, ou por meio de aumento de capital votante da Eletronuclear subscrito e integralizado pela ENBPar.

Para tanto, os atos societários previstos para a reestruturação precisam ter como referência o valor justo da Eletronuclear. Neste caso, considerando que a Eletronuclear não seria privatizada e permaneceria no controle da União, bastaria que o valor fosse calculado por laudo de avaliação, sem a necessidade de dois estudos independentes. Dessa forma, apenas o Serviço A realizou a avaliação econômico-financeira da Eletronuclear para a precificação da empresa e de seus ativos operacionais, Angra 1 e Angra 2.

Contudo, para a valoração da Eletronuclear, seria necessário avaliar o empreendimento Angra 3, obra que estava paralisada e cuja retomada e conclusão dependem dos estudos da viabilidade econômico-financeira do projeto, que incluem a atualização de orçamento das etapas pendentes, de seu financiamento em condições de mercado, bem como da definição do preço da energia a ser produzida pela usina.

Como esses estudos não foram concluídos e a valoração da Eletronuclear precisava ser realizada em função do cronograma estabelecido para a desestatização da Eletrobras e para a reestruturação societária, a solução encontrada apresenta riscos que serão relatados na sequência.

1.2.2.1. Riscos envolvidos na modelagem de Angra 3.

Em relação ao projeto de Angra 3, a avaliação realizada pelo Serviço A considerou as informações recebidas do Ministério de Minas e Energia, por meio do Ofício nº 433/2021/SE-MME, em que o citado Ministério indica ao BNDES e ao CNPE que:

“o preço de energia de Angra 3 a ser adotado seja aquele que, segundo os estudos contratados pela ETN [Eletronuclear] junto ao BNDES, seja suficiente para cobrir todos os custos de construção, financiamento, considerando sua garantia física, bem como os custos de remuneração do capital, tributários, administrativos e de natureza operacional, que serão atribuídos aos usuários finais do SIN conforme previsto no art. 10 da Lei nº 14.120, de 2021, observadas determinadas premissas a serem estabelecidas em Resolução do CNPE cuja minuta segue em anexo”.

Vale mencionar que, em 25.10.2019, o BNDES foi contratado pela Eletronuclear para realizar estudos voltados à viabilização do empreendimento Angra 3. Os estudos envolvem a definição do modelo operacional e do modelo financeiro, contemplando a estruturação por meio da segregação do risco financeiro (que será objeto de contratos de financiamento bancário e/ou de instrumentos de mercado de capitais) em relação ao risco de construção, que será objeto de contratos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*). Este tipo de contrato compreende em um só instrumento o projeto, a construção, a compra de equipamentos e a montagem para obra ou empreendimento, e, no caso de Angra 3, abará serviços remanescentes da planta nuclear, bem como *procurement*, construção, montagem e comissionamento da planta nuclear⁶.

A minuta mencionada no ofício do MME resultou na Resolução CNPE nº 23, de 20.10.2021, que estabelece diretrizes para a definição do preço de energia de Angra 3, da seguinte forma:

Art. 1º O preço da energia elétrica produzida pela Usina Termelétrica Nuclear Angra 3 será o resultante dos estudos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, e considerará a viabilidade econômico-financeira do empreendimento no prazo do Contrato de Comercialização da Energia da Usina, bem como sua financiabilidade em condições de mercado, de acordo com os seguintes parâmetros:

I - custo de capital próprio de 8,88% ao ano, em termos reais, ao longo do prazo do Contrato de Comercialização da Energia Elétrica produzida pela Usina;

II - os valores de investimento para a implantação de Angra 3, realizados a partir da data-base definida no inciso V e previstos conforme o estudo contratado pela Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES;

III - os dispêndios para amortização e pagamento de juros das dívidas novas e pré-existentes, ou sua eventual conversão, conforme modelagem a ser definida;

IV - conversão em capital de mútuos e Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital - AFACs que constem da posição patrimonial na data-base definida no inciso V; e

V - 30 de junho de 2020 como data-base dos estudos referidos no caput.

§ 1º Caberá ao BNDES a realização dos melhores esforços na estruturação e captação de novos financiamentos do projeto.

§ 2º A Empresa de Pesquisa Energética será ouvida em relação ao impacto ao consumidor previamente à aprovação do preço de que trata o caput.

⁶ Fonte: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/processos-em-andamento/projeto-de-parceria-de-angra-3>. Acesso em 15.02.2022.

Art. 2º Nos termos do art. 10, § 2º, inciso III, da Lei nº 14.120, de 2021, com vistas a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato, poderá ser realizada revisão extraordinária do preço da energia elétrica a ser homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Art. 3º Nos termos do art. 10, § 4º, da Lei nº 14.120, de 2021, as reduções de custos decorrentes da existência de competição em contratações de fornecedores para conclusão do empreendimento deverão ser incorporadas de forma a reduzir o preço da energia elétrica produzida pela Usina Termelétrica Nuclear Angra 3.

Com isso, para realizar a avaliação econômico-financeira da Eletronuclear, no contexto da desestatização da Eletrobras, faltava a definição do preço de energia de Angra 3, visto que o preço da tarifa desse ativo seria calculado pelo BNDES com base nos estudos contratados pelo Banco quanto à viabilidade de Angra 3 e aos investimentos necessários para a conclusão das obras.

Neste sentido, o Relatório de avaliação econômico-financeira⁷ da Eletronuclear, elaborado pelo Serviço A, informa que o valor do ativo Angra 3 baseia-se e é materialmente dependente do valor definido como preço de energia para a usina, que é objeto de estudos de equipe técnica do BNDES, não concluídos até a data de entrega do Relatório (outubro de 2021). Logo, o valor do ativo Angra 3 pode sofrer alterações substanciais após a conclusão dos estudos do BNDES.

Segundo o referido Relatório, o preço de energia de Angra 3 deverá ser calculado de tal forma que seja suficiente para recompor os dispêndios realizados na conclusão do empreendimento, o que foi denominado como conceito de “VPL zero”. Portanto, devido à inconclusão dos estudos a respeito da viabilidade econômico-financeira de Angra 3, a solução para a valoração desse ativo e para a avaliação da Eletronuclear foi presumir que será adotada uma tarifa do preço de energia produzida por Angra 3 capaz de recompor totalmente os custos de construção e operação da usina em data base definida.

Desse modo, o Relatório informa ainda que, para atender a demanda do contrato, que solicita a avaliação da Eletronuclear com a apresentação de valor a Angra 3, o Serviço A baseou-se no anexo ao Ofício nº 433/2021/SE-MME (minuta da Resolução CNPE nº 23), ou seja, considerou o preço da tarifa de modo a amortizar todo o investimento no empreendimento e obter o VPL zero de Angra 3.

Com isso, o Relatório da avaliação econômico-financeira da Eletronuclear apresentou um valor para Angra 3, mas alertou que ele poderá ser alterado, caso o BNDES defina um preço de tarifa distinto daquele que resulta em VPL zero.

Assim sendo, a avaliação dos ativos de Angra 1 e 2 foi de R\$ 2,263 bilhões e de Angra 3, R\$ 1,205 bilhão, totalizando R\$ 3,468 bilhões para a Eletronuclear⁸ na data base de 31.03.2021,

⁷ Realizado pelo Serviço A, empresa BR Partners, página 6.

⁸ Relatório da avaliação econômico-financeira da Eletronuclear, páginas 37 a 39.

atualizado para R\$ 3,657 bilhões em 30.09.2021. Todavia, o Serviço A ressalva que não poderá ser responsabilizado pelo valor atribuído ao ativo de Angra 3.

Com relação aos riscos ao atingimento da premissa de “VPL zero”, enfatiza-se o risco de que o preço da tarifa desse ativo não venha a ser aprovado no CNPE para assegurar VPL zero ao projeto, em observância aos princípios da razoabilidade e da modicidade tarifária previstos no artigo 10 da Lei nº 14.120/2021 e no § 2º do art. 1º da Resolução CNPE nº 23/2021. Destaca-se ainda que, mesmo com a aprovação do preço da tarifa pelo CNPE, há risco de que os custos da obra possam escalar ou de atraso na sua execução com a entrada em operação da usina sendo postergada, levando a revisões de cronograma que acarretem aumento de custos e impacto nos fluxos de receitas e de caixa. Há ainda a possibilidade de o TCU emitir decisão desfavorável quanto à fixação do preço da energia e à decisão de concluir a usina de Angra 3, nos termos do artigo 3º, parágrafo 2º do Decreto nº 9.915/2019.

Diante das limitações e incertezas na valoração de Angra 3 quanto ao “VPL zero” e, conseqüentemente, da Eletronuclear, foram realizados questionamentos ao BNDES abrangendo os riscos envolvidos na modelagem adotada para a valoração da usina, visto que o Banco foi contratado em outubro de 2019 para realizar os estudos, porém, mesmo após dois anos, tais estudos não foram finalizados:

- a) avaliação econômico-financeira da Eletronuclear elaborada sem os cenários envolvendo as incertezas quanto à viabilidade do empreendimento e ao financiamento necessários à conclusão da obra de Angra 3.
- b) medidas mitigatórias para os riscos acima elencados pela CGU, visando a reduzir os efeitos provenientes de seus impactos nas avaliações realizadas de Angra 3 e Eletronuclear para reorganização societária. Isso se deve ao fato de que, atualmente, a integralidade do risco do empreendimento está alocada na Eletrobras, que tem participação da União, direta e indireta, de 61,77% no capital total da Eletrobras, logo 38,23% capital privado. Com a reestruturação, haverá um aumento das conseqüências dos riscos à União, com a possibilidade de ente federal arcar com um preço superior ao apurado com base no VPL zero, caso algum dos eventos venha a se materializar, considerando que após a reestruturação e capitalização da Eletrobras, a União terá 45% de participação na Eletrobras e mais a sua participação na Eletronuclear, por meio da ENBPar, o que pode resultar em condições não comutativas à União.
- c) previsão compensatória adequada para equilibrar a negociação, proposta de condições comutativas (artigo 245 da Lei nº 6.404/1976) à União, de modo que a ENBPar possa ser ressarcida de eventuais prejuízos, caso: i) o preço de tarifa seja definido em valor inferior ao de equilíbrio; ii) as instâncias competentes deliberassem pela não continuidade das obras devido à inviabilidade do projeto.

Por meio da Nota AED 11-2022, de 10.03.2022, o BNDES apresentou a sua manifestação quanto aos quesitos anteriores. Em relação à avaliação econômico-financeira da Eletronuclear, o Banco informa que a modelagem foi elaborada em consonância com a solicitação encaminhada pelo Ministério de Minas e Energia. Informa ainda que a aprovação da Resolução CNPE nº 23/2021 pode mitigar, em parte, o risco de deliberação futura pelo

próprio CNPE que leve a preço de energia diferente daquele que será proposto pelo BNDES, ao final dos estudos.

O Banco ressalta que a realização da reestruturação societária da Eletronuclear, com base na metodologia adotada, implica assumir previamente a premissa de que as situações elencadas no Relatório de Modelagem⁹ ocorrerão necessariamente da maneira descrita abaixo, aceitando-se, portanto, os riscos associados aos cenários em que uma ou mais das referidas premissas não se concretizem (“Riscos Tarifários”):

- (i) os estudos contratados pela Eletronuclear junto ao BNDES confirmarão a viabilidade do projeto de retomada e conclusão das obras de Angra 3;
- (ii) a Eletronuclear será capaz de concluir a contratação do EPCista e a captação do financiamento necessários à conclusão da Usina de Angra 3;
- (iii) o CNPE considerará que o preço da energia que cobre todos os custos atende aos princípios da razoabilidade e da modicidade tarifária;
- (iv) o TCU emitirá decisão favorável quanto à observância ao disposto no artigo 10 da Lei nº 14.120/2021 na fixação do preço da energia e quanto à decisão de concluir a Usina de Angra 3, nos termos do artigo 3º, parágrafo 2º do Decreto nº 9.915, de 16 de julho de 2019; e
- (v) as instâncias competentes não farão opção pela desmobilização da Usina de Angra 3.

Além disso, o Banco informa que, a respeito aos riscos de sobrecusto da obra, estes poderiam ser encarados como parte do risco usual do negócio, para o qual se espera que seus acionistas sejam remunerados pelo custo de capital fixado na Resolução, e que o risco de entendimento ou determinação divergente pelo TCU é considerado inerente ao processo.

Quanto ao aumento das consequências dos riscos à União e à previsão compensatória para equilibrar a negociação, o BNDES informa que não há esse tipo de previsão e que a modelagem proposta seguiu as determinações recebidas do MME, adotando a premissa de que a energia da usina será comercializada pelo preço que viabiliza o projeto, e ainda as diretrizes emanadas pelo Governo Federal:

- a) o controle da Eletronuclear deve ser necessariamente transferido à ENBpar previamente à Desestatização;
- b) a construção da usina está incluída no rol de prioridades estratégicas do governo;
- c) dado o cronograma, não seria possível concluir os estudos e fixar a tarifa antes da implementação da reestruturação;
- d) os possíveis impactos negativos da adoção de mecanismo de ajuste de preços na precificação da Oferta foram considerados superiores aos riscos tarifários.

Diante do exposto, em relação aos riscos associados à elaboração da avaliação da Eletronuclear sem os cenários que consideram as incertezas envolvendo a viabilidade de Angra 3, caso uma ou mais premissas do modelo proposto não se concretizem ou caso o VPL

⁹ Relatório de Detalhamento de Modelagem, realizado pelo Serviço C (Consórcio Genial – Tauil e Chequer), páginas 113 e 114.

seja inferior a zero, a União ficará em situação desfavorável na negociação com a Eletrobras. Ou seja, a transação, quando analisada individualmente, pode vir a não ser comutativa. Os riscos inerentes à reestruturação societária em andamento podem resultar em um valor superior ao justo pago pela União para adquirir o controle da Eletronuclear por meio da ENBPar.

1.2.2.2. Reconhecimento de dividendos acumulados no contexto da reestruturação da Eletronuclear.

Na proposta de reestruturação societária, está prevista a realização de aporte de R\$ 3,500 bilhões pela ENBPar na Eletronuclear, visando a assumir o controle desta. Por outro lado, a Eletrobras realizará aporte de R\$ 1,400 bilhões, além de conversão de R\$ 2,100 bilhões em AFAC já existentes e compensação de R\$ 2,704 bilhões em dividendos.

Conforme previsto na modelagem do BNDES e nas Resoluções CNPE nº 203/2021 e 221/2021, a Eletronuclear declarará dividendos às ações preferenciais, cumulativos desde 2010, no montante de R\$ 2,704 bilhões. A Eletrobras é detentora de 99,98% das ações preferenciais da Eletronuclear e seria, portanto, a beneficiária desses dividendos. Utilizará, então, os créditos desses dividendos para integralização de ações na reestruturação da empresa.

Essa arquitetura foi inserida na modelagem em razão de que o não pagamento de dividendos mínimos cumulativos teria conferido às ações preferenciais direito a voto, por força do art. 111 da Lei nº 6.404/1976. Caso mantido este direito, identificou-se o risco de que, após a reestruturação societária da Eletronuclear, os preferencialistas poderiam utilizá-lo para participar do controle da companhia, o qual, por força de norma constitucional, deve ser exercido pela União.

Cabe ressaltar que, a partir de 2010, a Eletronuclear vem acumulando prejuízos e que não houve contabilização de dividendos em demonstrações financeiras da Eletronuclear. Questionada sobre os motivos pelos quais tal contabilização não ocorreu, a Eletrobras informou¹⁰ que o reconhecimento contábil dos dividendos somente seria possível a partir da existência de lucro, nos termos do art. 202, caput, da Lei nº 6.404/1976, ou a partir de constituição de reserva de capital, conforme art. 17, parágrafo 6º c/c art. 200, V da referida lei. Registra-se que as eventuais omissões de informação, nas demonstrações contábeis da Eletrobras e/ou da Eletronuclear, sobre os dividendos devidos, foram objeto de análise pelo Tribunal de Contas da União¹¹.

Para estruturação da operação, a Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da Eletrobras (AGE) de 22.02.2022 aprovou a orientação para que a Eletronuclear emitisse 308.443.302.951 novas ações ordinárias, pelo preço total de emissão de R\$ 7.606.963.647,84, e 86.367.502.441 novas ações preferenciais, no valor total de R\$ 2.130.033.121,60 (em conjunto, “Novas Ações”), sendo que, do valor total da emissão, R\$ 2.704.317.107,98 seriam destinados à

¹⁰ Por meio da CTA-PR-0079/2022, de 15.03.2022.

¹¹ Relatório Sintético Público de Análise da Modelagem Econômico-Financeira para a Capitalização da Eletrobras, peça 452 do TC 008.845/2018-2.

formação de reserva de capital, enquanto o valor remanescente seria destinado à conta de capital social.

A reserva de capital seria, em seguida, utilizada para o reconhecimento e a quitação da totalidade dos dividendos prioritários mínimos cumulativos das ações preferenciais de emissão da Eletronuclear (devidos, essencialmente, à Eletrobras), acumulados em razão do não pagamento aos preferencialistas entre 2010 e 2021. Para tanto, em sua AGE a Eletronuclear declararia dividendos no montante de R\$ 2.703.020.820,70, atualizados na forma do Decreto nº 2.673/1998, bem como aprovaria autorização estatutária para que sejam pagos à conta de reserva de capital.

Posteriormente, a Eletrobras subscreveria parte das Novas Ações, sendo 166.379.229.311 ações ordinárias e 86.326.103.046 ações preferenciais, pelo preço total de emissão de R\$ 6.232.329.437,73 (em conjunto, "Novas Ações Eletrobras"), devendo a respectiva integralização ocorrer na data da liquidação da oferta pública da Eletrobras, sendo: (a) R\$ 2.698.927.439,83, utilizando-se prioritariamente os créditos relativos aos dividendos reconhecidos conforme o parágrafo anterior; (b) R\$ 3.529.308.617,02 prioritariamente mediante a capitalização de adiantamentos para futuro aumento de capital realizados pela Companhia na Eletronuclear até janeiro de 2022; e (c) em moeda corrente nacional, com relação ao valor remanescente.

Finalmente, a mesma AGE da Eletrobras aprovou a cessão, à ENBPar, a título gratuito, do direito de preferência de subscrição de parte das Novas Ações, em volume equivalente a R\$ 3.500.000.000,00, correspondente a 141.916.224.437 ações ordinárias ("Novas Ações ENBPar"), sendo que, para exercício do direito, a ENBPar deverá realizar a integralização na data da liquidação da Oferta (capitalização da Eletrobras), em moeda corrente.

Assim, em decorrência da complexa modelagem proposta, a ENBPar subscreverá ações da Eletronuclear e as integralizará em dinheiro, enquanto à Eletrobras foi possibilitada a integralização de parte do aumento de capital com créditos que somente foram reconhecidos em decorrência da reestruturação. Ressalta-se que, não obstante a adequação da operação à legislação societária, a Eletronuclear possuía prejuízos acumulados e sua situação econômica não apresentava perspectiva de geração de lucro para distribuição aos acionistas, como é possível inferir a partir da ênfase do auditor independente sobre "incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional".

Por outro lado, o cenário base utilizado para avaliação de valor da Eletronuclear considerou a aprovação da Lei nº 14.120/2021, que estabeleceu a premissa de neutralidade do empreendimento Angra 3 (com transferência do ônus de revisão de custos ao consumidor) e, por consequência, criou condições para a viabilidade do empreendimento e para a viabilidade da própria empresa.¹²

¹² As condições estabelecidas pela Lei 14.120/2021 e pelas resoluções CNPE 203 e 221 mencionam a necessidade de conciliar a viabilidade do empreendimento com o interesse do consumidor, o que foi objeto da análise do tópico anterior deste relatório.

O efeito final da operação, em última instância, propiciou à Eletrobras e seus acionistas, a União e investidores privados, a conversão de um direito (ao qual não foi dada transparência em razão da não contabilização) que seria de difícil recebimento, não fosse a reestruturação prevista na Lei nº 14.182/2021, em uma maior participação na Eletronuclear – ou menor diluição – face à da ENBPar, empresa pública.

