

TC 035.916/2016-8 (AmE)

Tipo: Desestatização.

Unidades Jurisdicionadas: Ministério de Minas e Energia (MME), Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE).

Responsável: Fernando Bezerra de Souza Coelho Filho (CPF 049.210.934-66) – Ministro de Minas e Energia; Paulo Rabello de Castro (CPF 212.955.617-34) – Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento; Wilson Pinto Ferreira Júnior (CPF 012.217.298-10) – Presidente das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; e Tarcísio Estefano Rosa (CPF 299.887.729-04) – Diretor-Presidente da Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

Procurador: não há.

Proposta: mérito.

INTRODUÇÃO

Trata-se do acompanhamento do processo de privatização das distribuidoras de energia elétrica controladas pelas Centras Elétricas Brasileiras (Eletrobras), a saber: Companhia Energética do Piauí S.A. (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas S.A. (Ceal), Companhia de Eletricidade do Acre S.A. (Eletroacre), Centras Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), Boa Vista Energia S.A. e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE).

2. Foram autuados processos distintos para cada uma das distribuidoras citadas. No entanto, devido à similaridade da análise e dos estudos realizados, bem como, ao fato de que estas empresas serão leiloadas em um mesmo certame, será proposto o apensamento dos cinco outros processos a este. Desse modo, a presente instrução tratará de todas as empresas.

3. Os referidos processos são: 035.909/2016-6 (Cepisa), 035.911/2016-2 (Ceal), 035.912/2016-2 (Eletroacre), 035.913/2016-9 (Ceron) e 035.915/2016-8 (Boa Vista).

4. A privatização ocorrerá simultaneamente à outorga de nova concessão para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica aos novos controladores das empresas, nos termos da autorização constante do § 1º-A do art. 8º da Lei 12.783/2013.

5. Preliminarmente, convém observar que a alienação de participação societária de Empresas Públicas e Sociedades de Economia Mista controladas pela União é regulamentada pela Lei 13.334/2016, que criou o Programa de Parceria de Investimentos (PPI), o qual absorveu as atribuições do Programa Nacional de Desestatização (PND), de que trata a Lei 9.491/1997.

6. No âmbito do Tribunal de Contas da União (TCU), a matéria está disciplinada pela Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento concomitante dos processos de privatização, realizados em cinco estágios, por meio de análise de documentação remetida pela autoridade competente pelo procedimento de privatização.

7. As distribuidoras de energia elétrica federais em processo de privatização têm prestado o serviço de distribuição em regime temporário, como distribuidoras designadas pela União. Isso ocorreu porque a Eletrobras decidiu, em 22/7/2016, por meio de sua 165ª Assembleia Geral, não aceitar as condições para prorrogação das concessões das empresas sob seu controle.

8. Apesar da não prorrogação, a União, na condição de Poder Concedente, designou as referidas companhias para prestarem o serviço em caráter temporário nas áreas em que já atuavam, consoante previsão do §1º do art. 9º da Lei 12.783/2013. Acrescentou-se, ainda, aos cuidados da Boa Vista Energia a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica na área outrora pertencente à Companhia Energética de Roraima (Cerr).

9. A designação mencionada decorreu das disposições da Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) 388/2016, que trouxe modificações no regime de concessões a que se sujeitam as distribuidoras designadas para a prestação em caráter temporário. As designações constam das Portarias MME 420 a 425, todas de 2016.

10. A prestação de serviço temporário tinha prazo até a assunção de novo concessionário ou até 31 de dezembro de 2017, prazo esse que foi postergado pela Portaria 468/2017, para 31 de julho de 2018.

11. Importa destacar que as referidas empresas foram incluídas no PND por intermédio dos dispositivos listados a seguir: (i) Decreto 2.356/1997 (Ceal); (ii) Decreto s/nº, de 16 de março de 1998 (Cepisa); (iii) Decreto s/nº, de 13 de março de 1998 (Ceron); (iv) Decreto s/nº, de 30 de novembro de 1998 (Eletroacre), (V) Decreto 2.653/1998 (Boa Vista Energia S.A); e (VI) Decreto 6.026/2007 (AmE) (peça 1, p. 1).

12. Ademais, a Lei 13.360/2016, que alterou a Lei 12.783/2013, viabilizou a licitação de empresas sob controle direto ou indireto da União, Estados, Distrito Federal e Municípios, cujas concessões não foram prorrogadas, prevendo a possibilidade de a União promover licitação associada à transferência do controle acionário da concessionária, outorgando novo contrato de concessão pelo prazo de 30 anos. Esta lei estabelece ainda a possibilidade de inversão das fases de habilitação e julgamento do leilão, de forma a garantir maior celeridade e eficiência ao processo licitatório.

Histórico e evolução da situação das distribuidoras federais

13. Antes de adentrar ao exame dos documentos e informações encaminhados, importa registrar breve histórico dessas distribuidoras a partir da chamada “federalização”, momento em que as empresas foram assumidas pela Eletrobras.

14. Até a década de 90, as distribuidoras ora em exame estavam sob o controle dos estados em que prestavam os serviços. Em face da impossibilidade de investimentos

pelos governos estaduais nessas concessões e do nível de qualidade degradante ao usuário, a União ajustou com os estados a chamada “federalização” das distribuidoras, passando-as ao controle da Eletrobras, conforme previsto na Lei 9.619/1998, com o intuito inicial de melhorar as condições das empresas e das concessões para facilitar o processo de privatização. Ou seja, esperava-se que a Eletrobras realizasse o saneamento mínimo dessas empresas a fim de viabilizar a privatização.

15. Tal processo de desestatização, contudo, não teve início imediato, e a Eletrobras manteve-se responsável pela gestão dessas distribuidoras por um longo período, ultrapassando vinte anos, em alguns casos.

16. A Estatal, porém, mostrou-se incapaz de atuar satisfatoriamente no ambiente dinâmico e de alta capilaridade que é o setor de distribuição de energia elétrica. Assim, uma gestão ineficiente gerou nas empresas custos operacionais e perdas de energia elétrica superiores à sua cobertura tarifária, estabelecida regulatoriamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

17. O assunto foi objeto de exame pelo Tribunal em reiteradas ocasiões, a exemplo do Acórdão 2.253/2015-TCU-Plenário, Acórdão 625/2016-TCU-Plenário; Acórdão 1868/2016-TCU-Plenário e Acórdão 1126/2017-TCU-Plenário, todos de Relatoria do Ministro José Múcio. Em todos julgados é retratada a baixa qualidade do serviço prestado aos usuários dessas áreas de concessão, bem como a insustentabilidade econômico-financeira das empresas em face de ineficiências operacionais e de gestão.

18. É importante ressaltar que, muito embora as mencionadas empresas já tivessem sido assumidas pela Eletrobras por um ato da União, utilizando-se da estatal como *longa manus* do Estado a fim de manter a continuidade da prestação do serviço público essencial de distribuição de energia elétrica, não se justificativa o nível de ineficiência operacional e de gestão dessas distribuidoras durante esses vinte anos de controle da Eletrobras.

19. Tal conclusão é alcançada ao se verificar indicadores básicos associados à gestão da empresa, como gastos com pessoal e eficiência no combate às perdas não técnicas, as quais são assumidas integralmente pela distribuidora quando passam do limite regulatório estabelecido pela Aneel.

20. A título de exemplo, importa destacar dados trazidos pelo Acórdão 1.126/2017-TCU-Plenário, ao apontar os percentuais de perdas acima dos limites regulatórios das distribuidoras (Figura 1), bem como comparar a relação entre as despesas de pessoal e a receita operacional líquida de várias concessionárias de distribuição (Figuras 2 e 3).