Acerca dos aspectos legais envolvidos na transação, cabe pontuar que, no Relatório de modelagem¹³, consta a informação de que o estatuto não estabelece a base de cálculo para pagamento de dividendos e que teria sido adotado o entendimento da Eletrobras e da Eletronuclear de que a base seria o capital social das ações preferenciais. Sobre a adoção deste entendimento, o BNDES apresentou à CGU os seguintes esclarecimentos adicionais:

Conforme explicação constante do Relatório de Mapeamento Jurídico, o estatuto social da Eletronuclear estabelece que as ações PNs conferem as seguintes preferências aos seus titulares:

- i. prioridade no reembolso de capital, sem direito de prêmio;
- ii. dividendo prioritário mínimo cumulativo de 10% ao ano e participação, em igualdade de condições com as ONs, nos lucros que remanescerem depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ONs; e
- iii. direito a voto nas deliberações das assembleias gerais extraordinárias sobre a alteração do estatuto social da Eletronuclear.

A redação do estatuto é capaz de gerar dúvidas sobre o critério de cálculo dos dividendos a serem pagos aos preferencialistas e, posteriormente, aos ordinaristas. Nesse sentido, em consulta à Eletronuclear, verificou-se que a companhia entende que os percentuais acima descritos devem ser calculados da seguinte forma:

- (i) os detentores das PNs devem receber dividendo mínimo cumulativo, equivalente a (i.1) 10% do capital social da Eletronuclear multiplicado por (i.2) percentual do capital social representado pelas PNs;
- (ii) após o pagamento descrito no item “a” acima, caso haja dividendos a distribuir, estes devem ser pagos aos detentores das ONs, até que estes tenham recebido valor equivalente a (ii.1) 12% do capital social da Eletronuclear multiplicado por (ii.2) percentual do capital social representado pelas ONs;
- (iii) os dividendos remanescentes devem ser pagos de forma proporcional à participação dos acionistas no capital social da Eletronuclear.

Essa inclusive foi a interpretação utilizada pela Companhia na última vez em que foram distribuídos dividendos, no exercício de 2009. Conforme planilha disponibilizada pela Eletronuclear, contendo o “Demonstrativo Da Distribuição De Dividendos do Balanço de 31 De Dezembro de 2009 por Acionista, os preferencialistas receberam R\$ 72.320.262,84 em dividendos, cujo cálculo foi feito da forma descrita acima:

¹³ Relatório de Detalhamento de Modelagem, realizado pelo Serviço C, página 102.

DEMONSTRATIVO DA DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS DO BALANÇO DE 31 DE DEZEMBRO DE 2009

Fonte: Eletronuclear

Síntese do Capital Social			
Tipo de Ações	Quantidade de Ações	Valor do Capital Social	Proporção
Ordinárias	9.620.213.143	2.572.829.267,12	78,06%
Preferenciais	2.704.168.333	723.202.628,44	21,94%
Capital Social Total (R\$)	12.324.381.476	3.296.031.895,56	100,00%
Dividendo mínimo cumulativo da PNs	10%		
10% do Capital Social Total (R\$) (i.1)	329.603.189,56		
Dividendo PNs (R\$) = (i.1) * (i.2)	72.320.262,84		

Dessa forma, tanto os detentores de ONs quanto os de PNs teriam direito a dividendos mínimos, sendo aqueles devidos às PNs também cumulativos e não dependentes de lucro.

Com relação à interpretação da base de cálculo adotada para cálculo dos dividendos mínimos atribuídos a ações preferenciais, cabe registrar que a composição dos dividendos pagos no período de 2005 a 2009, registrados nas atas da 30ª à 34ª Assembleia Geral Ordinária (AGO) da Eletronuclear e seus anexos, confirmam que a empresa sempre considerou o capital como base de cálculo. Entende-se, portanto, afastada a dúvida quanto à precisão.

Há, contudo, duas questões centrais a serem analisadas: a primeira delas seria se os acionistas tinham de fato direito aos dividendos e se tais dividendos seriam devidos/exigíveis; e a segunda seria se as ações preferenciais já teriam ou não adquirido direito a voto em razão do não pagamento de dividendos.

A primeira questão foi superada a partir da análise das disposições estatutárias, da Lei nº 6.404/1976 e das manifestações do BNDES e da Eletrobras. Ainda que não pagos, não reconhecidos e não contabilizados, as ações preferenciais tinham de fato direito a dividendos mínimos cumulativos.

Quanto à segunda questão, o entendimento do BNDES foi de que as ações preferenciais teriam automaticamente adquirido direito a voto em decorrência do não pagamento dos dividendos mínimos assegurados no estatuto. O argumento do banco é que a aquisição do direito já se processou, sendo anterior, portanto, à reestruturação.

Nesse sentido, cabe observar que a Eletrobras já vem participando das assembleias gerais representando todo o seu capital (e não apenas suas ações ordinárias), ou seja, já vem exercendo direito a voto inclusive sobre as preferenciais¹⁴. Pela composição acionária atual, não há qualquer impacto em termos de decisões, porque a companhia é proprietária da quase totalidade das ordinárias e das preferenciais.

A importância do fato é que ele materializa a tese de que o não pagamento dos dividendos mínimos conferiu direito a voto às preferenciais, uma vez que, pelo menos desde 2015, tal direito já vem sendo exercido pela empresa. Portanto, a segunda questão também foi superada, pois, como relatado pelo BNDES na sua manifestação, é condição para a reestruturação que a União mantenha o controle da ETN apesar desse direito.

¹⁴ Atas das AGO 39ª a 45ª e resposta da Eletrobras à Solicitação de Auditoria nº 1034287/23.

Por fim, cabe pontuar que a transação agrega um risco adicional à Eletronuclear – e que pode se traduzir em acréscimo no preço pago pelo consumidor de energia elétrica – em razão de eventuais tributos gerados pela operação.

Nesse sentido, foi questionado ao banco quanto ao risco de descaracterização dos dividendos pela Receita Federal do Brasil (RFB) em função da semelhança com os juros sobre capital próprio, no qual haveria a incidência tributária e/ou risco de ações trabalhistas em função do entendimento de que geralmente há pagamento de dividendos após a apuração de lucros e depois do pagamento de participação nos lucros aos empregados. O BNDES assim se manifestou:

[...] a forma de cálculo dos dividendos mínimos foi um pressuposto da modelagem, conforme informações que foram fornecidas pela Eletronuclear. Portanto, não foram, durante a modelagem, analisados riscos relacionados à atual interpretação adotada pela Eletronuclear sobre seu estatuto social.

Conforme mencionado acima, no entanto, existe certa flexibilidade no estabelecimento dos critérios do cálculo de dividendos mínimos atribuídos a ações preferenciais e que o critério estabelecido pelo Estatuto Social da Eletronuclear não é pouco usual.

Ressaltamos que o pagamento de dividendos sem que haja lucros, além da mencionada previsão estatutária, será também baseado em previsão específica na Lei nº 6.404/1976 (Transcreveu o art. 200, caput, V e o art. 17, § 6º).

Depreende-se que o risco tributário associado ao reconhecimento retroativo dos dividendos não foi avaliado pelo BNDES. Já a Eletrobras o reconhece:

[Risco de] Autuação da Receita Federal em relação ao entendimento sobre a correção do saldo de dividendos devidos (~R\$ 2,6 bi). A despeito do entendimento de que o saldo corrigido pela Selic será registrado como montante fechado (sem abertura da composição), em função do montante e da singularidade da proposição, a operação pode ser escrutinada pela Receita Federal. O BNDES entende que sobre a atualização monetária dos dividendos devidos pela taxa SELIC, não haveria recolhimento de Imposto de Renda, visão não compartilhada pela equipe técnica da Eletrobras (NT DFCT-008/2021, de 31/12/2021). O impacto estimado é de aproximadamente R\$ 200 milhões para a Eletrobras. Haverá, por conseguinte, impacto no mesmo valor no fluxo de caixa da Eletronuclear, que deverá recolher o tributo à vista. (Nota Técnica DCR – 011/2021, de 07.01.2022)

Avalia-se que a modelagem proposta para reestruturação da Eletronuclear, envolvendo o pagamento de dividendos acumulados às ações preferenciais, cumpriu os requisitos legais e societários. Contudo, ressaltam-se os riscos inerentes a possíveis efeitos tributários e a questionamentos quanto a eventuais omissões de informação, nas demonstrações contábeis da Eletronuclear, e por consequência, nas da Eletrobras, incluindo desdobramentos da avaliação conduzida pelo Tribunal de Contas da União.

1.3. Da análise da taxa de desconto.

No trabalho em tela, foram verificadas as avaliações produzidas no âmbito dos contratos firmados pelo BNDES, cujo objeto foi a prestação de serviços requeridos à desestatização da Eletrobras.

Nesse sentido, além das planilhas associadas à execução dos serviços A e B contratados, foram analisados os documentos 'Avaliação Econômico-Financeira - Eletrobras', de 03.02.2022, produzido pelo banco de investimentos BR PARTNERS, e o 'Relatório de Avaliação Econômico-Financeira da Eletrobras', de 04.02.2022, produzido pelo Consórcio Nova Eletrobras¹⁵.

Ao longo desta seção do relatório, estão consignados os pontos que mereceram maior atenção por parte da equipe de auditoria no que concerne à taxa de desconto utilizada para a valoração da Eletrobras em ambos os serviços.

No que tange à metodologia utilizada, tanto o avaliador A quanto o avaliador B utilizou-se precipuamente da avaliação pelo fluxo de caixa descontado, seguida da avaliação por múltiplos de mercado.

Em relação a esses fluxos de caixa descontados, utilizou-se como parâmetro o custo médio de capital (*weighted average cost of capital* - WACC), trazendo a média entre o custo de capital próprio (Ke) e o custo do capital de terceiros (Kd), ponderado ainda pela estrutura de capital estimada para a companhia.

O avaliador A estimou os WACC de maneira individualizada para as subsidiárias da Eletrobras, assim como as responsáveis pela geração e transmissão de energia. Já o avaliador B estimou de maneira individual os WACC e fluxos de caixa descontados para a maior parte das empresas que o sistema Eletrobras participa¹⁶, e o restante pelo método da avaliação por múltiplos.

Especificamente, no que tange aos parâmetros utilizados para a determinação da taxa de desconto estimada no âmbito do serviço B, as verificações e análises realizadas pela CGU basearam-se em dois documentos: o 'Relatório de Avaliação - Eletrobras_03.02.2022' e a planilha 'Valuation Eletrobras 03.02.2022'.

De acordo com esse Relatório de Avaliação, a metodologia CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) foi utilizada para a estimativa do Custo de Capital próprio (Ke). Assim, esse custo de capital pode ser alcançado por meio da seguinte fórmula:

$$Ke = Rf + PRM * \beta + Rp$$

Onde:

Ke: custo de capital próprio;

Rf: taxa livre de risco;

PRM: Prêmio de Risco de Mercado;

β (beta): risco não diversificável de uma companhia; e

Rp: Risco País.

¹⁵ Consórcio é formado pelas empresas: BDO Brasil, Banco Genial, Lefosse advogados e Thymos Energia.

¹⁶ Nesse sentido, foram avaliadas pelo Fluxo de caixa descontado as seguintes empresas: Furnas; Chesf, Eletronorte, CGT Eletrosul, CTEEP, Norte Energia, ESBR, Belo Monte Transmissora, Interligação Elétrica do Madeira, Madeira Energia, Telepires Participações, Companhia Energética Sinop, Empresa de Energia São Manoel, Mata de Santa Genebra, Chapecoense Geração e Interligação Elétrica Garanhuns.

Com o objetivo de demonstrar a importância da taxa de desconto no valor de avaliação da Eletrobras, realizou-se inicialmente uma simulação com incrementos positivos e negativos (da ordem de 0,2%) no WACC utilizado no serviço B para as maiores empresas Eletrobras: Furnas (WACC base: 9,7%), Chesf (WACC base: 9,74%) e Eletronorte (WACC base: 9,86%), evidenciando, assim, a sensibilidade do valor dessas empresas diante dos citados incrementos/decréscimos.

Esses quadros encontram-se dispostos a seguir:

Quadro 1 – Sensibilidade do valor da empresa em relação variações do WACC – Furnas.

WACC	Incremento em relação ao WACC base (a)	Valor da Empresa (R\$ MM)	Diferença do Preço Base (R\$ MM)	Var. % em relação ao preço base (b)	Efeito multiplicador (b/a)
10,70%	1,00%	25.804,27	-821,73	-3,09%	3,09
10,50%	0,80%	25.963,83	-662,17	-2,49%	3,11
10,30%	0,60%	26.125,37	-500,63	-1,88%	3,13
10,10%	0,40%	26.288,93	-337,07	-1,27%	3,16
9,90%	0,20%	26.454,56	-171,44	-0,64%	3,22
9,70*%	0,00%	26.626,00	0,00	0,00%	
9,50%	-0,20%	26.792,15	166,15	0,62%	3,12
9,30%	-0,40%	26.964,20	338,20	1,27%	3,18
9,10%	-0,60%	27.138,47	512,47	1,92%	3,21
8,90%	-0,80%	27.315,01	689,01	2,59%	3,23
8,70%	-1,00%	27.493,86	867,86	3,26%	3,26
* WACC base, valor arredondado utilizado na avaliação do Serviço B					

Fonte: Elaborado pela equipe da CGU com base em informações constantes do Relatório do Serviço B.

Quadro 2 – Sensibilidade do valor da empresa em relação variações do WACC – Chesf.

WACC	Incremento em relação ao WACC base (a)	Valor da Empresa (R\$ MM)	Diferença do Preço Base (R\$ MM)	Var. % em relação ao preço base (b)	Efeito multiplicador (b/a)
10,74%	1,00%	13.011,92	-592,08	-4,35%	4,35
10,54%	0,80%	13.127,78	-476,22	-1,79%	2,24
10,34%	0,60%	13.245,73	-358,27	-1,35%	2,24
10,14%	0,40%	13.365,82	-238,18	-0,89%	2,24
9,94%	0,20%	13.488,11	-115,89	-0,44%	2,18
9,74*%	0,00%	13.604,00	0,00	0,00%	
9,54%	-0,20%	13.739,52	135,52	0,51%	2,54
9,34%	-0,40%	13.868,77	264,77	0,99%	2,49
9,14%	-0,60%	14.000,47	396,47	1,49%	2,48
8,94%	-0,80%	14.134,71	530,71	1,99%	2,49
8,74%	-1,00%	14.271,54	667,54	2,51%	2,51
* WACC base, utilizado na avaliação do Serviço B					

Fonte: Elaborado pela equipe da CGU com base em informações constantes do Relatório do Serviço B.

Quadro 3 – Sensibilidade do valor da empresa em relação variações do WACC – Eletronorte.

WACC	Incremento em relação ao WACC base (a)	Valor da Empresa (R\$ MM)	Diferença do Preço Base (R\$ MM)	Var. % em relação ao preço base (b)	Efeito multiplicador (b/a)
10,86%	1,00%	12.948,92	-655,08	-4,82%	4,82
10,66%	0,80%	13.059,62	-544,38	-2,04%	2,56
10,46%	0,60%	13.172,23	-431,77	-1,62%	2,70
10,26%	0,40%	13.286,79	-317,21	-1,19%	2,98
10,06%	0,20%	13.403,36	-200,64	-0,75%	3,77
9,86*%	0,00%	13.522,00	-82,00	-0,31%	
9,66%	-0,20%	13.642,76	38,76	0,15%	0,73
9,46%	-0,40%	13.765,69	161,69	0,61%	1,52
9,26%	-0,60%	13.890,86	286,86	1,08%	1,80
9,06%	-0,80%	14.018,33	414,33	1,56%	1,95
8,86%	-1,00%	14.148,16	544,16	2,04%	2,04

* **WACC base**, utilizado na avaliação do Serviço B

Fonte: Elaborado pela equipe da CGU com base em informações constantes do Relatório do Serviço B.

Com base nesses três quadros, foi possível a construção do quadro 4, no qual se encontram consignadas as projeções das variações do valor de avaliação da Eletrobras, decorrentes de eventuais incrementos ou decréscimos nas estimativas da taxa de desconto WACC utilizada.

O valor base é o valor definido pelo Relatório de Avaliação produzido no âmbito do serviço B, de R\$ 55.118.266.454,59. Ainda de acordo com esse relatório, o WACC nominal em R\$ apurado foi de 10,9%.

Quadro 4 – Sensibilidade do valor da empresa em relação variações do WACC – Eletrobras.

WACC	Incremento em relação ao WACC base (a)	Valor da Empresa (R\$ MM)	Diferença do Preço Base (R\$ MM)	Var. % em relação ao preço base (b)	Efeito multiplicador (b/a)
11,90%	1,00%	52.866,65	-2.251,35	-4,08%	4,08
11,70%	0,80%	53.956,84	-1.161,16	-2,11%	2,63
11,50%	0,60%	54.227,40	-890,60	-1,62%	2,69
11,30%	0,40%	54.502,18	-615,82	-1,12%	2,79
11,10%	0,20%	54.781,29	-336,71	-0,61%	3,05
10,90*%	0,00%	55.118,00	0,00	0,00%	
10,70%	-0,20%	55.352,90	234,90	0,43%	2,13
10,50%	-0,40%	55.645,64	527,64	0,96%	2,39
10,30%	-0,60%	55.943,14	825,14	1,50%	2,50
10,10%	-0,80%	56.245,54	1.127,54	2,05%	2,56
9,90%	-1,00%	56.552,95	1.434,95	2,60%	2,60

* **WACC base**, utilizado na avaliação do Serviço B

Fonte: Elaborado pela equipe da CGU com base em informações constantes do Relatório do Serviço B.

Ao longo desta seção, serão discutidos os parâmetros utilizados na determinação da taxa utilizada para desconto do fluxo de caixa esperado da companhia.

1.3.1. Taxa Livre de Risco.

De acordo com Assaf Neto¹⁷ (2021), “A taxa livre de risco (risk free) é a remuneração oferecida por um ativo admitido como sem risco (ou de risco mínimo), onde não há incerteza com relação ao valor a ser recebido no vencimento (desvio-padrão nulo)”.

Entende-se com isso que a variável a ser instrumentalizada para representar tal taxa deva apresentar esses atributos. Outro fator a ser observado é que o ativo escolhido como *proxy* para tal deve manter a coerência com o parâmetro livre de risco utilizado no cálculo do Prêmio de Risco de Mercado.

O avaliador A utilizou-se da mediana dos últimos 06 meses dos títulos de 20 anos do tesouro norte americano, alcançando o valor de 1,91% a.a.

Já, de acordo com o avaliador B, para o cálculo da taxa livre de risco, foi utilizada a média diária da taxa do título de 30 anos do Tesouro Americano (grifo nosso), tendo como referência os cinco anos anteriores à data base, chegando-se ao valor de 2,48% a.a.

1.3.2. Risco País.

Para a apuração do custo de capital próprio, deve-se incorporar o risco país, ou seja, deve-se estimar um prêmio no sentido de que o risco inerente à ação do investidor de aportar recursos em um dado país seja recompensada a contento.

De acordo com Assaf Neto¹⁸ (2021), esse prêmio “(...) é determinado pela diferença entre as taxas de juros dos títulos da dívida externa brasileira e dos bônus dos EUA (T-bonds), considerados os de mais baixo risco”.

Dessa maneira, nas avaliações conduzidas nos serviços A e B foi utilizado o EMBI (*Emerging Market Bond Index*)¹⁹ como *proxy* para o Prêmio de Risco país. O referido índice tem como base uma carteira de títulos de dívida emitidos por países emergentes, sendo seu valor determinado pela diferença entre as taxas de retorno dessa carteira e as taxas de retorno oferecidas pelos títulos do Tesouro Norte Americano (*spread*).

Para tanto, de acordo com avaliador B: “Como forma de reduzir os efeitos de curto prazo da escalada do risco país em função, principalmente, dos desdobramentos da pandemia da Covid-19, foi utilizada a média diária dos últimos 5 anos anteriores a data base no valor de 280

¹⁷ Assaf Neto, A. *Valuation: Métricas de Valor & Avaliação de Empresas*. 4ª ed. Barueri (SP): Atlas, 2021.

¹⁸ Idem.