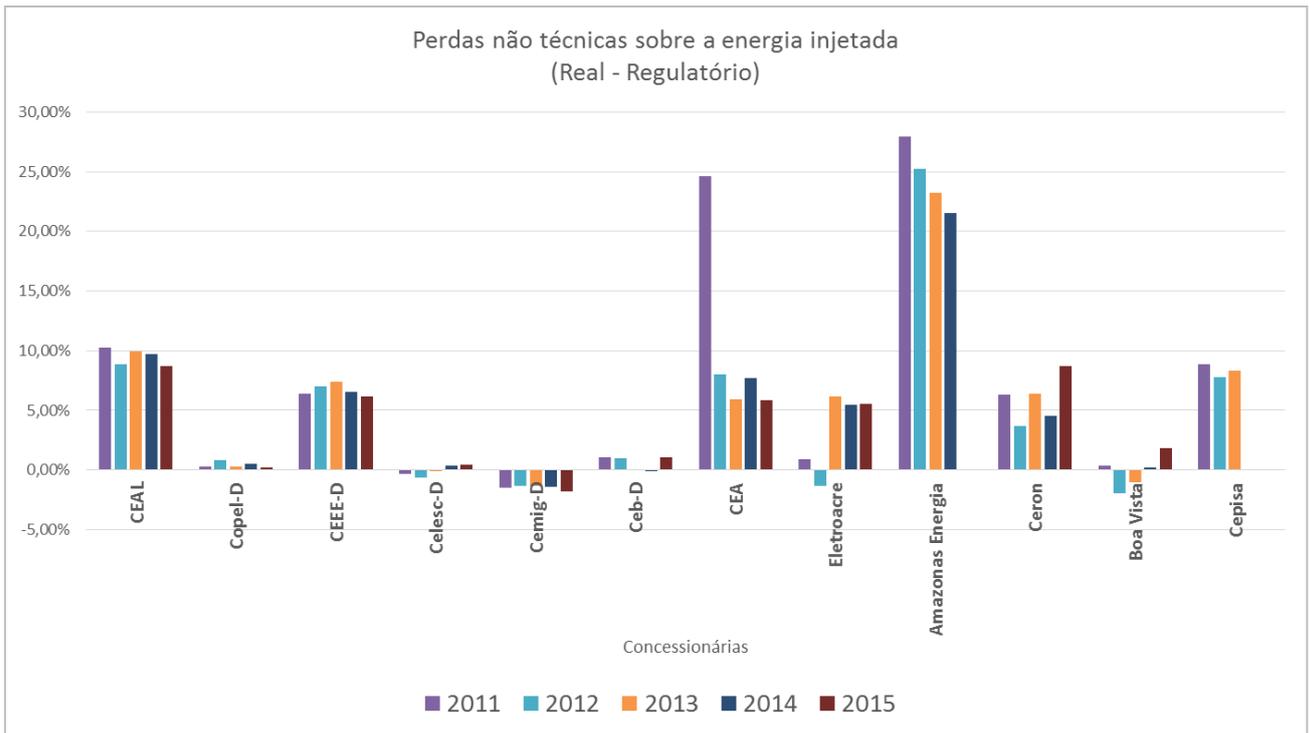


Figura 1 – Diferença entre as perdas não técnicas reais e os limites regulatórios, em %.
 (Fonte: Extraído de Fiscalização de Orientação Coordenada realizado nas distribuidoras [peça 14, TC 020.416/2016-4])

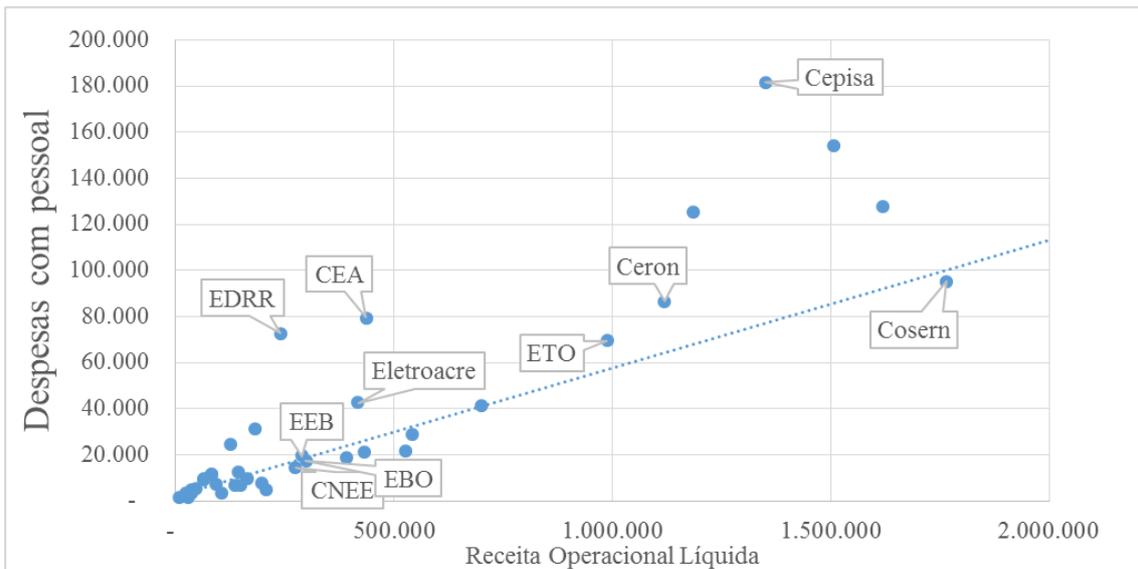


Figura 2 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 2 bilhões, em 2015 (Fonte: Extraído de Fiscalização de Orientação Coordenada realizado nas distribuidoras [peça 14, TC 020.416/2016-4]).