¹⁹ A série de dados do índice foi obtida junto ao Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), no sítio <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>. Os dados são produzidos pelo JP Morgan.

pontos-base.” (Relatório de Avaliação – Eletrobras 04.02.2022, pág. 39). O avaliador A trabalhou com a mediana dos últimos 6 meses do referido índice.

1.3.3. Prêmio de Mercado – Utilização de média aritmética, em alternativa à média geométrica, com a consequente elevação da taxa de desconto.

Foi estimado um valor de 6,43% para o Prêmio de Risco Pelo Mercado (PRM). Esse valor foi alcançado, conforme Relatório de Modelagem do Serviço B, “(...) com base na diferença entre a média aritmética dos retornos anuais do mercado de ações americanos e da média aritmética dos retornos anuais dos títulos de dívida americano desde 1928 até 2020”. A fonte utilizada foi a planilha constante no endereço especializado <https://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>²⁰.

Na referida planilha, os retornos do mercado de ações americanos estão representados pelo índice S&P500, enquanto a taxa livre de risco está representada pelo retorno dos títulos de 10 anos do Tesouro Americano.

Nessa mesma planilha também consta a estimativa do Prêmio de Risco de Mercado (PRM) pela média geométrica²¹ para os períodos: 1928-2021, 1972-2021 e 2021-2021, em que foi possível também a estimativa desse prêmio de risco para o período 1928 – 2020, correspondente ao período utilizado pelo avaliador B.

Nesse sentido, quando calculado pela média geométrica, o valor alcançado para o PRM foi de 4,84%. Ao passo que, quando calculado pela média aritmética, seu valor é de 6,43%.

Acerca dessas diferenças obtidas, Damodaran²² aponta que:

“A média aritmética traz a média simples de uma série de retornos anuais, enquanto a média geométrica analisa o retorno composto. Tradicionalmente defende-se a utilização da média aritmética. Assim, se os retornos anuais não são correlacionados ao longo do período e os nossos objetivos forem estimar o prêmio de risco para o próximo ano, a média aritmética é o melhor estimador não viesado para estimar esse prêmio. Na realidade, porém, existem fortes argumentos a favor da utilização de médias geométricas. Em primeiro lugar, estudos empíricos sugerem que os retornos dos mercados de ações são negativamente correlacionados ao longo do tempo. Consequentemente, os retornos calculados pela média aritmética provavelmente irão superestimar o prêmio. Em segundo lugar, apesar dos modelos de precificação de ativos poderem ser utilizados para períodos únicos, a utilização desses para estimar retornos em períodos longos (como de cinco ou dez anos) sugere que esses períodos únicos sejam bem mais longos que um ano apenas. Nesse contexto, o argumento para a utilização de médias geométricas se torna ainda mais forte.” (DAMODARAN, 2002, em tradução livre pela equipe da CGU)

²⁰ Planilha disponibilizada em sítio mantido pelo especialista Aswath Damodaran, referência em *valuation*.

²¹ A média geométrica foi calculada com base no retorno acumulado do período.

²² Damodaran, A. *Investment Valuation: Second Edition* (2002).

Em resposta à versão preliminar, o BNDES apresentou²³ argumentos no sentido de que a estimação do valor esperado do prêmio de risco de mercado encontra diferentes visões e diferentes metodologias de cálculo que podem resultar em taxas mais elevadas do que aquela encontrada pela aplicação da média aritmética dos retornos.

Ressalta-se que é reconhecida a existência de diferentes metodologias para estimação do parâmetro de prêmio de risco do mercado. Assim, entende-se como suficientes e aceitáveis as argumentações do Banco em favor da utilização de médias aritméticas.

Como exposto, o fato relatado não se constitui uma impropriedade, contudo, pela sua relevância, entende-se a importância de deixá-lo consignado neste relatório para que os atores envolvidos ou interessados nesse processo tenham ciência da alternativa da média geométrica que, segundo Damodaran, se mostra mais apropriada.

1.3.4. Custo de Capital Próprio (K_e) – Utilização de parâmetros livres de risco divergentes na fórmula do CAPM. Potencial subavaliação da companhia da ordem de R\$ 380 milhões.

Seguindo o exposto até então, verificou-se que o avaliador B optou por utilizar, tanto para o cálculo da taxa livre de risco quanto para o cálculo do prêmio de risco país, a média diária dos últimos cinco anos anteriores à data base. Entende-se esse horizonte temporal como consistente em termos de construção de um valor para a taxa de desconto.

Nesse sentido, sobre a forma de estimar o risco país no CAPM, tal como ensinam Serra e Wickert²⁴, espera-se que o critério temporal utilizado para o mensurar seja coerente com o adotado para estimar a taxa livre de risco.

No caso da adoção de cenários econômicos distintos, é provável que o risco-país esteja sendo estimado considerando uma taxa de juros da economia americana diferente daquela considerada pela taxa livre de risco, o que significaria uma inconsistência no modelo.

O avaliador A, por sua vez, no que concerne à taxa livre de risco e ao prêmio de risco país, utilizou-se de uma mesma janela temporal de 6 meses, trabalhando com os valores medianos para suas estimativas, na linha de consistência apontada aqui. Contudo, fica a ressalva de que apesar de o BNDES ter declarado²⁵ qual taxa foi utilizada, não foi possível identificar efetivamente qual a taxa livre de risco utilizada para o alcance de suas estimativas acerca do Prêmio de Risco de Mercado²⁶.

²³ Nota Técnica AED nº 24/2022, de 02.05.2022.

²⁴ Serra, R. G. e Wickert, M. *Valuation: Guia Fundamental e Modelagem em Excel*. São Paulo: Atlas, 2019.

²⁵ Por meio da Nota Técnica AED nº 03/2022 e AJ2/JUDEP nº 03/2022, de 06.01.2022.

²⁶ De acordo com o documento 'Avaliação Econômico-Financeira - Eletrobras': "Prêmio de risco de mercado baseado na taxa de retorno de longo prazo da NYSE entre 1926 e 2017. Fonte: Ibbotson S&P Valuation Yearbook".

Com relação ao avaliador B, o Prêmio de Risco Pelo Mercado (PRM) foi estimado um valor de 6,43%, utilizando como fonte de dados a planilha constante no endereço <https://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>, já mencionado.

Os dados disponibilizados no citado sítio especializado, e por sua vez utilizados na estimativa do PRM pelo avaliador B, possuem como base de cálculo os retornos dos títulos de 10 anos do Tesouro Americano. Já para a estimativa da taxa livre de risco, conforme já apontado, utilizou-se a média das taxas do título de 30 anos.

Ressalta-se que essa divergência em relação aos prazos de maturação dos títulos utilizados acaba por trazer uma inconsistência no cálculo do Custo do Capital Próprio (Ke), conforme se depreende a seguir.

De acordo com o modelo tradicional do CAPM, o Prêmio de Mercado, ou Prêmio de Risco do Mercado, é dado da seguinte maneira:

$$PRM = Rm - Rf$$

Considerando-se a fórmula do custo do capital próprio, tem-se que:

$$Ke = Rf + PRM * \beta$$

$$Ke = Rf + (Rm - Rf) * \beta$$

Percebe-se que a taxa livre de risco (Rf) aparece duas vezes no cálculo do Custo do Capital Próprio (Ke). No primeiro termo, trata-se de um prêmio livre do risco de mercado. No segundo, é a baliza para calcular o retorno excedente do mercado.

Pela metodologia do CAPM, os valores selecionados para os dois termos livres de risco devem ser coerentes entre si, ou seja, o ativo adotado como parâmetro da primeira taxa livre de risco deve ser o mesmo da segunda.

De forma prática, se o avaliador seleciona o título do tesouro americano de 10 anos para o cálculo da estimativa do Prêmio de Risco de Mercado (PRM), esse também deverá ser o parâmetro a ser utilizado para a estimativa da taxa de livre de risco.

Sobre esse assunto, Damodaran diz:

“a taxa livre de risco escolhida no cálculo do prêmio deve ser consistente com a taxa livre de risco usada para calcular os retornos esperados” (tradução livre pela equipe da CGU)

Em verdade, o que está em jogo na apuração do custo do capital próprio, é o retorno esperado pelos investidores ao assumirem o risco de alocarem recursos próprios em determinado ativo. São as expectativas dos acionistas acerca do custo de oportunidade da alocação dos recursos.

De acordo com Assaf Neto²⁷ (2021):

²⁷ Assaf Neto, A. *Valuation: Métricas de Valor & Avaliação de Empresas*. 4ª ed. Barueri (SP): Atlas, 2021.

“O custo de capital próprio (Ke) é uma medida implícita que revela as expectativas de retorno dos recursos próprios investidos na empresa, calculada com base em taxas de juros de mercado e no risco. Pode ser entendido como a remuneração mínima que viabiliza economicamente um investimento, ou seja, a que produz um retorno capaz de cobrir o custo de oportunidade do capital investido.” (ASSAF NETO, 2021, pág. 118)

Questionado sobre o conteúdo desse tópico, o BNDES informou que os dois parâmetros são distintos e que não requerem necessariamente a utilização do mesmo título. Para demonstrar a necessidade da coerência entre esses dois fatores, estima-se, por meio do CAPM, apenas para fins didáticos, o retorno requerido do portfólio de mercado, em outras palavras o Ke da carteira de mercado.

Conforme já abordado anteriormente, a equação do CAPM é definida da seguinte maneira:

$$Ke = Rf_a + \beta(Rm - Rf_b)$$

Nessa representação, utilizou-se as letras “a” e “b” (Rf_a e Rf_b) apenas para indicar que a taxa livre de risco aparece em dois termos na fórmula.

Reapresentada a equação do CAPM, calcula-se o Ke da carteira de mercado. Sabe-se, por definição, que o Beta do portfólio de mercado é igual a 1, portanto substituindo no modelo do CAPM, resulta na seguinte equação:

$$Ke = Rf_a + Rm - Rf_b$$

Dada a equação acima e tendo em vista que o retorno requerido a ser encontrado (Ke) é exatamente o retorno da carteira de mercado, ou seja, $Ke = Rm$, tem-se que esta condição só pode ser satisfeita matematicamente se Rf_a for igual a Rf_b , pois dentro desse modelo matemático do CAPM para que $Ke = Rm$ seja alcançada é necessário que o termo $Rf_a - Rf_b$ seja igual a zero. Dessa forma, se a taxa livre de risco utilizada no primeiro termo (Rf_a) for diferente da adotada no prêmio de mercado (Rf_b), há uma impossibilidade do modelo matemático, pois o retorno requerido seria diferente do retorno da carteira de mercado ($Ke \neq Rm$). Nesse sentido, a divergência entre os parâmetros livre de risco utilizados no modelo configura uma violação ao CAPM.

Conforme já apontado neste relatório, o avaliador B utilizou-se da média das taxas do título de 30 anos para a construção da taxa livre de risco do modelo. Já, para a estimativa do Prêmio de Risco de Mercado (PRM), foram utilizados os retornos dos títulos de 10 anos do Tesouro Americano, a partir de dados disponibilizados em site especializado²⁸.

Analisando novamente a fórmula do CAPM ($Ke = Rf + (Rm - Rf) * \beta$) e considerando que o Ke aumenta com a elevação da taxa livre de risco (Rf) do primeiro termo e diminui quando os valores do Rf do segundo termo são incrementados, e que o retorno do título de 30 anos é historicamente superior ao título de 10 anos, a utilização do parâmetro livre de risco com

²⁸ Disponível em <https://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>, conforme anteriormente referenciado.

1.3.5. Beta utilizado (β) – Serviço B – Insuficiência de informações para avaliar o Beta escolhido.

Conforme já apontado, o Relatório de Avaliação elaborado no âmbito do Serviço B utilizou-se do modelo *Capital Asset Pricing Model* – CAPM para o alcance da estimativa acerca do custo de capital próprio, o que pode ser expresso por meio da fórmula a seguir:

$$Ke = Rf + PRM * \beta + Rp$$

Para a empresa, esse coeficiente representa uma medida do risco não diversificável do mercado. Sua estimativa pode ser obtida por meio de uma regressão linear, em que seu valor será dado pela relação entre a covariância (retornos do ativo vs. retornos do mercado) e variância dos retornos do mercado.

No Relatório de Avaliação afeto ao serviço B, consta que o valor de β (beta) fora calculado com base em uma média dos valores dos betas associados a empresas comparáveis²⁹ (tanto da transmissão quanto geração de energia elétrica).

Esses valores foram coletados semanalmente na plataforma Bloomberg, considerando o período dos últimos 5 anos. Os coeficientes obtidos Betas foram desalavancados seguindo a seguinte fórmula:

$$\beta(d) = \beta(a) / [1 + (1 - \text{Impostos}) * D/E]$$

O que gerou as tabelas com os seguintes valores:

Transmissoras comparáveis	Beta Desalavancado
ALUPAR	0,46
TAESA	0,49
ISA CTEEP	0,66
Média	0,54

Geradoras comparáveis	Beta Desalavancado
CESP	1,07
ENEVA SA	0,71
AES BRASIL	0,54
OMEGA	0,49
ENGIE	0,58
Média	0,68

Fonte: Relatório de Avaliação Econômico-financeira da Eletrobras, de 04.02.2022.

Cabe ressaltar nesse ponto que não há mais informações acerca desses betas, a referência a planilha que os gerou ou algo do tipo. Dessa maneira, dada a ausência de clareza sobre os

²⁹ Efetuado com base na análise dos valores obtidos na plataforma Bloomberg para empresas comparáveis (considerando o período dos últimos 5 anos).

parâmetros utilizados para estimar os betas, não é possível tecer mais comentários sobre a adequação do coeficiente.

1.4. Da análise das projeções do Fluxo de Caixa Livre.

A projeção do fluxo de caixa tem quatro itens principais: o período da projeção, que no caso é o mesmo de cada concessão prevista; a projeção das receitas; projeção dos custos e despesas; e de investimentos. Estes itens serão tratados a seguir, abordando as propriedades observadas durante a respectiva análise.

1.4.1. Da análise da projeção das Receitas.

Em relação à modelagem das receitas da Eletrobras, foram analisadas as planilhas de avaliações econômico-financeiras elaboradas pelo Serviço B das subsidiárias da Eletrobras (Furnas, Chesf, CGT Eletrosul e Eletronorte), versão de fevereiro de 2022, para o início das projeções, em confronto com os dados constantes no Relatório de Premissas e com a regulação vigente.

Os testes tiveram por objetivo verificar a consistência das receitas projetadas nas avaliações das subsidiárias, com base em seleção amostral de determinadas usinas relevantes em termos de potência instalada. No contexto dessas usinas, a equipe selecionou para análise os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR) mais significativos, com foco exclusivo no ano inicial da projeção.

O exame priorizou as Receitas Anuais de Geração (RAG), com cotejamento em relação às resoluções da ANEEL e com os leilões de energia correlatos, verificando os procedimentos utilizados para estimar as receitas no início da projeção do período avaliativo de cada subsidiária. Os testes realizados quanto às receitas RAG foram os seguintes:

- a) seleção de usinas, com base em materialidade de potência instalada, em existência de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR) e em presença no regime de cotas.
- b) para as usinas com contratos de comercialização, cotejamento do preço da energia do início da projeção nas planilhas de *Valuation* (R\$/MWh) com o constante do leilão de energia correlato e sua correção pelo índice contratual, de modo a verificar a compatibilidade do preço projetado.
- c) para as usinas no regime de cotas, verificação das receitas utilizadas no início das projeções nas planilhas de *Valuation* e cotejamento com Receita Anual de Geração definida em resolução própria da ANEEL³⁰ dessas receitas.

O exame também teve foco nas Receitas Anuais Permitidas (RAP) para o segmento de transmissão, com o cotejamento em relação às principais resoluções autorizativas e

³⁰ Fontes: Site da ANEEL e Nota Técnica nº 156/2021-SGT/ANEEL, de 09.07.2021.

homologatórias da ANEEL, verificando o procedimento utilizados para estimar as receitas no início da projeção do período avaliativo de cada subsidiária. Os testes realizados quanto às receitas RAP foram os seguintes:

- a) seleção de todos os contratos de transmissão das subsidiárias avaliadas.
- b) para estes contratos, cotejamento da Receita Anual Permitida (RAP) do início da projeção na planilha de *valuation* (R\$) com a RAP definida em resolução própria da ANEEL³¹ dessas receitas.

O quadro a seguir demonstra os resultados dos testes realizados nas receitas RAG e RAP das subsidiárias da Eletrobras que foram analisadas:

Quadro 6 – Resultado dos testes realizados nas receitas.

Subsidiária	Segmento	% Amostra*	Testes	% Diferença	Resultado Final
Furnas	Geração	74,74%	OK	0,00%	Correto
	Transmissão	100%	OK	0,00%	Correto
Chesf	Geração	88,05%	OK	0,00%	Correto
	Transmissão	100%	OK	0,00%	Correto
Eletronorte	Geração	6,77%	OK	0,00%	Correto
	Transmissão	100%	Não OK	3,40%	Aceitável
CGT Eletrosul	Geração	82,96%	OK	0,00%	Correto
	Transmissão	100%	Não OK	5,18%	Aceitável

* Percentual Amostra Geração se baseia em potência instalada das usinas selecionadas em relação a potência instalada total. Percentual Amostra Transmissão se baseia em RAP examinada em relação a RAP total (foram selecionados todos os contratos de transmissão)

Fonte: Planilhas de *valuation* elaboradas pelo Serviço B (versões de fevereiro de 2022).

Com base nos testes, conferências, recálculos e cotejamentos realizados, verificou-se que as receitas consideradas na modelagem dos serviços de geração e de transmissão, no início das projeções, estão consistentes e não apresentam divergências significativas em relação às receitas anuais de geração (RAG) e receitas anuais permitidas (RAP) nos termos da regulação vigente.

Cabe ressaltar que não foram realizados testes quanto a: i) preços e volumes de energia nos contratos vigentes no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), por não estarem disponíveis para acesso público via CCEE ou ANEEL; ii) estimativa de preços futuros de energia no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) e no Ambiente de Comercialização Livre (ACL); iii) estimativa de evolução da garantia física e de potência futura das usinas; e iv) receitas de participações da Eletrobras.

³¹ Fonte: Site ANEEL e conforme REH 2895/2021-ANEEL, de 13.07.2021 e Nota Técnica nº 149/2021-SGT/ANEEL.

1.4.1.1. Serviço B – Erro na projeção das receitas da usina termelétrica UTE Mauá 3 com consequente subavaliação da Eletronorte de R\$ 5,980 bilhões.

Em relação à documentação analisada, cabe mencionar que o BNDES encaminhou³² para a CGU a atualização dos estudos da Fase 1 do Processo de desestatização da Eletrobras, contemplando:

- Relatório de Avaliação Econômico-Financeira da Eletrobras (Serviço A);
- Planilhas de Avaliação Econômico-Financeira da Eletrobras (Serviço A);
- Relatório de Avaliação Econômico-Financeira da Eletrobras (Serviço B);
- Planilhas de Avaliação Econômico-Financeira da Eletrobras (Serviço B);
- Relatório de Premissas da Eletrobras (Serviço B).

A avaliação econômico-financeira da Eletrobras (Serviço B) é composta por 20 planilhas, sendo uma do *valuation* Eletrobras, outra do *valuation* Eletropar e as outras 18 são as planilhas “Modelo” das empresas do grupo Eletrobras. A planilha “4. Modelo Eletronorte” contém trinta planilhas (abas) que fornecem as informações para elaboração do *valuation* da empresa.

Da análise da planilha “4. Modelo Eletronorte 3T21_03.02.22”, constata-se que a receita de térmicas no período projetado não estava somando a parcela que corresponde à receita fixa da UTE MAUÁ 3, a qual, ao longo do período projetado, soma **R\$ 27,790 bilhões**, indicando que a receita da Eletronorte estaria subavaliada.³³

Em simulação na planilha, adicionando a receita originalmente não somada à fórmula de totalização, e mantendo-se as demais células inalteradas, chega-se ao valor de R\$ 19.507 bilhões de “*Equity Value Total*”³⁴, R\$ 5.985 bilhões acima do valor apresentado originalmente, indicando subavaliação de 30,7%.

O quadro abaixo apresenta o demonstrativo da projeção da Linha 294, que não constou da somatória das receitas das usinas termelétricas da Eletronorte:

Quadro 7 – Parcela fixa da receita da UTE MAUÁ 3 – valores em R\$ MM.

Ano	4T2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Valor	204	850	878	906	934	962	991	1.020	1.051
Índice de correção	-	não calc.	3,25%	3,25%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Ano	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Valor	1.082	1.115	1.148	1.183	1.218	1.255	1.292	1.331	1.371
Índice de correção	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%

³² Por meio da Nota Técnica BNDES AED nº 05/2022, de 04.02.2022.

³³ Na aba “Eletronorte_G” da planilha, a linha 313, “Receita Térmicas (R\$ milhões)”, não estava somando a linha 294, que corresponde à “Parcela Fixa da UTE MAUÁ 3”.

³⁴ *Equity Value Total*: linha 210 da aba “Eletronorte_Consol” da planilha.

Ano	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total
Valor	1.412	1.455	1.498	1.543	1.590	1.501	-	-	27,791
Índice de correção	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	-5,58%	-	-	-

Fonte: Elaborado pela equipe da CGU a partir dos dados da planilha 4. Modelo Eletronorte 3T21_03.02.22.

Em manifestação³⁵ encaminhada à CGU, o BNDES reconhece a falha apontada:

O portfólio da Eletronorte é composto por diversas usinas termelétricas, que em sua maioria dispõem exclusivamente de um único tipo de receita: receita variável. A única exceção a essa regra é, justamente, a UTE MAUÁ, que além de receitas variáveis, conta também com receitas fixas, que erradamente deixaram de ser contabilizadas nas receitas de geração da Eletronorte.

Nesse sentido, o presente apontamento tem pertinência, e o BNDES solicitará que o ajuste correspondente seja incorporado ao modelo. Vale ressaltar, apenas, que o impacto deste ajuste deve ser afetado pela implementação de determinações propostas pela equipe técnica do TCU, como a atualização de indicadores macroeconômicos e a inclusão da perpetuidade.

Considerando o reconhecimento pelo BNDES do erro apontado, que acarretará ajuste no modelo de avaliação da Eletronorte, com reflexo na avaliação do preço mínimo das ações da Eletrobras, este apontamento fica pendente de demonstração dos ajustes realizados pelo Banco, visando a evidenciar a sua correção e consistência.

Por meio da Nota AEP/SUP nº 24/2022, de 02.05.2022, o BNDES informou que procederá com os ajustes a fim de adequar os estudos aos apontamentos realizados pela CGU. Desse modo, registra-se que a atualização dos estudos será monitorada pela CGU por ocasião do acompanhamento da primeira recomendação exposta neste campo do relatório.

1.4.2. Da análise da projeção das Despesas.

Inicialmente, a análise das despesas em relação à coerência dos estudos contratados pelo BNDES foi realizada a partir de testes, conferências e recálculos de premissas consideradas relevantes para as avaliações econômico-financeiras expostas no Produto 3 – Relatório Eletrobras – Premissas³⁶, tais como: custos e despesas com pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO). Além disso, itens específicos dos custos e relevantes em termos de materialidade foram objetos de análises mais detalhadas, no caso custos com combustível nuclear e das termelétricas.

Na sequência, houve o cotejamento entre as informações contidas no Relatório de Premissas e as avaliações econômico-financeiras (realizadas pelos consultores técnicos Serviços “A” e “B”), que suportam a estimativa do preço mínimo das ações da Eletrobras. Dessa maneira,

³⁵ Por meio da Nota Técnica BNDES AED nº 17/2022, de 01.04.2022.

³⁶ Elaborado pela consultoria Thymos Energia, especializada no setor elétrico nacional, integrante do Consórcio Nova Eletrobras (Serviço B), sendo a 1ª versão fornecida pelo BNDES de 26.11.2021 e a última versão de 31.01.2022.

procurou-se avaliar as variáveis relevantes para o cálculo do preço mínimo, as quais podem ser definidas a partir de diversos parâmetros e métodos de estimação.

Seguindo o critério de relevância e materialidade e considerando a complexidade do processo de desestatização da Eletrobras, a análise das despesas e dos custos teve foco nas avaliações econômico-financeiras realizadas pelos Serviços A e B com base na metodologia Fluxo de Caixa Descontado (FCD) em relação às subsidiárias Furnas, Chesf, Eletronorte, CGT Eletrosul e Eletronuclear.

Cabe reforçar que a atuação da CGU está ocorrendo no processo de desestatização em andamento e preparatório para a apuração do preço mínimo das ações a ser utilizado como base de tomada de decisão envolvendo a transferência de ativo público para a iniciativa privada, a fim de que eventuais inconsistências detectadas sejam corrigidas tempestivamente.

Neste sentido, ao longo da execução dos trabalhos, foram reportados ao BNDES situações em que as premissas contidas no Produto 3 apresentavam inconsistências ou não estavam claramente esclarecidas, bem como quando os parâmetros e métodos adotados pelos responsáveis (Serviços A e B) das avaliações econômico-financeiras não estavam aderentes às premissas. A partir dos testes realizados e considerando as manifestações apresentadas pelo BNDES, juntamente com as interações ocorridas entre as equipes do Banco e da CGU, serão relatados a seguir os pontos considerados relevantes nas avaliações.

1.4.2.1. Serviço B – Inconsistências nas tabelas dos custos de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros na área de Transmissão.

Na análise das despesas em relação à coerência dos estudos contratados pelo BNDES quanto às premissas consideradas relevantes para as avaliações econômico-financeiras expostas no Relatório de Premissas, constatou-se que havia inconsistências nas tabelas dos custos de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros (PMSO) a serem utilizados no início da projeção do fluxo de caixa.

Assim, foi questionada³⁷ a metodologia adotada pelo Relatório de Premissas para apurar as médias dos valores dos custos de PMSO utilizados para o início da projeção nos anos de 2021 e 2022 em relação às subsidiárias da Eletrobras: Furnas, Chesf, CGT Eletrosul e Eletronorte.

O BNDES apresentou³⁸ esclarecimento quanto ao procedimento para apurar as médias, demonstrando o exemplo de Furnas Pessoal Geração, e informou que o mesmo racional aplicado para PMSO de Geração foi aplicado para PMSO de Transmissão, além de encaminhar a memória de cálculo utilizada na elaboração das premissas (Anexos I e II).

³⁷ Solicitação de Auditoria nº 2, no item 1.1.

³⁸ Por meio da Nota Técnica AED nº 09/2022, de 24.02.2022.

Com base no exemplo apresentado e nos anexos, promoveu-se a conferência quanto ao PMSO de Geração e foi possível obter os valores lançados em 2021 e 2022 nas tabelas citadas do Relatório de Premissas.

Todavia, aplicou-se o mesmo racional utilizado para PMSO de Geração no PMSO de Transmissão e não foram obtidos os valores projetados para 2021 e 2022, apesar das informações fornecidas por meio dos Anexos I e II, ou seja, não foi possível obter os valores de PMSO de Transmissão com base no exemplo apresentado, o que demandou³⁹ nova solicitação de esclarecimento ao Banco quanto à metodologia utilizada para PMSO da área de Transmissão.

Desse modo, o BNDES apresentou⁴⁰ o racional utilizado na elaboração do cálculo ajustado com referências a planilha suporte, tendo como exemplo as premissas de PMSO de Furnas Transmissão, e complementou sua manifestação com o que segue:

“Todas as informações descritas acima poderão ser identificadas no arquivo “2022.03.29 - Metodologia_PMSO_Transmissão” (Anexo 1), nas abas e células indicadas.

Em decorrência dos questionamentos levantados, o assessor técnico realizou nova revisão da aplicação da metodologia e identificou possíveis inconsistências nos cálculos do PMSO de Transmissão que serão corrigidas.”

Conforme informado pelo BNDES, o assessor técnico “identificou possíveis inconsistências nos cálculos do PMSO de Transmissão que serão corrigidos”. Logo, aguarda-se o posicionamento final do Banco quanto à correção das inconsistências nos cálculos do PMSO da área de Transmissão das subsidiárias da Eletrobras avaliadas.

Por meio da Nota AEP/SUP nº 24/2022, de 02.05.2022, o BNDES informou que procederá com os ajustes a fim de adequar os estudos aos apontamentos realizados pela CGU. Desse modo, registra-se que a atualização dos estudos será monitorada pela CGU por ocasião do acompanhamento da primeira recomendação exposta neste campo do relatório.

1.4.2.2. Serviço A – Inconsistência nas projeções de estoques e custos com combustível nuclear, resultando em potencial subavaliação da Eletronuclear de R\$ 127 milhões.

Da análise da planilha “2022.02.03 ELTN atualizado a ke.xlsx”, referente à avaliação econômico-financeira da Eletronuclear realizada pelo Serviço A, para fins de certificar a consistência dos valores lançados nas projeções de estoque de combustível nuclear, apresentado na aba BP (Balanço Patrimonial), e do custo do combustível nuclear indicado na aba DRE (Demonstração de Resultado do Exercício), foram elaborados os quadros abaixo, com foco nos períodos de desmobilização das usinas de Angra 1 e 2:

³⁹ Solicitação de Auditoria nº 5.

⁴⁰ Nota Técnica AED nº 17/2022, de 01.04.2022.

Quadro 8 – Comparativo variação de estoque x custo com combustível nuclear.

Desmobilização Angra 2 – Valores em R\$ MM						
Descrição	1T40	2T40	3T40	4T40	1T41	2T41
Ativo Circulante – Estoque	1.206	1.214	1.227	394	396	399
Não Circulante – Estoque	2.919	2.939	2.969	953	959	965
Total	4.125	4.153	4.196	1.347	1.355	1.364
Variação estoque – BP	n/a	28	43	-2.849	8	9
Combustível - DRE	-366	-369	-372	-111	-112	-113

Fonte: planilha 2022.02.03 ELTN atualizado a ke, aba BP, linhas 16 e 23; e aba DRE, linha 19.

Conforme apresentado, verifica-se que, no quarto trimestre de 2040, houve uma redução nos estoques de R\$ 2,849 bilhões, enquanto o custo, nesse mesmo período, foi de R\$ 111 milhões, ou seja, uma diferença entre a variação do estoque informado no Balanço Patrimonial e o custo verificado na Demonstração do Resultado de Exercício de R\$ 2,738 bilhões.

Quadro 9 – Comparativo variação de estoque x custo com combustível nuclear.

Desmobilização Angra 1 – Valores em R\$ MM						
Descrição	1T44	2T44	3T44	4T44	1T45	2T45
Ativo Circulante – Estoque	414	417	421	424	95	0
Não Circulante – Estoque	1.002	1.008	1.019	1.026	231	0
Total	1.416	1.425	1.440	1.450	326	0
Variação estoque – BP	n/a	9	15	10	-1.124	-326
Combustível - DRE	-123	-124	-125	-126	-13	0

Fonte: planilha 2022.02.03 ELTN atualizado a ke: aba BP linhas 16 e 23; e aba DRE linha 19.

Na desmobilização de Angra 1, também se identifica uma discrepância entre os valores das variações de estoque no primeiro e segundo trimestre de 2045, que soma R\$ 1,450 bilhões, para um custo com combustível de R\$ 13 milhões, ou seja, uma diferença de R\$ 1,437 bilhões. Somando as diferenças encontradas entre diminuição de estoque (no ativo) e o custo realizado (DRE), tem-se R\$ 4,175 bilhões.

Da análise da planilha, verificou-se que a projeção dos estoques de combustível nuclear, tanto no Ativo Circulante como no Não Circulante (aba – BP), foram calculados como sendo uma proporção da receita, o que explica a grande variação de estoque após a desmobilização de cada uma das usinas (Angra 2, R\$ 2,85 bilhões no 4T40; e Angra 1 R\$ 1,44 bilhões nos dois primeiros trimestres de 2045), conforme apontado acima.

No entanto, entende-se que essa projeção não é a mais adequada, pois não reflete o que deverá acontecer na realidade, visto que, sabendo com antecedência suficiente a data da desmobilização das usinas, os gestores da Eletronuclear deverão programar suas compras de matéria prima (minério de urânio), de modo que o estoque desse combustível seja o menor possível quando da desmobilização.

Com o intuito de analisar os estoques desse combustível quando da segunda desmobilização (Angra 1), elaborou-se o quadro abaixo, com os dados das abas BP (Balanço Patrimonial) e DRE (Demonstração de Resultado do Exercício):

Quadro 10 – Comparativo variação de estoque x custo com combustível nuclear com dados anualizados do consumo de combustível.

Desmobilização Angra 1 – Valores em R\$ MM							
Aba BP	4T40	4T41	4T42	4T43	4T44	1T45	2T45
Ativo Circulante - Estoque	394,03	386,85	398,83	411,18	423,88	95,26	-
Não Circulante - Estoque	953,46	936,08	965,06	994,95	1.025,70	230,50	-
Total Estoque	1.347,49	1.322,92	1.363,89	1.406,13	1.449,58	325,76	-
Variação de Estoque		- 24,57	40,97	42,24	43,45	-1.123,82	-325,76
Aba DRE	1T41 a 4T41	1T42 a 4T42	1T43 a 4T43	1T44 a 4T44	1T45 a 2T45	.	.
Custo com Combustível	- 454,06	- 467,90	- 482,16	- 496,85	- 12,51	-	-

Fonte: planilha 2022.02.03 ELTN atualizado a ke, aba BP linhas 16 e 23; e aba DRE linha 19.

Conforme apresentado, verifica-se que no 4T43 o estoque total de combustível era de R\$ 1,406 bilhões e no 4T44 foi para R\$ 1,449 bilhões, o que indica que em 2044 houve uma compra ligeiramente maior que o estoque consumido, aproximadamente R\$ 539 milhões. Sabendo que Angra 1 seria desmobilizada em janeiro de 2045, não faz sentido econômico essa compra. O avaliador A deveria ter programado as compras comparando o estoque com a previsão de consumo e fazer uma programação das compras de modo que, na data da desmobilização, o estoque seja o menor possível, diminuindo as compras já em 2042, e, se possível, zerando essas compras entre 2043 e 2044.

Quanto à desmobilização de Angra 2, prevista para o terceiro trimestre de 2040, o raciocínio é semelhante, porém, deve ser levado em conta que Angra 1 continuará em atividade mais alguns anos (até 2045). Portanto, a projeção deve refletir uma diminuição dos estoques a partir do terceiro trimestre de 2038, em R\$ 3,95 bilhões, e chegar, no terceiro trimestre de 2040, com R\$ 1,35 bilhões, que é o estoque total para manter a operação de Angra 1.

Verificou-se que a projeção apresentada na planilha considera os estoques calculados como uma proporção da receita, o que provoca a liberação de caixa devido à redução de estoque após a desmobilização das usinas, sendo, para Angra 2, no quarto trimestre de 2040, e, para Angra 1, nos dois primeiros trimestres de 2045.

No entanto, se a projeção dos estoques for refeita considerando a diminuição gradual desses estoques, conforme visto nos parágrafos anteriores, ter-se-ia (i) para Angra 2, uma liberação de caixa acontecendo em 2038, 2039 e 2040, e não de uma só vez no terceiro trimestre de 2040, e (ii) para Angra 1, essa liberação de caixa, devido à redução de estoque, aconteceria nos anos de 2042, 2043 e 2044, e não de uma só vez no primeiro trimestre de 2045. O que foi projetado na avaliação da Eletronuclear tem como única interpretação, pois não consta nenhuma explicação a respeito nos relatórios, de que os estoques existentes nos últimos trimestres, antes da desmobilização de cada usina, seriam transformados em caixa, vendidos, o que, se tratando de material sensível, não parece uma premissa razoável.

Na planilha “2022.02.03 ELTN atualizado a ke”, aba BP, item Capital de Giro Ativo, linha 90 “Estoque de combustível nuclear” e linha 93 “Estoque de combustível nuclear LP”, simulou-se alterar os valores dos estoques, de modo que os mesmos sejam reduzidos paulatinamente de R\$ 3,829 bilhões, no terceiro trimestre de 2037, para R\$ 1,451 bilhões, no terceiro trimestre

de 2040 (desmobilização Angra 2), e de R\$ 1,323 bilhões, no quarto trimestre de 2041, para zero, no primeiro trimestre de 2045 (desmobilização Angra 1), somando o valor da redução de estoque na Linha 16 “Variação do KG”, nos trimestres correspondentes, da aba DCF, e mantendo demais células inalteradas. Essa alteração nos estoques provocou um aumento no Valor do *Equity* (linha 56 da aba-DCF), de R\$ 2,263 bilhões para R\$ 2,390, ou seja, indicou uma subavaliação no valor da empresa de R\$ 127 milhões (5,61% do valor inicialmente apurado para a Eletronuclear).

Conclui-se que a projeção dos estoques de combustível nuclear, apresentada na planilha analisada, que considera os valores dos estoques como uma proporção da receita, não é a mais adequada, pois não considerou algumas especificidades desse combustível, tais como o tempo necessário para a elaboração dos elementos combustíveis a partir da compra do minério, bem como que esses elementos combustíveis permanecem no reator das usinas por três anos. Assim, sugere-se que seja refeita a projeção dos estoques de combustível, pelo menos nos períodos que antecedem as desmobilizações (3 anos), de modo que, nesses períodos, os estoques sejam reduzidos gradualmente para atender a nova necessidade quando da desmobilização de cada usina. Com isso, o efeito da variação do capital de giro, liberação de caixa devido à redução de estoque, será antecipado em até três anos quando comparado com a projeção atual, o que deve aumentar o valor da Eletronuclear em aproximadamente 5,61%.

Em resposta à versão preliminar deste relatório, o BNDES apresentou manifestação⁴¹ no sentido de que entende que a opção de modelagem do consultor não consiste em uma incorreção metodológica, apenas uma simplificação que é usualmente praticada em avaliações econômico-financeiras. Além disso, apresentou argumentos quanto à materialidade, aos efeitos combinados e ao custo de oportunidade relacionados à realização do ajuste proposto pela CGU, envolvendo a necessidade de nova aprovação da operação de reestruturação societária da Eletrobras em relação à Eletronuclear por todas as instâncias decisórias.

O BNDES apresentou uma boa argumentação para não realizar a alteração sugerida pela CGU, visto que a modificação teria por consequência aumentar o valor estimado do *equity* da Eletronuclear que está incluída na avaliação que resulta no preço mínimo da capitalização da *holding* Eletrobras. Desse modo, a alteração afetarà ao mesmo tempo, positiva e negativamente a posição da União, que é vendedora (Eletrobras) e compradora (ENBPar) ao mesmo tempo da Eletronuclear.

Assim, a equipe de auditoria da CGU reconhece que a correção representaria um impacto final de baixa materialidade, além do custo de oportunidade envolvido em promover o ajuste devido à necessidade de nova aprovação da operação para que o novo *valuation* da Eletronuclear percorresse todo o processo de governança. Com isso, entende-se que não há necessidade em implementar os ajustes sugeridos.

⁴¹ Nota Técnica AED nº 24/2022, de 02.05.2022.

1.4.3. Da análise da projeção dos Investimentos.

As premissas contidas no Relatório de Premissas envolvendo as despesas de capital ou investimento em bens de capital (*Capex*) para manter ou expandir as operações das empresas foram objeto de análise, aplicação de testes, conferências e recálculos em relação ao conteúdo do Relatório e em relação às avaliações econômico-financeiras realizadas pelos Serviços A e B. Os testes tiveram por objetivo verificar a coerência e a consistência dos valores projetados a título de *Capex* de expansão e de manutenção nos modelos avaliativos elaborados, além da rastreabilidade dos dados utilizados nas avaliações.

Para a análise dos investimentos, priorizou-se as avaliações econômico-financeiras das subsidiárias: Furnas; Chesf; Eletronorte; CGT Eletrosul; e Eletronuclear (todas elaboradas com base na metodologia Fluxo de Caixa Descontado).

Na análise do Relatório de Premissas e em cotejamento com as planilhas de avaliação das subsidiárias, foram verificadas situações que não estavam esclarecidas ou que apresentavam inconsistências de cálculos, fórmulas e valores. Considerando que os valores projetados têm reflexos nas avaliações das subsidiárias e, por consequência, na avaliação da Eletrobras, foram solicitados esclarecimentos ao BNDES.