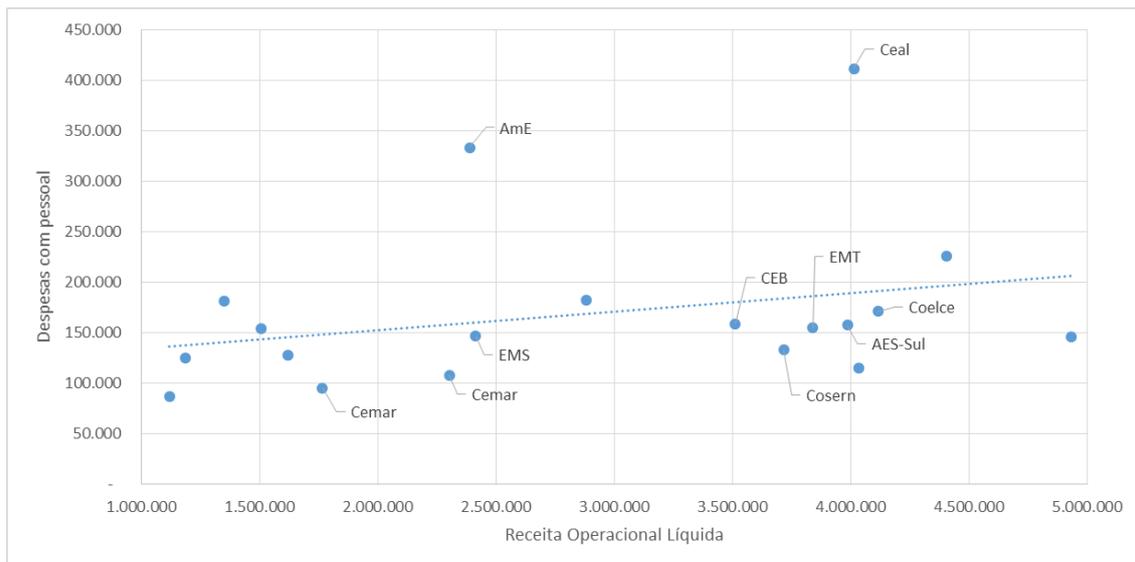


Figura 3 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 5 bilhões e maior que R\$ 1 bilhão, em 2015 (Fonte: Extraído de Fiscalização de Orientação Coordenada realizado nas distribuidoras [peça 14, TC 020.416/2016-4]).

21. A Figura 1 demonstra que todas as companhias federais, com exceção da Boa Vista, apresentam histórico de perdas reais superiores às regulatórias. Por sua vez, as Figuras 2 e 3 revelam que o montante dispendido com custeio de pessoal nas distribuidoras federais, para uma mesma faixa de Receita Operacional Líquida gerada, era, em 2015, superior à média de outras empresas.
22. Ressalte-se que se trata de indicadores relacionados diretamente à administração da empresa, e não de externalidades à gestão. Evidente, portanto, que a condução das distribuidoras foi incapaz de trazer parâmetros operacionais para patamares razoáveis.
23. Ou seja, durante os aproximados vinte anos de gestão das empresas sob o controle da Eletrobras, não foram adotadas práticas de gestão aptas a trazer os índices de gestão fundamentais para sustentabilidade econômico-financeira das companhias a níveis razoáveis, acarretando perdas aos acionistas e aos usuários do serviço público.
24. A diferença recorrente entre os dispêndios das distribuidoras e a receita tarifária corroe a geração de caixa dessas companhias. Sem recursos, as distribuidoras passaram a não fazer os investimentos necessários à manutenção da qualidade mínima exigida pela Aneel, ou mesmo, para combaterem eficientemente as perdas de energia, especialmente os furtos.
25. O descumprimento dos padrões regulatórios de qualidade e a piora das perdas deterioram ainda mais a capacidade de gerar caixa das empresas, em razão das compensações financeiras aos consumidores e do aumento da diferença entre a cobertura tarifária e o valor das perdas.
26. Isso ocorre porque a Agência Reguladora utiliza metodologia própria para definição de limites de perdas e de custos operacionais a serem reconhecidos na tarifa cobrada pela distribuidora, além de estabelecer padrões mínimos de qualidade a serem alcançados. Essas definições baseiam-se nos regulamentos da Aneel e possuem peculiaridades, mas buscam, via de regra, refletir os valores praticados pelas empresas

comparáveis e mais eficientes – é a chamada regulação por incentivo utilizando o conceito de *benchmarking*.

27. Estar aquém dos parâmetros regulatórios significa perda de valor ao acionista, ao passo que superá-los representa agregar valor. Logo, as empresas têm estímulos econômicos para perseguirem as metas definidas pelo Regulador.

28. Para uma concessão com quadro rotineiro de baixa qualidade, perdas de energia superiores aos limites e situação financeira deteriorada, a inexistência de um choque efetivo de gestão resulta num ciclo contínuo de perda de valor para o acionista, como é o caso da Eletrobras. As distribuidoras representaram prejuízos bilionários anuais para a Estatal.

29. A Proposta da Administração da Eletrobras para subsidiar a 165ª AGE-Eletrobras (decisão em renovar ou não as concessões de distribuição) apontou que em 2015 o patrimônio líquido das distribuidoras somava mais de R\$ 6,2 bilhões negativos (peça 24, p. 27).

30. A mesma proposta considerou ainda que, para renovar as concessões segundo as condições estabelecidas pela Aneel, seriam necessários aportes substanciais de capital pela Eletrobras, o que é inviável se não houvesse participação da União. Desse modo, no cenário de não renovação da concessão, a liquidação das distribuidoras imporá um ônus relevante à *Holding*, conforme aduzido na Proposta da Administração (peça 24, p.26-27)

31. A crítica situação em comento, em especial a possibilidade de a Eletrobras não ser mais delegatária do serviço público de distribuição, acarretando a perda de valor econômico das subsidiárias em face da perda do objeto social, foi motivo de discussão pelo Colegiado do Tribunal na sessão do dia 9/9/2015, quando da apreciação da possibilidade de prorrogação dos contratos de concessão de distribuição vincendos à época (Acordão 2.253/2015-TCU-Plenário, Relatoria do Ministro José Múcio).

32. Todavia, a Medida Provisória (MP) 735/2016, introduziu o § 1ºA no art. 8º da Lei 12.783/2013, facultando à União, quando as concessões de energia elétrica não forem prorrogadas e quando o prestador do serviço for pessoa jurídica sob seu controle direto ou indireto, promover a licitação da concessão associada à transferência do controle da pessoa prestadora do serviço.

33. Considerando a novidade trazida pela mencionada MP, a Proposta da Administração da Eletrobras indica que:

...no cenário de não prorrogação, a Administração entende que é melhor transferir o controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das Distribuidoras, nos termos do §1º-A do artigo 8º, da Lei 12.783/2013, com a nova redação dada pela Medida Provisória 735, de 22 de junho de 2016 [hipótese de venda da distribuidora casada com a concessão], ao invés de devolver a concessão de forma imediata ao Poder Concedente, pois poderá evitar um custo imediato de liquidação na hipótese de sucesso nessa transferência do controle acionário. Entretanto, a Administração considera importante que, até a transferência da Distribuidora para o novo controlador, a respectiva Distribuidora, enquadrada nesta hipótese, receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva Distribuidora, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da Distribuidora, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobras (peça 24, p. 32). (Grifos acrescentados)

34. A 165º AGE da Eletrobras aprovou a não renovação das concessões, acatando a proposta da Administração em realizar a transferência do controle acionário na forma estabelecida no §1ª-A do artigo 8º da Lei 12.783/2013.

35. A partir de então, a União designou a Eletrobras (Portaria MME 388, de 26/7/2016) como prestadora de serviço público de distribuição de forma temporária, até a licitação das mencionadas concessões. Ademais, para fazer frente ao déficit para manutenção econômico-financeira das empresas, haja vista que agora não haveria obrigação de a Eletrobras manter as distribuidoras com recursos próprios, o art. 9º, § 4º, da Lei 12.783/2013, regulamentado pela Resolução Normativa Aneel 748/2016, autorizou as distribuidoras designadas a contratar e a receber recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), os quais serão repassados ao consumidor futuramente.

36. Acerca da precariedade da designação em tela, bem como dos riscos envolvidos nesse processo, importa transcrever conclusão trazida pelo Relatório de Consolidação da Fiscalização de Orientação Coordenada nas Distribuidoras TC 020.416/2016-4, apreciado pelo Acórdão 1.126/2017-TCU-Plenário:

(...) entende-se que o maior risco à boa prestação do serviço e ao consumidor é que essa situação de prestação temporária do serviço se prolongue por muito tempo. Isso não seria desejável porque as distribuidoras federais já demonstraram não ter fôlego para investir em melhorias, dada a corroída condição financeira em que se encontram; na mesma ocasião em que optou por não aceitar as condições para renovação dessas concessões e optou por privatizá-las, a Eletrobras decidiu não injetar mais recursos nessas companhias; e, embora estejam recebendo recursos via empréstimo da RGR, os montantes foram calculados de forma a somente manter as condições atuais, longe da busca pela eficiência, e, de toda forma, trata-se de um aumento do passivo das empresas (peça 14 do TC 020.416/2016-4, p. 29).

37. Em 31/8/2017, o MME, apoiando-se em pareceres da Aneel, determinou à Agência (Portaria 346/2017) que realizasse o “reequilíbrio das concessões” das áreas abrangidas pelas designadas. A Aneel, por conseguinte, ajustou extraordinariamente parâmetros regulatórios das concessões a fim de reconhecer na tarifa os impactos advindos do mencionado desequilíbrio com fito, segundo a própria Agência, de reestabelecer condições para a atratividade da concessão para fins de licitação. Tal questão será abordada detidamente em tópico específico desta instrução.