Os esclarecimentos apresentados pelo Banco, por meio da Nota AED 14-2022, de 25.03.2022, juntamente com os anexos de memória de cálculo encaminhados, sanaram a maioria das situações questionadas. Todavia, cabe relatar os itens que o BNDES reconhece a existência de inconsistências nas planilhas de avaliações, aqueles apontamentos que ficaram pendentes de demonstração dos ajustes realizados na versão final dos estudos contratados pelo Banco e os itens para os quais os esclarecimentos não foram suficientes para evidenciar a sua correção e consistência.

Em relação ao *Capex* projetado na avaliação econômico-financeira da Eletronuclear, os esclarecimentos encaminhados pelo BNDES foram considerados adequados para fins das análises e testes realizados.

1.4.3.1. Inconsistência na projeção do Capex de manutenção das usinas eólicas com consequente subavaliação da Eletrobras em R\$ 2,46 bilhões no Serviço A e em R\$ 1,303 bilhões no Serviço B.

Segundo o Relatório de Premissas, após 20 anos do início de operação, é esperado que a rubrica de *Capex* de manutenção para usinas eólicas seja de 15% de R\$ 4,42 milhões por MW instalado, conforme *benchmark* baseado em projetos recentes detalhado no Relatório, resultando em R\$ 0,663 milhão por MW instalado (fator).

De modo a verificar o tratamento dado pelos Serviços A e B em relação a essa premissa do *Capex*, analisou-se as planilhas de avaliação econômico-financeiras das subsidiárias da Eletrobras. Constatou-se que, na avaliação do Serviço A, os valores do *Capex* manutenção das usinas eólicas estão duas vezes multiplicados pela capacidade instalada/potência e, na avaliação do Serviço B, os valores lançados já estão multiplicados pelo fator X potência e foram

novamente multiplicados pela garantia física. O quadro a seguir demonstra a situação e os valores do Capex de manutenção das usinas eólicas das subsidiárias que foram objeto de verificação por parte da equipe da CGU:

Quadro 11 – Valores de Capex de manutenção usinas eólicas das subsidiárias.

Usinas eólicas	Produto 3 (em R\$ MM)	Avaliação do Serviço A (em R\$ MM)	Avaliação do Serviço B (em R\$ MM)
Furnas*	81,5	2.046,7	968,1
Furnas**	121,7	3.051,6	1.385,0
Chesf*	56,4	1.627,0	478,1
Chesf**	92,1	2.657,0	759,0
CGT Eletrosul*	91,4	Não incluiu o Capex das usinas eólicas na avaliação	985,2
CGT Eletrosul**	129,7		1.397,0
Eletronorte	A Eletronorte não tem ativos de usinas eólicas.		

* Valor original.

** Valor corrigido pelo índice do IPCA utilizado pelos Serviços A e/ou B.

Fonte: elaborado pela equipe a partir dos dados das Avaliações dos Serviços A e B.

Logo, constatou-se que as avaliações realizadas pelos Serviços A e B estão inconsistentes com o Relatório de Premissas, pois incluíram valores muito superiores ao devido em relação ao Capex das usinas eólicas. No conjunto, as inconsistências têm impactos (subavaliação) no valor da Eletrobras, aproximadamente, de R\$ 2,46 bilhões, considerando as avaliações realizadas pelo Serviço A, e de R\$ 1,303 bilhões, em relação às avaliações do Serviço B.

Considerando que os valores de Capex projetados têm reflexos na avaliação econômico-financeira das subsidiárias da Eletrobras, foram solicitados esclarecimentos ao BNDES. O Banco informou⁴² que, nas tabelas do Relatório de Premissas, a coluna “Capex de Manutenção (R\$ mil/MW)” continha um equívoco, que gerou erro de interpretação e aplicação incorreta da premissa nas planilhas dos Serviços A e B. Adicionalmente, identificou-se que o valor calculado nas referidas tabelas não levou em consideração a inflação projetada entre a data-base da estimativa e a data da efetiva realização do investimento para manutenção, qual seja, vinte anos após a data de início da operação.

Assim, o BNDES informou que providenciará a correção das premissas previstas no Relatório de Premissas para o Capex de manutenção das eólicas, de modo que passem a incluir a inflação acumulada estimada até a efetiva realização destes investimentos e a posterior adequação das avaliações elaboradas pelos Serviços A e B. Como os ajustes relatados estão pendentes de envio à equipe da CGU, considera-se este item ainda não tratado, visto que continua tendo o condão de impactar o preço mínimo das ações da Eletrobras.

Por meio da Nota AEP/SUP nº 24/2022, de 02.05.2022, o BNDES informou que procederá com os ajustes a fim de adequar os estudos aos apontamentos realizados pela CGU. Desse modo, registra-se que a atualização dos estudos será monitorada pela CGU por ocasião do acompanhamento da primeira recomendação exposta neste campo do relatório.

⁴² Por meio da Nota AED 14-2022, de 25.03.2022.

1.4.3.2. Outras inconsistências identificadas nas projeções do Capex das subsidiárias avaliadas.

Na análise das premissas de Capex para expansão e manutenção das operações subsidiárias (Furnas, Chesf, CGT Eletrosul e Eletronorte) em confronto com as respectivas avaliações econômico-financeiras, foram verificadas situações e inconsistências, que foram questionadas ao BNDES. Considerando os esclarecimentos apresentados pelo Banco, por meio da Nota AED 14-2022, apresentam-se, na sequência, os itens que o Banco reconheceu a existência de inconsistências, mas que ficaram pendentes de ajustes, além dos itens para os quais os esclarecimentos não foram suficientes para evidenciar a sua correção e consistência.

1.4.3.2.1. Inconsistência quanto ao Capex de Furnas.

A seguir, apresentam-se os itens que ficaram pendentes de ajustes ou de esclarecimentos adicionais quanto ao Capex de Furnas, separados por avaliador (Serviço A e B):

1.4.3.2.1.1. Serviço A – Capex de Furnas.

Em relação à planilha de avaliação realizada pelo Serviço A de Furnas, o valor de R\$ 362,0 milhões projetado no ano de 2027, na linha 8, da Aba Capex, apresenta uma diferença de valor. Segundo a manifestação do BNDES, foi constatado que o valor correto é R\$ 426,9 milhões, tendo estimado que o impacto na avaliação da subsidiária representaria uma redução de 0,08% no resultado (valor da firma de Furnas).

1.4.3.2.1.2. Serviço B – Capex de Furnas.

Na avaliação realizada pelo Serviço B de Furnas, identificou-se que os valores da tabela “54 Capex de manutenção – Hidráulicas com usinas licitadas (Simplício/Anta e Batalha)” do Relatório de Premissas foram lançados na planilha. Todavia, verificou-se que há divergência de lançamentos em relação aos anos no fluxo de pagamento.

De acordo com a manifestação do Banco, ambas usinas possuem ano final de concessão em 2043. Desta forma, as curvas de investimento das mesmas deveriam ocorrer somente até 2042, mantendo, no longo prazo, os valores por ano contidos no Relatório de Premissas para as outras usinas conforme o prazo remanescente das respectivas concessões.

Entretanto, o BNDES entende que o impacto desta correção seria imaterial, tendo em vista que os montantes considerados a mais são pequenos em comparação ao resultado da avaliação e que eles ocorrem em data futura (após 2042), com redução considerável quando trazidos a valor presente.

De fato, verifica-se que os montantes são pequenos em relação ao total de Capex e seriam reduzidos ainda mais quando trazidos a valor presente, o que justifica a opção do Banco de não propor a correção desses lançamentos na avaliação do Serviço B de Furnas.

1.4.3.2.2. Inconsistência quanto ao Capex da Chesf.

A seguir, apresentam-se os itens que ficaram pendentes de ajustes ou de esclarecimentos adicionais quanto ao Capex da Chesf, separados por avaliador (Serviço A e B):

1.4.3.2.2.1. Serviço A – Capex da Chesf.

Em relação à planilha de avaliação realizada pelo Serviço A da Chesf, o Relatório de Premissas informa que a subsidiária forneceu, em seu plano de negócios para o Horizonte 2021-2030, a projeção de investimentos para modernização de seu sistema de geração, que foi exposta na tabela 127 e, como premissa, recomenda a distribuição linearizada dos montantes, ajustados anualmente pelo IPCA. Todavia, não foi identificado o lançamento dos valores apresentados na tabela 127, que totalizam R\$ 1,518 bilhão, na aba Capex da planilha de avaliação.

Em sua manifestação, o BNDES informa que, apesar de haver a distinção no relatório entre Capex Expansão e Manutenção, a linha “Capex manutenção” compreende o valor total do Capex, incluindo a expansão, devendo ser adotada como premissa somente a utilização dos valores desta linha da máscara.

Diante da manifestação do BNDES, verificou-se novamente a avaliação da Chesf realizada pelo Serviço A (planilha 2022.02.03 Subsidiária Chesf) e confirmou-se que não foram incluídos os investimentos para expansão da Geração da tabela 127 – Capex de modernização Chesf, na linha “Capex manutenção”⁴³.

1.4.3.2.2.2. Serviço B – Capex da Chesf.

Na avaliação realizada pelo Serviço B da Chesf, verificou-se que os valores da tabela 126 - Capex de Expansão Chesf e da tabela 127 – Capex de modernização Chesf do Relatório de Premissas foram lançados na planilha (3.Modelo Chesf_Trimestral_3T21_03.02.22), porém não foram considerados para fins de Capex na Chesf.

Em sua manifestação, o BNDES informa que, considerando que o plano de investimentos da companhia tende a ser revisto com a mudança de controlador, não foram levados em consideração os montantes de Capex não contratados pela Companhia. Dessa maneira, entende que, para as usinas de concessão renovada – caso das usinas da Chesf –, os custos de manutenção seguem com base na metodologia da ANEEL. Declara ainda que se adotou como estimativa de fluxo de caixa o cálculo dos montantes distribuídos de maneira anualizada ao

⁴³ Na avaliação do Serviço A, o total de Capex da Chesf é de R\$ 26,635 bilhões, resultante da somatória das colunas AE a OC da linha 34 – Capex, aba PP&E. Essa linha soma as linhas 81, 86 e 95 da mesma aba. A linha 81 apresenta o Capex de manutenção que busca os valores da aba Capex, linha 19, a qual totaliza os valores dos fluxos de pagamento anual da tabela 131 - Capex de Manutenção - Hidráulicas com Concessões Antigas – Chesf do Produto 3 – Relatório de Premissas. Verifica-se que a linha 81 não inclui os valores da tabela 127 – Capex de modernização Chesf. A linha 86, que apresenta o Capex de manutenção das usinas eólicas, também não inclui os valores da tabela 127. A linha 95 apresenta o Capex de expansão de Transmissão, que busca os valores da aba Premissas Anuais, linhas 150 a 152, as quais se referem a reforços e melhorias de grande e pequeno porte e ampliação, também não inclui os investimentos para expansão da Geração da tabela 127.

longo de toda a concessão. Sendo assim, as linhas 227 a 262 já contemplariam esses investimentos.

Apesar dos esclarecimentos apresentados pelo BNDES (de que não foram levados em consideração os montantes de Capex não contratados pela Companhia), verifica-se que, na tabela 126 e na tabela 127, há valores contratados, obra iniciada e contrato em execução.

Cabe ressaltar que as tabelas 126 e 127 se referem a Capex de expansão e modernização e não a custos de manutenção, como mencionado na manifestação do BNDES, que seguem com base na metodologia da ANEEL. O Relatório de Premissas faz a separação desses Capex na página 169 e, na sequência, apresenta as premissas adotadas para o Capex de manutenção.

O Relatório de premissas inclui, na página 172, o texto da manifestação do BNDES e, logo em seguida, apresenta a tabela 131 - Capex de Manutenção - Hidráulicas com Concessões Antigas – CHESF com os valores e fluxos de pagamento anual e o gráfico da projeção desse Capex, com o montante de R\$ 327 milhões, anualmente, de 2021-2051.

Esse valor está lançado na planilha, aba Chesf_Geração_Thymos, linha 267, que inclui somente os valores da tabela 131 (Capex de Manutenção), não computando os valores das tabelas 126 e 127 (Capex de expansão e modernização, respectivamente), em contradição à manifestação do Banco, de que as linhas 227 a 262 já contemplam esses investimentos. Por consequência, os valores lançados nas linhas 227 a 262, da aba Chesf_Geração_Thymos, não estão computados na avaliação realizada pelo Serviço B da Chesf.

Em relação à tabela 126, considerando a manifestação do BNDES de que o Capex de expansão não considerou os investimentos de R\$ 3,640 milhões na UEE Casa Nova em função da data base da avaliação ser o 3T21 e a obra iniciada no 4T21, resta a dúvida se a obra já não estaria contratada, o que obrigaria a sua inclusão como Capex na avaliação.

Quanto à tabela 127, há informação de que investimentos no montante de R\$ 706,467 milhões estavam com a situação de contrato em execução, portanto deveriam ser considerados como Capex na avaliação.

1.4.3.2.3. Inconsistência quanto ao Capex da CGT Eletrosul.

A seguir, apresentam-se os itens que ficaram pendentes de ajustes ou de esclarecimentos adicionais quanto ao Capex da CGT Eletrosul, separados por avaliador (Serviço A e B):

1.4.3.2.3.1. Serviço A – Capex da CGT Eletrosul.

Em relação à planilha de avaliação realizada pelo Serviço A da CGT Eletrosul, como o Relatório de Premissas não apresentou o plano de investimentos fornecido pela empresa, os valores lançados como Capex de manutenção hidráulica na planilha (2022.02.03 Subsidiária Eletrosul), aba Capex, linha 12, estavam sem rastreabilidade e eram de difícil conferência quanto à sua consistência. Assim, questionou-se ao BNDES se os valores lançados na linha 12, relativos aos anos de 2021 a 2025, estavam inclusos nos valores da tabela 215, tendo em vista os anos e os

fluxos de pagamento anual contidos nessa tabela do Relatório de Premissas estarem reduzidos em 5 anos na planilha de avaliação.

O BNDES informou que os valores lançados na linha 12 nos anos de 2021 a 2025 refletiram a informação contida na aba “Geração – CGT”, linha 192, da planilha “20211125 - Eletrobras_Consolidado_Geração_Mascara_Auxiliar” (Anexo III, encaminhado pelo Banco em sua resposta) e consideraram os investimentos em manutenção no ativo de geração térmica de Candiota pelo período de 2021 a 2025. O Banco estimou que a correta aplicação da referida aba “Geração – CGT”, linha 192, e da premissa de Capex de manutenção citado no questionamento terá um impacto líquido de redução do valor final da avaliação econômico-financeira da CGT Eletrosul em aproximadamente R\$ 420 milhões (valor da firma). Informou ainda que, tendo em vista a complexidade do tema, a análise acerca de seu impacto, assim como das medidas a serem eventualmente adotadas, serão objeto de avaliação pelas equipes responsáveis.

Apesar de o BNDES informar que os valores lançados na linha 12 nos anos de 2021 a 2025 refletiram a informação contida na aba “Geração – CGT”, linha 192, da planilha “20211125 - Eletrobras_Consolidado_Geração_Mascara_Auxiliar” (Anexo III) e consideraram os investimentos em manutenção no ativo de geração térmica de Candiota pelo período de 2021 a 2025, isso não confere.

Os valores lançados na linha 12, nos anos de 2021 a 2025, totalizam R\$ 197,415 milhões. Já a somatória dos valores da linha 192 do Anexo III resulta em R\$ 32,384 milhões, e, adicionando os investimentos em manutenção na termelétrica Candiota de R\$ 270,000 milhões (conforme cálculo do Serviço B), totalizam R\$ 302,384 milhões, conforme quadro a seguir.

Quadro 12 – Comparativo valores Capex de manutenção e da UTE Candiota III (em R\$ M).

Descrição	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Linha 12	71.640	43.044	23.166	24.495	35.070	197.415
Linha 192	2.110	10.151	6.847	8.207	5.069	32.384
UTE Candiota III	14.000	61.000	63.000	65.000	67.000	270.000

Fonte: elaborado pela equipe a partir dos dados das Avaliações dos Serviços A e B.

Portanto, verifica-se que os valores lançados na linha 12 não conferem com o exposto na manifestação do BNDES, visto que somente o Capex de Candiota já ultrapassa os registrados naquela linha.

Ainda, o BNDES não justificou o motivo da redução em 5 anos dos fluxos da tabela 215 do Relatório de Premissas, na planilha de avaliação da CGT Eletrosul.

Por outro lado, o Banco estima que a correta aplicação da premissa de Capex de manutenção da aba “Geração – CGT”, linha 192, e do Capex da Termelétrica Candiota terá um impacto líquido de redução do valor final da avaliação econômico-financeira da CGT Eletrosul em aproximadamente R\$ 420 milhões (valor da firma).

Todavia, para fins de modelagem financeira dos investimentos em manutenção de termelétricas por capacidade instalada, deve ser aplicado o multiplicador de R\$MM 0,16/MW de capacidade instalada das usinas térmicas, corrigido anualmente pela variação do IPCA, conforme o Relatório de Premissas. Assim, cabe alertar que a aba “Geração – CGT” do Anexo III apresenta o multiplicador incorretamente de 0,00160.

Considerando o cálculo realizado pelo Serviço B quanto ao Capex da usina termelétrica de Candiota, o montante apurado foi de R\$ 1,608 bilhão para o período de 2021 a 2041, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Logo, considerando a manifestação do BNDES de que as equipes responsáveis estão analisando o impacto das medidas corretivas na avaliação da CGT Eletrosul, aguarda-se o posicionamento final do Banco quanto à inconsistência identificada neste item.

1.4.3.2.3.2. Serviço A – Capex da CGT Eletrosul.

Ainda, em relação à planilha de avaliação realizada pelo Serviço A da CGT Eletrosul, no Relatório de Premissas consta que a CGT Eletrosul possui seis ativos de geração eólica, Complexo Eólico Cerro Chato, e apresenta a tabela 217, referente ao Capex de manutenção usinas eólicas. Contudo, o Serviço A não incluiu os dados desse Capex na planilha de avaliação da CGT Eletrosul.

O BNDES informou que o modelo de CGT Eletrosul não considerou a premissa do Capex de eólicas estabelecida no Relatório de Premissas e a estimativa é de que a correta aplicação da premissa terá um impacto de redução do valor final da avaliação econômico-financeira da CGT Eletrosul em, aproximadamente, R\$ 40 milhões. Informou ainda que tendo em vista a complexidade do tema, a análise acerca do impacto, assim como das medidas a serem eventualmente adotadas, será objeto de avaliação pelas equipes responsáveis.

Assim, considerando a manifestação do BNDES de que as equipes responsáveis estão analisando o impacto das medidas corretivas na avaliação da CGT Eletrosul, aguarda-se o posicionamento final do Banco quanto à inconsistência identificada neste item.

1.4.3.2.3.3. Serviço A – Capex da CGT Eletrosul.

Outra inconsistência identificada na avaliação realizada pelo Serviço A da CGT Eletrosul é em relação ao Capex de termelétrica, visto que o Relatório de Premissas informa que a subsidiária é proprietária da UTE Candiota III, de 350 MW de capacidade instalada. Contudo, não foi identificado o lançamento dos dados desse Capex na planilha.

De acordo com a manifestação do BNDES, o modelo de CGT Eletrosul não aplicou devidamente a premissa do Capex de manutenção das térmicas estabelecida no Relatório de Premissas, mas foi identificado que os valores lançados na aba “CAPEX”, na linha 12, nos anos de 2021 a 2025, apesar de a linha 12 estar identificada como “Capex de Manutenção Hidráulica”.

Conforme exposto anteriormente em relação à inconsistência dos valores projetados na linha 12 em relação à tabela 215 do Relatório de Premissas, nos anos de 2021 a 2025, isso não

confere, pois o valor do Capex da termelétrica Candiota é maior do que os valores lançados nessa linha.

Vale a pena reforçar o alerta citado no que se refere ao multiplicador de R\$MM 0,16/MW instalado de capacidade instalada das usinas térmicas, visto que a aba “Geração – CGT” do Anexo III apresenta o multiplicador incorretamente de 0,00160.