38. A Resolução CPPI 20, de 8 de novembro de 2017, aprovou as condições para transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas empresas de distribuição, as quais deveriam ser aprovadas por Assembleia Geral da Eletrobras para sua materialização.

39. De fato, a Eletrobras anuiu às disposições da CPPI 20/2017 e aprovou, no âmbito da AGE 170º, a privatização das distribuidoras.

40. O exame dessas condições, que são retratadas nos estudos encaminhados para atendimento do 3º estágio da IN TCU 27/1998 é realizado nesta instrução.

41. Ademais, realiza-se também exame detido das condições de contorno fáticas que levaram à decisão da Eletrobras em realizar a assunção de dívidas das distribuidoras (condição para privatização estabelecida na CPPI 20/2017), averiguando a legalidade dessa decisão empresarial sob a ótica do erário público, questão trazida inclusive à discussão do TCU no âmbito das denúncias que tramitam no TC 003.700/2018-6 e no TC 003.702/2018-9.

42. Esse histórico é relevante para compreender a opção por privatizar essas empresas e para entender como uma situação financeira crítica, de alto endividamento, foi alcançada, afetando, até mesmo, o valor da concessão.

EXAME TÉCNICO

I. Análise do primeiro e do segundo estágios

43. A IN – TCU 27/1998 atribui à autoridade responsável pelo processo de privatização a incumbência de remeter ao TCU os seguintes documentos referentes ao primeiro estágio do acompanhamento de privatizações, conforme o inciso I do seu art. 2º a seguir transcrito:

I – primeiro estágio:

- a) razões e fundamentação legal da proposta de privatização;
- b) recibo de Depósito de Ações a que se refere o § 2º do art. 9º da Lei nº 9.491/97;
- c) mandato que outorga poderes específicos ao gestor para praticar todos os atos inerentes e necessários à privatização;
- d) edital de licitação para contratação dos serviços de consultoria referidos no art. 31 do Decreto nº 2.594/98.

44. Em atendimento ao primeiro estágio, o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) enviou ao TCU os Ofícios AD SUP 5/2016 (peça 1) e AD SUP 2/2017 (peça 2), contendo, dentre outros, a seguinte documentação:

- a) Notas técnicas e pareceres do MME e da Advocacia Geral da União (AGU), contendo as razões para a desestatização e análise quanto à sua viabilidade jurídica;
- b) Recibos de Depósito das ações das empresas em processo de privatização (peça 1, p. 95 a 110);
- c) Mandatos que outorgam poderes ao BNDES para a prática dos atos inerentes à privatização, datados de 15/12/2016 (peça 2, p. 76-81);
- d) Edital de Licitação para contratação dos serviços necessários à desestatização das distribuidoras designadas (Pregão Eletrônico AARH 51/2016-BNDES) (peça 1, p. 112-201); e

45. A Nota Técnica 1/2016-AEPROE/SE-MME (peça 1, p. 3-19) aponta o fato de as distribuidoras estarem prestando o serviço em caráter temporário como justificativa para a privatização dessas empresas, pois o §1º do art. 9º da Lei 12.783/2013 assim dispõe:

Caso não haja interesse do concessionário na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas nesta Lei, o serviço será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, **até que seja concluído o processo licitatório de que trata o art. 8º.** (Grifos acrescidos)

46. Percebe-se que o cumprimento do referido dispositivo legal presume a exploração do serviço diretamente pela Administração Pública Federal e a condução concomitante do procedimento licitatório para a concessão do serviço. No presente caso, tal outorga envolve também a transferência do controle acionário das distribuidoras federais, conforme previsão constante do § 1º-A do art. 8º da Lei 12.783/2013.

47. A citada nota (peça 1, p. 3-19) apresenta, ainda, a delicada situação financeira das empresas federais, que tem sido acompanhada da prestação de serviço de baixa qualidade. No entendimento do MME, essa condição sugere esgotamento da atuação

estatal na distribuição de energia elétrica, além de revelar-se incompatível com a decisão da Eletrobras de não aportar mais recursos nas distribuidoras.

48. Como relatado anteriormente, as distribuidoras federais já estavam incluídas no PND. A Resolução 3/2016 (peça 1, p. 90-91), do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos (CPPI), recomendou ao Presidente da República a inclusão dessas empresas também no PPI, o que foi executado por intermédio do Decreto 8.893/2016 (peça 1, p. 92).

49. No que tange ao edital de licitação para contratação dos serviços necessários à desestatização das distribuidoras designadas (peça 1, p. 112-201), observou-se que o BNDES optou por contratar dois itens, intitulados de Serviço B e Serviço A.

50. O Serviço A consiste na avaliação econômico-financeira das distribuidoras, com vistas à obtenção do preço mínimo para o leilão. O Serviço B, por sua vez, além de conter avaliação com mesmo fim da anterior, abarca a realização de *due diligence* de caráter jurídico, contábil e patrimonial, além de outros serviços de cunho especializado.

51. A IN – TCU 27/1998 atribui ao poder concedente a incumbência de remeter ao TCU os seguintes documentos referentes ao segundo estágio do acompanhamento de privatizações, conforme o inciso II do seu art. 2º a seguir transcrito:

II – segundo estágio:

- a) processo licitatório para contratação dos serviços de consultoria, incluindo os respectivos contratos;
- b) processo licitatório para contratação dos serviços de auditoria mencionados no art. 21 do Decreto nº 2.594/98, incluindo o respectivo contrato;
- c) processos licitatórios para contratação de serviços especializados.

52. Em atendimento ao segundo estágio, o BNDES enviou ao TCU os Ofícios AD DEAD3 6/2017 (peça 3) e AD DEAD3 15/2017 (peça 8) contendo a seguinte documentação:

- a) Cópia do Processo licitatório para contratação do serviço especializado de consultoria para o processo de privatização das distribuidoras, Pregão Eletrônico AARH 51/2016, com os contratos firmados para o Serviço A, OCS 27/2017, e para o Serviço B, OCS 028/2017, assinados em 14/2/2017 (peça 3);
- b) Cópia do Processo referente ao Pregão Eletrônico AARH 43/2017, para contratação de serviço de auditoria independente (peça 8, item não digitalizável) e o contrato OCS 288/2017 (peça 8), referente ao serviço de auditoria independente, celebrado entre o BNDES e a Loudon Blomquist - Auditores Independentes, assinado em 4/7/2017.

53. Para o processo de desestatização das seis distribuidoras, não se aplica o item “c” do art. 2º, inciso II, da IN – TCU 27/1998, referente à contratação de serviços especializados, uma vez que a consultoria especializada (item a) acumula essas funções.

54. O valor global para contratação dos serviços de consultoria foi estimado em R\$ 7.007.214,00 para o Serviço A e R\$ 40.813.583,00 para o Serviço B. Participaram da Sessão Pública 8 Licitantes para o Serviço B e 14 para o Serviço A. Finda a etapa de lances, sagraram-se como melhores propostas as ofertadas pelo Consórcio Mais Energia B, formado pela Pricewaterhousecoopers Corporate Finance & Recovery LTDA (PWC), Siglasul e Loeser e Portela Advogados Associados, para o Serviço B, no valor de R\$

17.700.000,00, e pela CERES Inteligência Financeira - EPP para o Serviço A, no valor de R\$ 2.229.000,00.

55. Dois licitantes registraram intenção de recorrer tanto em relação ao resultado do Serviço B quanto para o resultado do Serviço A. De forma tempestiva, as licitantes apresentaram suas razões recursais apenas em relação aos recursos interpostos contra o resultado do Serviço B, especificamente em relação aos documentos de qualificação técnica apresentados, que foram analisadas pela Pregoeira e os integrantes da Equipe de Apoio em 3/1/2017, quando ambos os recursos apresentados foram julgados improcedentes (peça 12).

56. Ressalta-se que foi exigido dos proponentes a comprovação de capacidade técnica relativa a avaliação econômico-financeira de empresas com receita operacional líquida de, no mínimo, R\$ 1 bilhão para o Serviço A e R\$ 3 bilhões para o Serviço B; e avaliação e elaboração de projeções de receitas, custos despesas e investimentos de empresas de distribuição de energia elétrica.

57. Ainda, foi exigido dos proponentes do Serviço B a comprovação de assessoramento jurídico na área de regulação de distribuição; operação de alienação do controle acionário de empresa com receita operacional líquida de, no mínimo, R\$ 1 bilhão; e coordenação de operação de oferta pública ou privada de valores mobiliários e/ou fusões e aquisições no Brasil com valor superior a R\$ 500 milhões.

58. Tais exigências foram consideradas adequadas e suficientes, pelo condutor do processo, para selecionar empresas com capacidade técnica apropriada para a boa realização dos estudos necessários para a privatização das referidas distribuidoras.

59. Importante salientar que consta do Contrato dos Serviços a vedação para que as contratadas participem da licitação das distribuidoras, por possuírem informações privilegiadas, o que poderia comprometer a isonomia do procedimento licitatório (peça 3, p. 14 e 91):

Parágrafo Sexto

O CONTRATADO não poderá participar, direta ou indiretamente, da licitação de desestatização das EMPRESAS resultante dos serviços inerentes a este Contrato, considerando-se participação indireta a existência de qualquer vínculo de natureza técnica, comercial, econômica ou financeira entre o CONTRATADO e algum dos licitantes participantes do certame relacionado à desestatização das EMPRESAS.