Diante do exposto, aguarda-se o posicionamento final do Banco quanto às inconsistências identificadas na avaliação da CGT Eletrosul realizada pelo Serviço A.

1.4.3.2.3.4. Serviço B – Capex da CGT Eletrosul.

Na avaliação realizada pelo Serviço B da CGT Eletrosul, os valores projetados como Capex na planilha 5.Modelo CGT Eletrosul_3T21_03.02.22, aba CGT_G_Thymos, linha 191, nos anos de 2021 a 2025, não estavam consistentes com os fluxos de pagamento anual contidos na tabela 215 – Capex de manutenção hidráulicas com usinas licitadas – CGT Eletrosul do Relatório de Premissas. Assim, isso foi questionado ao BNDES, bem como o fato de os fluxos dessa tabela terem sido reduzidos em 5 anos de 2026 a 2046.

O Banco informou que foi fornecido pela companhia o Plano de Negócio 2021-2025 contendo o resumo dos investimentos planejados. Desta forma, para os anos de 2021 até 2025, foi adotada como premissa a utilização destes valores fornecidos pela companhia. Para o restante do período, foi adotada a metodologia própria da Thymos com base em licitações de concessão e recomendações práticas de “*Interim Replacement*” ou “*Maintenance Capex*” da *US Energy Information Administration*: 50% da conta 13 - Turbinas e Geradores do OPE, anualizados ao longo de toda concessão, descontando os valores já listados pela companhia para os anos de 2021-2025.

Considerando os esclarecimentos apresentados pelo BNDES, verificou-se que os valores lançados na aba CGT_G_Thymos, linha 191, nos anos de 2021 a 2025, conferem com os valores da linha 192, da aba Geração - CGT do Anexo III, conforme exposto em relação à avaliação do Serviço A quanto à inconsistência dos valores da linha 12 em relação à tabela 215.

Todavia, assim como em relação à avaliação do Serviço A, o BNDES não justificou o motivo da redução em 5 anos dos fluxos da tabela 215 do Relatório de Premissas na planilha de avaliação do Serviço B da CGT Eletrosul. Cabe ressaltar que, pelo fato de os valores dos fluxos da tabela 215 serem superiores aos lançados na linha 191, nos anos de 2021 a 2025, colunas C a G, conclui-se que os valores dos fluxos da tabela 215 não estão inclusos nessa linha e colunas da aba CGT_G_Thymos da planilha de avaliação elaborada pelo Serviço B.

Neste sentido, verifica-se que esclarecimentos apresentados pelo BNDES não foram suficientes para evidenciar a consistência dos valores projetados na linha 191 da aba CGT_G_Thymos da planilha de avaliação elaborada pelo Serviço B.

1.4.3.2.4. Inconsistência quanto ao Capex da Eletronorte.

A seguir, apresentam-se os itens que ficaram pendentes de ajustes ou de esclarecimentos adicionais quanto ao Capex da Eletronorte, separados por avaliador (Serviço A e B):

1.4.3.2.4.1. Serviço A – Capex da Eletronorte.

Em relação à planilha de avaliação realizada pelo Serviço A da Eletronorte, diferentemente das avaliações de Furnas, Chesf e CGT Eletrosul, nas quais estão demonstrados os valores das respectivas tabelas (52, 131 e 215 do Relatório de Premissas) de Capex manutenção hidráulicas com os fluxos de pagamento anual, a planilha 2022.02.03 Subsidiária Eletronorte não demonstrou os valores da tabela 289.

Calculando os valores expostos na tabela 289, coluna fluxo de pagamento anual, vezes os números de parcelas (anos), obteve-se o montante de R\$ 8,941 bilhões. Os valores lançados na linha 12 da aba Capex não estão detalhados e totalizam R\$ 7,110 bilhões. Esse lançamento, além de inferior ao montante apurado dos fluxos da tabela 289, apresenta parcelas anuais inferiores a quantidade de anos. Com isso, solicitou-se ao BNDES justificar a ausência dos valores da tabela 289 do Capex manutenção hidráulicas na aba Capex da planilha de avaliação da subsidiária Eletronorte.

De acordo com a manifestação do Banco, os valores utilizados refletem a informação contida na aba “Geração – EN” linha 182, da planilha “20211125 - Eletrobras_Consolidado Geração_Mascara_Auxiliar” (Anexo III, encaminhado pelo Banco em sua resposta), que se referem ao “Capex de Manutenção hidráulica”, com o respectivo detalhamento anual. O valor da referida linha 182 e do gráfico apresentado na página 312 já incorporam os valores totais estimados do Capex de Manutenção Hidráulica.

Com base nos esclarecimentos apresentados pelo BNDES e o Anexo III, verificou-se que os valores lançados na linha 12 da aba Capex, colunas ABZ a ADE, conferem com os valores da linha 182, coluna C a AH, da aba Geração - EN do Anexo III. Verificou-se ainda que, a partir da coluna H, referente ao ano de 2026, essa linha 182 apura os valores por meio de fórmula somando dados das linhas 167 a 171 e 175 da aba Geração - EN do Anexo III. Os dados dessas linhas conferem com as tabelas 289 e 291 do Relatório de Premissas.

Todavia, constatou-se que os dados das tabelas 289 e 291 do Relatório de Premissas foram lançados na aba Geração - EN do Anexo III com a diminuição de 5 anos em relação aos fluxos de pagamentos anuais constantes nessas tabelas. Na manifestação do BNDES não há esclarecimentos quanto à essa redução, que representa o montante de R\$ 1,534 bilhão (5 anos de R\$ 306,931 milhões, linha 182, coluna H, referente ao ano de 2026), valor não corrigido.

1.4.3.2.4.2. Serviço A – Capex da Eletronorte.

Ainda em relação à planilha de avaliação realizada pelo Serviço A da Eletronorte, o Relatório de Premissas informa que a Eletronorte é concessionária de ativos de geração termelétrica

que totalizam 771 MW de capacidade instalada e apresenta a tabela 258 – Ativos Termelétricos de Eletronorte. O Relatório informa que as premissas de Capex de Manutenção de usinas térmicas passaram por análise detalhada e que, para fins de modelagem financeira, é esperado que seja aplicado o multiplicador de R\$MM 0,16/MW por capacidade instalada em investimentos de manutenção das usinas térmicas, corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, não foi identificado o lançamento dos dados desse Capex na planilha de avaliação da Eletronorte.

Em resposta a isso, o BNDES informou que o modelo de Eletronorte não considerou a premissa do Capex de manutenção das térmicas estabelecida no Relatório de Premissas, e estima que a correta aplicação da premissa terá um impacto de redução do valor final da avaliação econômico-financeira da Eletronorte em, aproximadamente, R\$ 1,2 bilhão. Informa ainda que, tendo em vista a complexidade e o porte da operação, a análise acerca do efetivo impacto dessa diferença sobre a operação como um todo, assim como das medidas a serem eventualmente adotadas, será objeto de avaliação pelas equipes responsáveis.

Considerando a manifestação do BNDES de que as equipes responsáveis estão analisando o impacto das medidas corretivas na avaliação da Eletronorte, aguarda-se o posicionamento final do Banco quanto à inconsistência identificada neste item.

1.4.3.2.4.3. Serviço B – Capex da Eletronorte.

Na avaliação realizada pelo Serviço B da Eletronorte, verificou-se que os valores projetados como Capex na linha 177, nos anos de 2021 a 2025, aba EN_Geração_Thymos, da planilha 4.Modelo Eletronorte 3T21_03.02.22, não conferem com os fluxos de pagamento anual contidos na tabela 289 do Relatório de Premissas. Essa tabela, que se refere ao Capex de manutenção hidráulicas com concessões antigas – Eletronorte, apresenta divergência em relação às quantidades de parcelas e aos valores registrados na linha 177.

Em resposta a este item, o BNDES informou que os valores referentes aos anos de 2021-2025 foram fornecidos pela companhia. Para o período posterior, o Capex de manutenção foi calculado utilizando-se as metodologias descritas no Relatório de Premissas. O complexo de Tucuruí teve sua projeção segmentada entre as unidades geradoras do projeto original 1975 (Complexo Tucuruí) e as unidades geradoras pertencentes à ampliação (Complexo Tucuruí II), sendo os custos referentes à expansão incidindo somente após o ano de 2033 (30º ano em operação) e calculados sobre 30% do custo de manutenção total até o fim do período de concessão da usina. Isso utilizando a metodologia própria da Thymos com base em licitações de concessão e recomendações práticas de “*Interim Replacement*” ou “*Maintenance Capex*” da *US Energy Information Administration*: 50% da conta 13 - Turbinas e Geradores do OPE, anualizados ao longo de toda concessão, respeitadas as estimativas oferecidas pelas empresas.

Com base na resposta do BNDES e no Anexo III encaminhado, verificou-se que os valores lançados na linha 177, nos anos de 2021 a 2025, colunas G a K, na aba EN_Geração_Thymos, da planilha de avaliação, conferem com os valores da linha 182, coluna C a G, da aba Geração - EN do Anexo III. Verificou-se ainda que a partir da coluna H, referente ao ano de 2026, essa linha 182 apura os valores por meio de fórmula somando dados das linhas 167 a 171 e 175 da

aba Geração - EN do Anexo III. Os dados dessas linhas conferem com as tabelas 289 e 291 do Relatório de Premissas.

Todavia, constatou-se que os dados das tabelas 289 e 291 do Relatório de Premissas foram lançados na aba Geração - EN do Anexo III com a diminuição de 5 anos em relação aos fluxos de pagamentos anuais constantes nessas tabelas. Na manifestação do BNDES, não há esclarecimentos quanto à essa redução, que representa o montante de R\$ 1,534 bilhão (5 anos de R\$ 306,931 milhões, linha 182, coluna H, referente ao ano de 2026), valor não corrigido.

Neste sentido, verifica-se que os esclarecimentos apresentados pelo BNDES não foram suficientes para evidenciar a consistência dos valores projetados na linha 177, da aba EN_Geração_Thymos, da planilha de avaliação do Serviço B.

Por meio da Nota AEP/SUP nº 24/2022, de 02.05.2022, o BNDES informou que procederá com os ajustes a fim de adequar os estudos aos apontamentos realizados pela CGU no item 1.4.3.2 e seus subitens. Desse modo, registra-se que a atualização dos estudos será monitorada pela CGU por ocasião do acompanhamento da primeira recomendação exposta neste campo do relatório.

1.4.3.3. Projeção de Investimentos – Capex da Eletronuclear.

Inicialmente, cabe registrar que, na avaliação econômico-financeira da Eletronuclear, não houve a projeção de receitas e despesas relacionadas à usina de Angra 3, por consequência, os valores projetados de Capex na Eletronuclear não incluem os investimentos necessários à conclusão das obras dessa usina.

Conforme relatado no item 1.2.2 e subitens, em relação ao projeto de Angra 3, devido à falta de definição do preço de energia dessa usina, bem como dos estudos contratados pelo Banco quanto à viabilidade de Angra 3 e aos investimentos necessários para a conclusão das obras, a avaliação realizada pelo Serviço A teve limitações. Dessa forma, a modelagem considerou que o preço da tarifa vai amortizar todo o investimento no empreendimento e obter o VPL zero dessa usina.

Em relação às usinas de Angra 1 e 2, o Relatório de Premissas apresenta os Investimentos – Capex para extensão, visto que a Eletronuclear possui iniciativas de preservação da capacidade instalada com investimentos para a extensão da vida útil de Angra 1 por mais 20 anos. Essa usina tem término de outorga atual previsto para janeiro de 2025 e com a prorrogação irá até janeiro de 2045. Além disso, a Eletronuclear está construindo a Unidade de Armazenamento a Seco – UAS, como forma de resposta ao risco do esgotamento das piscinas de combustível irradiado das usinas.

Segundo o Relatório de Premissas, a Eletronuclear já formalizou a solicitação da renovação da licença de Angra 1 e o histórico internacional aponta para a renovação, assim, para fins de projeção, a extensão está sendo considerada nas demais premissas, inclusive com o Capex contemplando os projetos relacionados à extensão de vida útil. Cabe mencionar que a outorga

de Angra 2 tem término previsto para setembro de 2040 e a avaliação econômico-financeira da Eletronuclear não contempla premissas de extensão dessa usina.

Diante disso, o Relatório de Premissas apresenta os valores de Capex de extensão no período de 2021 a 2030. Já para a manutenção, o relatório informa que as premissas para as usinas da Eletronuclear passaram por análise para formulação do custo operacional, analisando as características das usinas. Assim, as premissas foram segregadas em dois grupos: i) intervalo de 2021 a 2030; e ii) para o período após 2030.

Para o intervalo de 2021 a 2030, os valores de Capex de Manutenção apresentados no Relatório de Premissas foram fornecidos pela companhia conforme seu plano de negócios.

Em relação à manutenção para o período posterior a 2030, o Relatório de Premissas informa que buscou *benchmarks* internacionais e utilizou como referência o estudo de custos nucleares elaborado pelo NEI (Nuclear Energy Institute). Dessa forma, foram estipulados os valores de US\$ 7,81 /MWh de energia gerada para Angra 1 e US\$ 3,53 /MWh para Angra 2, por ser uma usina mais nova e com tecnologia diferente de Angra 1. Esses valores, referentes a 2019, foram atualizados em 1,2%, conforme a aba CAPEX da planilha de avaliação.

Desse modo, as análises da equipe da CGU envolveram os valores projetados a título de Capex na avaliação econômico-financeira da Eletronuclear, realizada unicamente pelo Serviço A, para a reestruturação societária ter como referência o valor justo da companhia (visto que, como a Eletronuclear não seria privatizada e permaneceria no controle da União, como já informado, não haveria necessidade de dois estudos independentes).

Com base nas análises iniciais, foram solicitados esclarecimentos ao BNDES quanto à diferença em relação ao valor projetado em 2021 e ao previsto pela Eletrobras no PDNG 2021-2025; e aos montantes de R\$ 6,212 bilhões projetados na avaliação no período de 2021 a 2030 e de R\$ 7,770 bilhões, de 2031 a 2045, apurado com base nos *benchmarks* internacionais. Vale mencionar que no montante do primeiro período, há R\$ 3,191 bilhões de Capex de expansão.

Os esclarecimentos apresentados pelo BNDES foram considerados adequados para fins das análises e testes realizados. Contudo, considerando as duas metodologias utilizadas para as premissas de Capex Manutenção das usinas de Angra 1 e Angra 2, verificou-se que os montantes projetados são bem superiores aos praticados pela Eletronuclear nos últimos anos.

As projeções estipuladas para o intervalo de 2021 a 2030, com base no plano de negócios da Eletronuclear, e 2031 a 2040, com base nos *benchmarks* internacionais, resultaram em valores médios anuais superiores a R\$ 620 milhões, reduzindo para valores em torno de R\$ 309 milhões, no período de 2041 a 2044, em vista da desmobilização de Angra 2. Excluindo da projeção do primeiro período o Capex de expansão (visto que, conforme o Anexo V encaminhado pelo BNDES e a aba Capex da planilha de avaliação, os valores foram lançados junto com o Capex manutenção, ou seja, sem separação), os valores médios anuais reduzem para R\$ 315 milhões para o intervalo de 2021 a 2030. Já os valores projetados para o segundo período não incluem Capex de expansão, somente manutenção, e os valores médios anuais são superiores a R\$ 620 milhões. Todavia, os dispêndios para a manutenção do sistema de

geração de energia termonuclear de Angra 1 e 2 nos últimos seis anos (de 2014 a 2020) não ultrapassaram R\$ 166 milhões por ano, com valores médios anuais de R\$ 145 milhões.

Questionado a respeito, o BNDES esclareceu que, conforme o Plano de Negócios da companhia, houve investimentos frustrados nos anos anteriores, por dificuldades encontradas em processos aquisitivos e trâmites comerciais, bem como pelas decisões estratégicas de postergá-los, tomadas anteriormente, em função das limitações de fluxo de caixa. Portanto, para a avaliação foram buscadas referências de valores de investimento eficientes de usinas comparáveis.

A manifestação apresentada pelo Banco justifica a utilização dos *benchmarks* adotados para mensurar o Capex manutenção das usinas nucleares para o período de 2031 a 2044. Todavia, cabe alertar que a Eletronuclear permanecerá uma empresa estatal (não será privatizada), assim as dificuldades mencionadas pelo Banco podem continuar e as projeções de Capex não se concretizarem.

1.5. Dos Ajustes – Inconsistências entre os avaliadores A e B.

Em análise realizada nas planilhas de avaliações econômico-financeiras elaboradas pelo Serviço A e pelo Serviço B das subsidiárias da Eletrobras (Furnas, Chesf, CGT Eletrosul e Eletronorte), versão de fevereiro de 2022, constataram-se registros e valores lançados com os seguintes títulos: “venda imobilizado”; “fim de concessão”; “indenização”; “outorga”; “*tax shield* – outorga”; “ativos remanescentes ao final da concessão”; “ajustes de contas ao final da concessão”; “utilização de cauções e depósitos vinculados”; e “recebimento de títulos e valores mobiliários”.

Considerando a complexidade do processo de desestatização da Eletrobras e para entendimento melhor das avaliações realizadas, foram solicitados esclarecimentos ao BNDES. Por meio da Nota Técnica AED nº 17/2022, de 01.04.2022, o Banco encaminhou sua manifestação em relação aos questionamentos da CGU, juntamente com anexos. Os esclarecimentos sanaram a maioria das situações questionadas. Todavia, cabe relatar os itens em que o BNDES reconhece a existência de inconsistências nas planilhas de avaliações e que ficaram pendentes de demonstração dos ajustes realizados.

Quanto à avaliação (planilha 2022.02.03 Subsidiária Furnas.xlsx) realizada pelo Serviço A de Furnas, solicitou-se esclarecimento em relação ao registro a título de “Indenização” na aba DCF para apurar o Fluxo de Caixa Descontado, na linha 49, coluna BD (ano de 2052), no valor de R\$ 23,734 bilhões, resultante da soma das linhas 53 e 54 da aba BP, coluna OH, referentes a imobilizado e intangível, respectivamente, do Ativo não circulante. Já na aba PP&E, tal valor consta na coluna OH da linha 38, que é resultante da somatória das linhas 33 a 37 (imobilizado líquido BoP, Capex, depreciação de imobilizado existente e novo), transportado para a linha 33 da coluna OI da mesma aba (PP&E) para totalizar R\$ 23,652 bilhões na linha 37, coluna OI.

Em sua manifestação, o BNDES informou que o valor correto utilizado deveria ter sido o do final do período (mês) do encerramento da concessão, ou seja, totalizando R\$ 23,652 bilhões, ao invés de R\$ 23,734 bilhões (valor do início do período, o qual desconsidera 1 mês de

amortização). O Banco informou ainda que a correção será feita junto às outras implementações e, para fins de simulação, estimou-se que o impacto da correção do valor no fluxo de caixa descontado (valor da firma) será uma redução de -0,012% (R\$ 6 milhões, que representa menos de R\$ 0,01 por ação).

No que se refere à avaliação (planilha 2022.02.03 Subsidiária Chesf.xlsx) realizada pelo Serviço A da Chesf, solicitou-se esclarecimento em relação ao registro a título de “Indenização” na aba DCF para apurar o Fluxo de Caixa Descontado, linha 52, coluna BF (ano de 2054), no valor de R\$ 18,194 bilhões, resultante da soma das linhas 64 e 65 da aba BP, coluna PF, referentes a imobilizado e intangível, respectivamente, do Ativo não circulante. Já na aba PP&E, tal valor consta na coluna PF da linha 38, que é resultante da somatória das linhas 33 a 37 (imobilizado líquido BoP, Capex, depreciação de imobilizado existente e novo), transportado para a linha 33, da coluna PG, da mesma aba (PP&E), para totalizar R\$ 18,174 bilhões na linha 37, coluna PG, mencionado no item anterior.

O BNDES informou que o valor correto utilizado deveria ter sido o do final do período (mês) do encerramento da concessão, ou seja, totalizando R\$ 18,174 bilhões, ao invés de R\$ 18,194 bilhões (valor do início do período, o qual desconsidera 1 mês de amortização). O Banco informou ainda que a correção será feita junto às outras implementações e, para fins de simulação, estimou-se que o impacto da correção do valor no fluxo de caixa descontado (valor da firma) será uma redução de -0,003% (R\$ 6 milhões, que representa menos de R\$ 0,01 por ação).

Cabe destacar que, na manifestação do BNDES, é apresentada uma breve definição para os termos (títulos) questionados que tiveram registros nas avaliações analisadas, sendo a maioria dos termos relacionados a indenização de ativos de geração e transmissão ao final da concessão. Neste sentido, o Banco encaminha o anexo 2: Nota Técnica Eletrobras – Concessões, desenvolvida pela Thymos Energia. Pela leitura deste documento, verifica-se que os contratos de concessões no Setor Elétrico, assinados com base na vasta legislação pertinente, preveem tratamento para os bens reversíveis ainda não totalmente amortizados ou depreciados, conforme cada norma específica que os regem.

A Nota da Thymos informa que, na avaliação de ativos em concessões de geração e transmissão, a não ser que esteja explicitamente definido, a premissa adotada é de não renovação do contrato de concessão na modelagem e que esta premissa é aplicada às subsidiárias e SPEs de geração hidrelétrica e de transmissão na avaliação da “nova Eletrobras”. Informa ainda que existirá uma parcela razoável de investimentos não amortizados e que o concessionário terá direito ao valor dos ativos não depreciados ao fim da concessão.

Dessa forma, sem realizar a análise aprofundada do tema em função do prazo para conclusão do presente trabalho, entende-se que os esclarecimentos apresentados pelo BNDES foram adequados para sanarem a maioria dos questionamentos encaminhados ao Banco. Ainda mais considerando que alguns itens questionados, segundo o Banco, são exclusivos para o fechamento de balanço e não impactam a avaliação das referidas subsidiárias.

Contudo, em relação aos itens relacionados às premissas de indenização dos ativos ao final da concessão, considerando que essas são expostas no Relatório de Premissas para os dois avaliadores, chama atenção as divergências significativas de valores nas avaliações das mesmas subsidiárias realizadas pelos Serviço A e B, conforme quadro abaixo a seguir.

Quadro 13 – Comparativo de valores a título de indenização (em R\$ MM).

Subsidiária	Ajustes ao final das concessões	Serviço A	Serviço B
Furnas	Venda Imobilizado	Não há	13.480
	Fim da Concessão	1.264	Não há
	Indenização	23.734	4.574
Chesf	Venda Imobilizado	Não há	11.119
	Fim da Concessão	4.913	Não há
	Indenização	18.194	3.428
Eletrosul	Venda Imobilizado	Não há	839
	Fim da Concessão	1	Não há
	Indenização	Não há	1.253
Eletronorte	Venda Imobilizado	Não há	4.707
	Fim da Concessão	13.484	Não há
	Indenização	Não há	3.148

Fonte: elaborado pela equipe da CGU a partir dos dados das Avaliações dos Serviços A e B.

Assim, sem ferir a autonomia técnica de seus consultores, é necessária a verificação dessas diferenças, para assegurar a tomada de decisão com base em estudos consistentes. Na manifestação do BNDES, não ficou claro qual é o tratamento dado pela equipe técnica do Banco em relação a essas divergências de valores entre os dois avaliadores.

Por meio da Nota AEP/SUP nº 24/2022, de 02.05.2022, o BNDES informou que buscará adequar eventuais inconsistências entre os resultados apresentados pelos serviços A e B, respeitando a autonomia técnica dos consultores. Desse modo, registra-se que a atualização dos estudos será monitorada pela CGU por ocasião do acompanhamento da primeira recomendação exposta neste campo do relatório.

RECOMENDAÇÕES

Por ocasião do relatório nº 906303 (desestatização da Codesa), já publicado no sítio eletrônico da CGU, foram propostas recomendações para mitigar a probabilidade de que fragilidades similares às aqui apontadas ocorram recorrentemente e, então, impactem negativamente a imagem do Banco perante seus clientes (risco reputacional), coloquem em xeque a robustez dos estudos para fins de tomada de decisão nos processos de desestatização e afastem o interesse de potenciais investidores e o apoio das partes interessadas e da sociedade em geral a tais processos. A implementação dessas recomendações está sendo monitorada pela CGU.

Assim, em adição às recomendações de caráter estruturante já endereçadas ao BNDES por ocasião de auditorias anteriores, no âmbito do presente relatório, recomenda-se ao Banco:

1. Discutir com MME, SEDDM e SEPMI os possíveis impactos dos apontamentos contidos neste relatório sobre o preço mínimo das ações da Eletrobras a ser fixado pelo CPPI, implementando os ajustes necessários nos estudos contratados pelo BNDES ou, se for o caso, justificando o não saneamento das inconsistências identificadas pela CGU.
2. Para fins de rastreabilidade e segurança no processo de tomada de decisão, solicitar às consultorias contratadas que apresentem a referência entre os documentos que compõem a modelagem da desestatização (*Estudos de Mercado, Due Diligences, Cenários, Premissas para o Fluxo de Caixa projetado, Taxa de Desconto, entre outros*) e a planilha de *Valuation*, que quantifica a modelagem.

CONCLUSÃO

O objetivo desta auditoria foi avaliar os estudos técnicos dos Serviços “A” e “B”, contratados pelo BNDES para conduzir o projeto de desestatização da Eletrobras, com foco em responder à seguinte questão: **os fundamentos utilizados para estimar o preço mínimo das ações da Eletrobras estão coerentes entre si e alinhados com as premissas?**

Os testes examinaram a consistência dos dados considerados nas avaliações econômico-financeiras em relação às premissas relevantes utilizadas no *valuation* e à modelagem para segregação da subsidiária Eletronuclear e de Itaipu Binacional. Pode-se concluir, em primeiro lugar, que há espaço para o aperfeiçoamento dos estudos que suportam a definição do preço mínimo das ações da Eletrobras, tanto no que concerne ao serviço “A” quanto ao serviço “B”.

Reforça-se, assim, a importância de, antes da capitalização, o Banco, como recomendado, discutir com os demais atores governamentais responsáveis os impactos dos apontamentos contidos neste relatório sobre o preço mínimo das ações da Eletrobras a ser fixado e os ajustes necessários nos estudos contratados pelo BNDES.

Os quadros 14 e 15 resumem, respectivamente em relação aos serviços “A” e “B”, os achados incluídos neste relatório e, quando possível, os efeitos desses achados sobre as avaliações realizadas pelas consultorias responsáveis por tais estudos.

Quadro 14 – Visão geral dos apontamentos da CGU a partir da análise do serviço A.

Macro Áreas Principais temas do Valuation	Decomposição das Macro Áreas	Apontamentos Itens do relatório	Resumo do apontamento	É uma impropriedad e ou risco evidente?	Impacto no valor econômico		
					Potencial de impacto no valor econômico?	Foi considerado no cálculo do Impacto no valor econômico?	Potencial de Impacto no valor econômico com as demais premissas inalteradas
Modelagem adotada	Dos Riscos da Modelagem	1.2.2.1	Risco da modelagem da Segregação de Angra 3-VPL não ser zero	sim	sim	não	NA
		1.2.2.2	Dividendo mínimos- Risco tributário e nas contas (TCU) da Eletrobras e Eletronuclear	sim	sim	não	NA
Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF)	Projeção de Despesas	1.4.2.2	Inconsistência estoques de combustível nuclear	sim	sim	sim	R\$ 127 milhões
	Projeção dos Investimentos	1.4.3.1	Inconsistência Capex manutenção Eólicas	sim	sim	sim	R\$ 2,46 bilhões
		1.4.3.2.1.1	Inconsistência Capex Furnas	sim	sim	não	R\$ 64,9 milhões
		1.4.3.2.2.1	Inconsistência Capex CHESF	sim	sim	sim	R\$ 1,13 bilhões
		1.4.3.2.3.1; 1.4.3.2.3.2 e 1.4.3.2.3.3	Inconsistência Capex Eletrosul	sim	sim	sim	R\$ 420 milhões
		1.4.3.2.4.1 e 1.4.3.2.4.2	Inconsistência Capex Eletronorte	sim	sim	sim	R\$ 2,35 bilhões
		Dos Ajustes	1.5	Inconsistências entre os Avaliadores A e B	sim	sim	não
Soma do impacto dos erros							R\$ 6,55 bilhões

Quadro 15 – Visão geral dos apontamentos da CGU a partir da análise do serviço B.

Macro Áreas Principais temas do Valuation	Decomposição das Macro Áreas	Apontamentos itens do relatório	Resumo do apontamento	É uma impropriedad e ou risco evidente?	Impacto no valor econômico		
					Potencial de impacto no valor econômico?	Foi considerado no cálculo do impacto no valor econômico?	Potencial de impacto no valor econômico com as demais premissas inalteradas
Modelagem adotada	Dos Riscos da Modelagem	1.2.2.1	Risco da modelagem da Segregação de Angra 3-VPL não ser zero	sim	sim	não	NA
		1.2.2.2	Dividendo mínimos-Risco tributário e nas contas (TCU) da Eletrobras e Eletronuclear	sim	sim	não	NA
Taxa de Desconto	Prêmio de Mercado	1.3.3	Utilização de metodologia que eleva a taxa de desconto	não	sim	não	NA
		1.3.4	Custo Capital Próprio (Ke) – Erro matemático na utilização da fórmula do CAPM.	sim	sim	sim	R\$ 380 milhões
	Beta	1.3.5	Fundamentação insuficiente	não	sim	não	NA
Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF)	Projeção das Receitas	1.4.1.1	Erro na projeção das receitas da usina termelétrica UTE Mauá 3	sim	sim	sim	R\$5,98 bilhões
	Projeção dos Custos e Despesas	1.4.2.1	Inconsistência nos custos de PMSO transmissão	sim	sim	não	NA
		1.4.3.1	Inconsistência Capex manutenção Eólicas	sim	sim	sim	R\$ 1,30 bilhões
	Projeção dos Investimentos	1.4.3.2.1.2	Inconsistência Capex Furnas	sim	sim	não	NA
		1.4.3.2.2.2	Inconsistência Capex CHESF	sim	sim	sim	R\$ 527 milhões
		1.4.3.2.3.4	Inconsistência Capex Eletrosul	sim	sim	não	NA
		1.4.3.2.4.3	Inconsistência Capex Eletronorte	sim	sim	sim	R\$ 1,15 bilhões
Dos Ajustes	1.5	Inconsistências entre os Avaliadores A e B	sim	sim	não	NA	
Soma do impacto dos erros							R\$ 9,38 bilhões

Há de se observar que foram realizados apontamentos nos principais temas do *valuation* avaliados (modelagem, taxa de desconto, fluxo de caixa livre e ajustes). Assim, foram detectados erros e inconsistências em várias áreas da avaliação, com potencial reflexo em outras variáveis. Devido às limitações encontradas na documentação disponibilizada pelo BNDES quanto à rastreabilidade das informações utilizadas para as projeções, não é possível validar os pontos onde não foram detectados erros ou impropriedades.

O Banco tem um papel importante na gestão documental dos projetos de desestatização, de modo que seja possível o controle, a fiscalização, a rastreabilidade das informações e a responsabilização com base na completude dos documentos produzidos pelas consultorias e revisados pelo BNDES. Foi recomendado ao Banco, por isso, que solicite às consultorias contratadas, no caso da Eletrobras, que apresentem a referência entre os documentos que compõem a modelagem da desestatização e a planilha de *valuation*, para fins de rastreabilidade e segurança no processo de tomada de decisão.

E, nessa linha, cabe relatar que a segunda conclusão deste relatório é que a atuação do BNDES na revisão dos produtos entregues pelos consultores é um fator crítico e que, de forma similar ao exposto anteriormente, há espaço para aprimoramento, reforçando, assim, posicionamento exarado pela CGU no bojo dos relatórios nº 820808 e 906303. Os achados apresentados ao longo deste documento evidenciam a necessidade de providências por parte do Banco para aprimorar a supervisão dos estudos técnicos e das avaliações quanto à qualidade dos serviços prestados pelas consultorias contratadas, garantindo, dessa forma, que as decisões sobre desestatização no governo federal sejam tomadas com base em estudos consistentes.

Ao se cotejar os riscos que o próprio BNDES mapeou e expôs na Nota AIGR/DEROC nº 22/2019⁴⁴ com os apontamentos consignados neste relatório, observa-se que, no caso da Eletrobras, as medidas mitigadoras para tais riscos, propostas por ocasião desse mapeamento, ainda não foram implementadas pelo Banco ou não foram suficientes para prevenir a ocorrências desses eventos, conforme é destacado no quadro a seguir:

Quadro 16 – Materialização dos riscos mapeados pelo BNDES nos apontamentos da CGU.

Riscos apontados na Nota AIGR/DEROC nº 22/2019 do BNDES	Materialização dos riscos, apontada nos itens do relatório da CGU
Falta de uniformização metodológica na modelagem de aspectos comuns à avaliação de diversos ativos de renda variável (dentre eles: taxa de desconto, contabilização de ativos e passivos não operacionais, tratamento de contingências possíveis, desconto de holding, perpetuidade, premissas setoriais).	1.3.3; 1.3.4 e 1.3.5
Erros em fórmulas e outras inconsistências nas planilhas de avaliação.	1.4.1.1
Falha na fundamentação das avaliações (premissas inadequadas / insuficientes).	1.4.2.1; 1.4.2.2; 1.4.3.1; 1.4.3.2.1.2; 1.4.3.2.2.2; 1.4.3.2.3.4; 1.4.3.2.4.3; 1.4.3.3; 1.4.3.2.1.1; 1.4.3.2.2.1; 1.4.3.2.3.1; 1.4.3.2.3.2; 1.4.3.2.3.3; 1.4.3.2.4.1 e 1.4.3.2.4.2

⁴⁴ Durante a auditoria que resultou na publicação do Relatório nº 820808, foram solicitadas ao BNDES informações sobre o mapeamento de riscos do processo de desestatização de empresas estatais federais. O Banco disponibilizou à CGU o resultado do Ciclo 2019 de identificação e avaliação de riscos operacionais e controles internos, bem como a Declaração de Appetite a Riscos, aprovada pela Resolução CA nº 10/2019. No ciclo, cada área identificou os riscos reputacionais mais relevantes associados aos seus processos, em função do impacto significativo na imagem do Banco perante os públicos de interesse priorizados. A Nota AIGR/DEROC nº 22/2019, de 28.11.2019, registra o resultado do ciclo, inclusive no que tange aos riscos operacionais e controles internos da área de Estruturação de Empresas e Desinvestimento (AED) do BNDES.

Sobre esse assunto, por ocasião do relatório nº 906303, conforme já mencionado, foram propostas recomendações para mitigar a probabilidade de que fragilidades similares às aqui apontadas ocorram recorrentemente e, então, impactem negativamente a imagem do Banco perante seus clientes (risco reputacional), coloquem em xeque a robustez dos estudos para fins de tomada de decisão nos processos de desestatização e afastem o interesse de potenciais investidores e o apoio das partes interessadas e da sociedade em geral a tais processos. Essas recomendações estão em processo de monitoramento por parte da CGU.

ANEXOS

ANEXO I – MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA E ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

Por meio da Nota AEP/SUP nº 24/2022, de 02.05.2022, o BNDES apresentou suas manifestações à versão preliminar do presente relatório. Salienta-se que, em alguns casos, para melhor compreensão do apontamento da auditoria e do posicionamento do Banco, as manifestações apresentadas pelo BNDES foram consignadas no próprio achado de auditoria, na seção “Resultados dos Exames”.

MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA

Primeiramente, cumpre destacar que, em relação às recomendações contidas nos itens 1.4.1.1., 1.4.2.1., 1.4.3.1., 1.4.3.2., o BNDES procederá com os ajustes a fim de adequar os estudos aos apontamentos realizados pela CGU.

Em relação ao item 1.5., o BNDES buscará adequar eventuais inconsistências entre os resultados apresentados pelos serviços A e B, respeitando a autonomia técnica dos consultores.

ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

Na sua manifestação, o BNDES informa que providenciará os ajustes necessários para adequar os estudos aos apontamentos da auditoria da CGU e, em relação ao item 1.5, buscará adequar eventuais inconsistências entre os resultados apresentados pelos Serviços A e B. Logo, manteve-se a recomendação incluída na versão preliminar do relatório, de modo a monitorar futuras providências por parte do Banco em relação ao assunto.

Desse modo, registra-se que a atualização dos estudos, nos moldes informados na manifestação do BNDES ao relatório preliminar, será monitorada pela CGU por ocasião do acompanhamento da primeira recomendação deste relatório.

MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA (ITEM 1.3.3.)

No que diz respeito aos demais itens constantes do Relatório e não listados acima, reiteramos as considerações feitas nas respostas às Solicitações de Auditoria recebidas no curso do processo de avaliação.

Apresentamos, a seguir, considerações do BNDES especificamente sobre as recomendações abaixo transcritas, que compõem o Relatório Preliminar de Avaliação:

Item 1.3.3. Prêmio de Mercado – Utilização de média aritmética, em detrimento da geométrica, com a consequente elevação da taxa de desconto.

A governança dos processos de desestatização pressupõe a manutenção da independência dos consultores durante a execução dos estudos (Lei nº 9.491/1997 e Decreto 2.594/1998).

O papel do BNDES é realizar o acompanhamento da execução dos estudos, no sentido de garantir que ao final do processo seja desenvolvido um estudo integrado e metodologicamente sólido, baseado em diretrizes emanadas pelo poder concedente e premissas rastreáveis que possam ser revisadas.

Entretanto, em que pese este acompanhamento, a responsabilidade técnica acerca do seu conteúdo é dos consultores nas diversas disciplinas necessárias ao projeto, pois são esses que detêm a especialização. A atribuição do BNDES é, em síntese, com base nas informações subsidiadas pelos especialistas contratados, consolidar os dados obtidos e, com base neles, prestar o serviço de estruturação da modelagem de desestatização.

Conforme já pormenorizado nas Notas AEP/SUP nº 012/2021 e AEP/SUP nº 016/2021, o debate sobre a estimação do valor esperado do prêmio de risco de mercado encontra diferentes visões tanto no referencial teórico, quanto na aplicação prática.

Em que pese a citada recomendação do professor Damodaran citada no Relatório Preliminar, não é possível identificar uma prática única em relação à estimação dos prêmios de risco de mercado, podendo ser encontradas diferentes metodologias de cálculo, incluindo abordagens para tratamento da série histórica que poderiam resultar em taxas mais elevadas do que aquela encontrada pela aplicação da média aritmética dos retornos.

Duas das principais referências utilizadas por agentes de mercado para cálculo do prêmio de risco de mercado, o próprio professor Damodaran e o manual *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation*, apresentam a utilização da medida histórica dada pela subtração das médias aritméticas dos retornos totais da carteira de mercado e dos títulos do governo norte-americano como uma das alternativas para o cálculo do prêmio esperado de risco do mercado.

Além disso, como apresentado na Nota AEP/SUP nº 12/2021, também no ambiente regulatório é possível encontrar a aplicação das médias aritméticas como forma de estimativas para o prêmio esperado para risco de mercado, como opção da ANEEL na sua mais recente revisão tarifária.

Diante das múltiplas abordagens existentes sobre o tema e tendo em vista que a média aritmética para cálculo do prêmio de risco de mercado é uma metodologia usualmente empregada pelos agentes de mercado, o BNDES entende que a metodologia adotada pelo consultor externo não implica em impropriedade ou incorreção metodológica, não cabendo interferência do banco no critério adotado pelo avaliador independente.

Nesse sentido, e tendo em vista o fato de que a própria CGU reconheceu não se tratar de impropriedade metodológica a justificar qualquer recomendação, solicitamos a exclusão do registro do Relatório.

ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

O BNDES apresentou argumentos no sentido de que a estimação do valor esperado do prêmio de risco de mercado encontra diferentes visões e diferentes metodologias de cálculo que podem resultar em taxas mais elevadas do que aquela encontrada pela aplicação da média aritmética dos retornos. Desse modo, o BNDES entende que a metodologia adotada pelo consultor externo não implica em impropriedade ou incorreção metodológica.

Conforme já exposto no item, o fato relatado não se constitui uma impropriedade. Ainda que não seja um erro de avaliação, faz-se necessário informar ao gestor público que a adoção da média aritmética produz prêmios de risco mais altos que aqueles produzidos pela média geométrica. Neste sentido, constou do relatório que o cálculo pela média aritmética apresenta redução do valor da empresa avaliada em comparação com a utilização da média geométrica. Todavia, é reconhecida a existência de diferentes metodologias para estimação do parâmetro de prêmio de risco do mercado. Assim, entende-se como suficientes e aceitáveis as argumentações do Banco em favor da utilização de médias aritméticas.

De modo a deixar o relatório de auditoria mais claro quanto ao reconhecimento da existência de diferentes metodologias aceitáveis para a mensuração do prêmio de risco de mercado, o texto do achado e sua descrição sumária foram revisados.

MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA (ITEM 1.3.4)

Custo de Capital Próprio (Ke) – Utilização de parâmetros livres de risco divergentes na fórmula do CAPM. Potencial subavaliação da companhia da ordem de R\$ 380 milhões.

Conforme detalhado Nota Técnica AED nº 10/2022, de 08.03.2022, em resposta à Solicitação de Auditoria nº 2, a escolha do prazo para a determinação da taxa livre de risco utilizada visou um maior alinhamento com horizonte da projeção em análise (30 anos).

No caso da avaliação da Eletrobras, o Banco Genial entendeu que, uma vez que as concessões da Eletrobras têm maturidades longas e que várias usinas terão seus contratos renovados por 30 anos, a utilização do T-Bond de 30 anos como medida de R_f é a mais adequada para estimar o perfil de risco que leva em consideração o mesmo horizonte de tempo.

Vale destacar que a utilização de taxas de 30 anos é prática usual de mercado e não encontra restrições teóricas. Inclusive, como registrado anteriormente, na Nota AEP/SUP nº 016/2021, em pesquisa realizada nos EUA, constatou-se que o título de 30 anos foi a escolha mais usual entre os diversos participantes do mercado.

No que tange à determinação do prêmio de risco de mercado, as estimativas elaboradas pelo professor Damodaran são amplamente utilizadas pelo mercado e baseiam-se nos títulos de 10 anos por serem os títulos de maior maturidade que possuem um histórico ininterrupto de emissões ao longo do tempo.

Sobre a alegada inconsistência no cálculo do Custo do Capital Próprio (Ke), oriunda da utilização de títulos com prazo de maturidade distintos, é importante esclarecer que a

metodologia utilizada pelo professor Damodaran estima o prêmio de risco como a diferença entre a média dos retornos anuais efetivos do mercado de ações, representado pelo índice S&P500 e de um título do tesouro americano com 10 anos de prazo e não sobre média das taxas de retorno até o vencimento destes títulos, que é a medida de taxa de juros livre de risco utilizada no cálculo do K_e .

No período escolhido, o mais longo disponibilizado e que se estende de 1928 a 2020, o modelo do professor Damodaran estimou a média aritmética dos retornos anuais do mercado de ações em 11,64% ao ano e a média aritmética dos retornos anuais do título do tesouro americano com vencimento em 10 anos, em 5,21% ao ano. O prêmio de risco do mercado, neste período, foi, portanto, de 6,43% ao ano, valor utilizado pelo Serviço B.

Adicionalmente, sobre a suposta incoerência na utilização de taxas de juros livres de risco distintas nos dois termos da fórmula do K_e no modelo do CAPM, é importante esclarecer que a implementação da solução proposta pela CGU, com a utilização de taxas exatamente iguais teria um efeito distinto do apresentado no Relatório Preliminar, tendo em vista que, além da substituição da taxa livre de risco no primeiro termo pela taxa de retorno dos títulos de 10 anos, também seria necessário substituir a taxa livre no cálculo do prêmio de risco do mercado, conforme demonstrado a seguir.

Considerando-se a fórmula do custo do capital próprio, tem-se que:

$$K_e = R_f + PRM * \beta = R_{f_a} + (R_m - R_{f_b}) * \beta$$

Como as taxas livres de riscos escolhidas utilizadas referem-se ao mercado norte-americano, a fórmula foi adaptada para representar corretamente custo do capital próprio para uma empresa brasileira:

$$K_e = +(R_m - R_{f_b}) * \beta + Risco\ país$$

Neste contexto, para evitar a violação ao CAPM apontada pela CGU, com a utilização de taxas livres de risco R_{f_a} e R_{f_b} exatamente iguais, teríamos o seguinte resultado para o custo de capital próprio nominal em dólares utilizado no fluxo de caixa descontado da holding (planilha 'Valuation Eletrobras 03.02.2022', exemplo utilizado no Relatório Preliminar):

$$K_e = 1,97\% + (11,64\% - 1,97\%) * 0,86 + 2,80\% = 13,09\%$$

Este custo de capital é consideravelmente superior ao utilizado pelo Serviço B neste modelo, de 10,83%. O impacto no WACC, por sua vez, seria uma elevação de 10,92% para 12,55%, ao invés de uma queda para 10,6%.

Por fim, considerando-se que o critério adotado pelo consultor contratado é fundado em premissas teóricas válidas, usuais e razoáveis, não faz sentido que o BNDES interfira no juízo realizado pelo avaliador independente.

Neste sentido, diante do exposto, sugere-se a supressão do apontamento e da referência à potencial subavaliação.

ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

O BNDES alega que a utilização de taxas de 30 anos é prática usual de mercado e não encontra restrições teóricas, que, em pesquisa realizada nos EUA, constatou-se que o título de 30 anos foi a escolha mais usual entre os diversos participantes do mercado. Em relação à determinação do prêmio de risco de mercado, o Banco alega que as estimativas elaboradas pelo professor Damodaran são amplamente utilizadas pelo mercado e baseiam-se nos títulos de 10 anos por serem os títulos de maior maturidade que possuem um histórico ininterrupto de emissões ao longo do tempo.

Apesar da alegação do BNDES, espera-se que o critério temporal utilizado para estimar o risco país no CAPM seja coerente com o adotado para estimar a taxa livre de risco. Na adoção de cenários econômicos distintos, o risco-país estimado pode considerar uma taxa de juros da economia americana diferente daquela considerada pela taxa livre de risco. Assim, pela metodologia do CAPM, os valores selecionados para os dois termos livres de risco devem ser coerentes entre si e o parâmetro da primeira taxa livre de risco deve ser o mesmo da segunda, ou seja, a taxa livre de risco escolhida no cálculo do prêmio deve ser consistente com a taxa livre de risco usada para calcular os retornos esperados. Ainda, divergência em relação aos prazos de maturação dos títulos utilizados acaba por trazer uma inconsistência no cálculo do Custo do Capital Próprio (K_e).

Neste sentido, cabe mencionar que no relatório preliminar nº 906303 (referente à desestatização da Codesa), constou o mesmo apontamento. Em resposta àquele relatório, o BNDES apresentou a sua manifestação por meio da Nota AEP/SUP nº 016/2021, de 07.10.2021, com o que segue:

Em que pese o histórico demonstrar ser comum a utilização de diferentes valores para a taxa livre de risco do mercado maduro (R_f) e a taxa livre de risco para estimação do prêmio de risco de mercado (R_f'), o apontamento da equipe de auditoria em relação ao título de referência para estimação do prêmio de mercado resultou em reavaliação pela consultoria PwC, conforme indicado no item seguinte.

(...)

Com base nas ponderações apresentadas pela equipe de auditoria, o avaliador B reanalisou as premissas e informou concordar com a apontada incompatibilidade entre o título de referência utilizado para estimação da taxa livre de risco e para estimação do histórico do prêmio de risco do mercado. Para compatibilizar os títulos de referência usados, o avaliador B sugeriu alteração da sua premissa para a taxa livre de risco (R_f). Como os dados históricos utilizados no cálculo do ERP utilizam os retornos do S&P500 e dos T-bonds de 10 anos desde 1928, o avaliador indicou que utilizará também os títulos de 10 anos para estimação do R_f .

Portanto, naquele trabalho, a própria consultoria PwC, responsável pela avaliação executada pelo Serviço B, após reanálise, concordou com a incompatibilidade das duas taxas livres de risco e apresentou providências para correção. Neste sentido, reitera-se o entendimento de que a inconsistência apontada deve ser apresentada à consultoria contratada, também no caso da desestatização da Eletrobras.

Quanto a afirmação de que a utilização do mesmo *Rf* elevaria a taxa de desconto ao invés de diminuir, ela não se sustenta diante da simulação realizada na referida planilha (“Valuation Eletrobras 03.02.2022”) e que está demonstrada no Quadro 5 do item 1.4.3 desse relatório, onde foi utilizado o T-Bond de 10 anos para compatibilizar com o utilizado no Prêmio de Mercado estimado pelo professor Damodaran.

MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA (ITEM 1.4.2.2)

Inconsistência nas projeções de estoques e custos com combustível nuclear, resultando em potencial subavaliação da Eletronuclear de R\$ 127 milhões.

Em relação ao mérito da alteração sugerida no Relatório Preliminar da CGU, no que se refere à liquidação dos estoques de combustível nuclear próximo à desmobilização das usinas, a visão do BNDES é a de que a opção de modelagem do consultor contratado não consiste em uma incorreção metodológica, mas em uma simplificação que é usualmente praticada em avaliações econômico-financeiras.

Além disso, foi realizada análise quanto à materialidade, aos efeitos combinados e ao custo de oportunidade relacionados à realização do ajuste sugerido, que envolveria a necessidade de nova aprovação da operação de reestruturação societária da Eletrobras, envolvendo Eletronuclear, por todas as instâncias decisórias.

A alteração sugerida no Relatório Preliminar da CGU, caso implementada, teria por consequência aumentar o valor estimado do *equity* da Eletronuclear, o qual é utilizado tanto para uma transação de reestruturação societária para alteração do controle dessa companhia, quanto para a estimativa do preço mínimo da capitalização da Eletrobras.

A reestruturação societária referida acima se dará por meio da subscrição, pela ENBPar, de novas ações ordinárias de emissão da Eletronuclear, no valor de R\$ 3,5 bilhões, dentre outros atos societários concomitantes, implicando a diluição da participação da Eletrobras na Eletronuclear, de modo que a ENBPar passe a ser a nova controladora da empresa.

A ENBPar, que se configura como a parte “compradora” na operação, é uma empresa cujo capital é integralmente detido pela União, enquanto a Eletrobras, que é a parte diluída e, portanto, indiretamente, a parte “vendedora”, é, hoje, também controlada pela União, porém com participação relevante de investidores privados na sua composição acionária. Consequentemente, em última instância, trata-se de uma transação indireta entre a União (compradora) e os acionistas minoritários privados da Eletrobras (vendedores).

Por outro lado, a avaliação da Eletronuclear também está incluída na avaliação que resulta no preço mínimo da capitalização da *holding* Eletrobras. Ou seja, a Eletronuclear compõe o preço a partir do qual a União estará disposta a ser diluída e, eventualmente, alienará parte das ações que detém, direta ou indiretamente.

Desta forma, quando se toma a decisão de elevar ou reduzir o preço de Eletronuclear no âmbito da reestruturação societária necessária a capitalização da Eletrobras, essa variação

afetará ao mesmo tempo, positiva e negativamente a posição final da União, uma vez que a União sempre sofrerá estes efeitos como lado vendedor e comprador.

Conforme análise realizada pela CGU, o efeito de eventual correção nas projeções de estoques de combustível nuclear foi estimado em R\$ 127 milhões, no sentido de aumentar o valor da Eletronuclear. Vale sublinhar que a ENBPar não irá adquirir a totalidade das ações da Eletronuclear detidas pela Eletrobras, mas sim novas ações a serem emitidas pela primeira no valor total de R\$ 3,5 bilhões, restando com uma participação no capital social da Eletronuclear de 32,05%. Portanto, o impacto da correção em tela, para a ENBPar, seria uma redução de 0,41% na participação mencionada, o que representaria um valor menor a ser recebido em ações pela ENBPar de R\$ 46 milhões, uma fração da redução do *valuation*.

Paralelamente, o aumento do *valuation* da Eletronuclear aumenta o *valuation* da Eletrobras, atual controladora e futura acionista minoritária da Eletronuclear, aumentando também o preço mínimo da oferta pública da Eletrobras, em que a União será diluída, e potencialmente o preço por ação resultante do processo de *bookbuilding*, uma vez que os investidores, ao realizarem a própria precificação da Companhia, possivelmente incorporarão esse efeito a maior no *valuation* de Eletrobras.

Considerando que a União sofrerá este impacto na ponta vendedora (Eletrobras) e compradora (ENBPar), foi calculado o efeito líquido financeiro para a União, representado por uma perda de R\$ 16 milhões, conforme demonstrado na figura a seguir:



Desta forma, o impacto final da correção proposta apresenta baixa materialidade, muito inferior à variação do resultado da avaliação econômico-financeira. Além disso, como se percebe, a alteração traria uma perda financeira para União e um ganho para os acionistas privados da Eletrobras.

Acerca desta questão, a premissa implícita contida na correção proposta é que os minoritários privados estariam, em tese, recebendo um valor por ação inferior ao justo na transação de reestruturação societária da Eletronuclear. No entanto, esses mesmos acionistas minoritários privados da Eletrobras, ou seja, a parte que, teoricamente, seria prejudicada pela simplificação da avaliação, já aprovou a transação (inclusive o valor por ação), de maneira informada, na ocasião da Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras ocorrida em 22 de fevereiro de 2022, com abstenção de voto da União.

Além dos aspectos comentados acerca da materialidade e da direção dos efeitos líquidos da alteração, também contribui para a discussão, a análise realizada sobre o custo de oportunidade envolvido em promover o ajuste recomendado e os efeitos financeiros que a necessidade de nova aprovação da operação provocaria.

Para estimar estes efeitos, utilizou-se o prazo mínimo de 60 dias necessário para que o novo *valuation* de Eletronuclear percorresse todo o processo de governança necessário, incluindo novas aprovações do BNDES, CPPI, Conselho de Administração de Eletrobras e AGE Eletrobras.

Considerando, por outro lado, o adiamento da decisão do TCU para a data provável de 18 de maio, se estima em aproximadamente 30 dias o atraso líquido em relação ao cronograma previsto atualmente para o processo, caso se procedesse ao ajuste na avaliação a Eletronuclear. Isso provocaria uma postergação de 30 dias do recebimento pela União do montante relativo ao bônus de outorga de R\$ 25,4 bilhões. Também foi considerada a premissa de SELIC à 11,75% a.a. Como resultado, o impacto negativo estimado para a União seria de aproximadamente R\$ 230 milhões caso o recebimento pela União do Bônus de outorga fosse postergado em 30 dias.

Portanto, em relação aos impactos de se realizar o ajuste recomendado, considerando:

1. A não materialidade dos seus efeitos;
2. O efeito líquido de perda para a União;
3. A aprovação da operação pelos acionistas privados (parte teoricamente prejudicada pela simplificação da avaliação), em AGE da Eletrobras com abstenção da União; e
4. O elevado custo de oportunidade de se promover a alteração e novas aprovações.

À conta de todo o exposto, o BNDES entende ser mais adequado não implementar o ajuste recomendado pela CGU.

ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

Em sua manifestação, o BNDES entende que a opção de modelagem do consultor não consiste em uma incorreção metodológica, apenas uma simplificação que é usualmente praticada em avaliações econômico-financeiras. Apesar disso, o Banco apresentou argumentos quanto à materialidade, aos efeitos combinados e ao custo de oportunidade relacionados à realização do ajuste proposto pela CGU, envolvendo a necessidade de nova aprovação da operação de reestruturação societária da Eletrobras em relação à Eletronuclear por todas as instâncias decisórias.

A equipe da CGU entende que a projeção em relação às premissas de estoques e custos de combustível nuclear não foi a mais adequada por não refletir o que deverá acontecer na realidade, considerando as desmobilizações das usinas Angra 1 e 2. A modelagem poderia ser aprimorada com a programação das compras de matéria prima (minério de Urânio), de modo que o estoque desse combustível seja o menor possível quando das desmobilizações.

Contudo, o BNDES apresentou uma boa argumentação para não realizar a alteração sugerida no Relatório Preliminar da CGU, visto que a modificação afetaria, ao mesmo tempo, positiva e negativamente a posição da União, que é vendedora (Eletrobras) e compradora (ENBPar) ao mesmo tempo da Eletronuclear.

Assim, a equipe de auditoria da CGU reconhece que a correção representaria um impacto final de baixa materialidade, além do custo de oportunidade envolvido em promover o ajuste devido à necessidade de nova aprovação da operação para que o novo *valuation* da Eletronuclear percorresse todo o processo de governança. Logo, considerando a manifestação do BNDES, foram realizados ajustes no relatório de modo a complementá-lo com os argumentos apresentados pelo Banco e tendo em vista que a atuação da CGU ocorreu visando à tomada de decisão por parte dos envolvidos no processo de desestatização da Eletrobras.

MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA (ITEM 1.4.3.3)

Projeção de Investimentos – Capex da Eletronuclear

Em relação ao mérito dos comentários constantes do Relatório Preliminar da CGU, informamos que o BNDES compartilha da visão de que é incerta a projeção de investimentos futuros, por parte da Eletronuclear, nos ativos operacionais.

Todavia, é usual o desafio de lidar com projeções incertas no âmbito de avaliações econômico-financeiras, posto que não se trata de cálculos determinísticos, mas sim estimativas feitas com base nas melhores informações disponíveis.

No caso em tela, a projeção foi feita com base em *benchmarks* internacionais, resultando em níveis de investimentos superiores aos atualmente praticados pela Eletronuclear, o que evidencia a possível necessidade de se realizarem investimentos que foram represados no passado. Inclusive, a operação de reestruturação societária da Eletronuclear, prevista como condição à capitalização da Eletrobras, prevê a injeção de R\$ 3,5 bilhões pela ENBPar, além de um novo plano de negócios de Angra 3 que deverá reduzir as restrições de caixa da Eletronuclear, viabilizando a realização de investimentos potencialmente represados.

Ademais, mesmo que não seja levada em consideração eventual melhora nas condições financeiras na empresa, não se vislumbra, atualmente, outra referência adequada para a estimativa dos investimentos em questão. Alterar o estudo para que se replique o histórico de investimentos da Eletronuclear poderia, por outro lado, implicar possível viés em sentido inverso. (...)

Por essas razões, o BNDES entende ser mais adequado não implementar qualquer ajuste na curva de Capex.

ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

Em sua manifestação, o BNDES alega que as avaliações econômico-financeiras são estimativas feitas com base nas melhores informações disponíveis e que não vislumbra outra referência adequada para estimar os investimentos em questão. O Banco alega ainda que alterar o estudo com base no histórico de investimentos da Eletronuclear poderia implicar possível viés em sentido inverso.

Conforme constou do corpo do relatório, os esclarecimentos anteriormente apresentados pelo BNDES foram considerados adequados para fins das análises e testes realizados. Neste

sentido, a equipe de auditoria da CGU reconhece que não há necessidade em implementar ajustes na curva de Capex da Eletronuclear e realizou ajustes no relatório de modo a deixar claro este entendimento.

MANIFESTAÇÃO DA UNIDADE AUDITADA (RECOMENDAÇÃO 2)

Conforme tratado na reunião realizada entre as equipes do BNDES e da CGU em 18.04.2022, a fim de aprimorar a rastreabilidade dos documentos que compõem os estudos, especificamente do Relatório de Premissas, será solicitado ao Serviço B que realize a referência das informações contidas na planilha base do Relatório de Premissas, para posterior acompanhamento pela CGU quanto ao atendimento às recomendações do processo.

ANÁLISE DA EQUIPE DE AUDITORIA

A manifestação do BNDES é no sentido de que solicitará às consultorias contratadas para complementar os estudos técnicos do processo de desestatização da Eletrobras. A adoção das providências mencionadas pelo Banco será monitorada pela CGU.

Cabe ressaltar que a rastreabilidade nos estudos é elemento fundamental para os públicos interessados no processo, visto que a apuração do preço mínimo, que ampara as deliberações e o processo competitivo, deve ser baseada em informações disponíveis e rastreáveis para fixar de forma transparente o valor mínimo e permitir a conferência do preço apurado e da avaliação realizada.