Parágrafo Sétimo

A restrição disposta no parágrafo acima também se aplica aos controladores, controladas, coligadas e entidades sob controle comum do CONTRATADO, bem como às pessoas físicas e jurídicas que atuarão como contratadas ou prepostos do CONTRATADO para a execução dos SERVIÇOS TÉCNICOS pelo CONTRATADO.

60. Em relação aos serviços de auditoria, a Resolução CND 5/2011, no processo de desestatização do Instituto de Resseguros do Brasil (IRB), autorizou pela primeira vez a contratação de serviço de auditoria externa de um processo de privatização regulado pela Lei 9.491/1997 por meio de pregão eletrônico, sendo que até então esse tipo de licitação era realizado na modalidade convite, do tipo “menor preço” (peça 2, p. 9).

61. Justifica-se a proposição de que a licitação da auditoria deva ser realizada no tipo “menor preço” tendo em vista que: (i) atualmente o mercado oferece grandes quantidades de sociedade de auditores aptos a prestar esse tipo de serviço; (ii) as normas

de auditoria que servem de base à prestação desses serviços são padronizadas; e (iii) os padrões de desempenho e qualidade desses serviços podem ser objetivamente definidos em edital.

62. A jurisprudência mais recente do TCU, Acórdão 1.046/2014-TCU-Plenário, tem o entendimento de que os serviços de auditoria independente, em regra, podem ser caracterizados como serviços de natureza comum, tornando obrigatório o emprego da modalidade pregão para essas licitações como regra geral, sendo que o fato de o objeto exigir capacitação técnica específica não é suficiente, por si só, para excluí-lo do conceito de “bem ou serviço comum”.

63. Com base nessas premissas, o BNDES publicou o edital do Pregão Eletrônico 43/2017 objetivando a contratação de prestação de serviço de auditoria independente de todo o processo de desestatização das seis empresas do Grupo Eletrobras, com valor global de R\$ 1,2 milhão e duração de 36 meses a contar de sua assinatura (peça 8).

64. No certame, que ocorreu em 2/6/2017, seis licitantes apresentaram propostas, e a empresa vencedora foi a Loudon Blomquist – Auditores Independentes, que ofertou lance de R\$ 1,2 milhão. Com isso, o pregão foi homologado adjudicando o objeto à sociedade de auditoria em 20/6/2017 (peça 13).

65. Em 6/6/2017, foi apresentada intenção de recurso pela licitante Ernst & Young Auditores Independentes S/S alegando “acreditar que a licitante não atende os requisitos de qualificação técnica”. Decorrido o prazo legal, de três dias úteis, o Licitante Ernst & Young Auditores Independentes S/S não apresentou razões recursais.

66. Não obstante a não interposição do recurso, a matéria questionada foi submetida à análise da Pregoeira e do membro da Equipe de Apoio, que concluíram não ser procedente a alegação, já que o licitante vencedor, Loudon Blomquist – Auditores Independentes, atende integralmente aos requisitos de habilitação técnica (peça 14).

67. Não foram identificadas irregularidades no contrato celebrado com os Serviços A e B (peça 3, p. 185-235), nem no contrato celebrado com a Loudon Blomquist – Auditores Independentes (peça 8).

68. Diante de todo o exposto, observa-se que a análise da documentação remetida a título do primeiro e do segundo estágio não encontrou irregularidades.

II. Análise do terceiro estágio

69. A IN – TCU 27/1998 atribui ao ente regulador a incumbência de remeter ao TCU os seguintes documentos referentes ao terceiro estágio do acompanhamento de privatizações, conforme o inciso III do seu art. 2º a seguir transcrito:

III – terceiro estágio:

a) relatórios dos serviços de avaliação econômico-financeira e de montagem e execução do processo de privatização;

b) relatório do terceiro avaliador a que se refere o § 2º do art. 31 do Decreto nº 2.594/98, se houver.

70. Conforme o art. 3º, inciso III, da IN – TCU 27/1998, o órgão responsável pela execução e acompanhamento da privatização deve encaminhar ao TCU a documentação acima até sessenta dias antes da data de realização do leilão de privatização.

71. Em atendimento ao terceiro estágio, o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) enviou ao TCU os Ofícios AD/DEADE3 22, 23, 24, 25, 26, 27, de 9/11/2017, recebidos em 20/11/2017 (peça 9), contendo a seguinte documentação:

- a) Relatório de Avaliação Econômico-financeira – CERES (Serviço A);
- b) Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Consórcio Mais Energia B (Serviço B);
- c) Relatório de Modelagem da Desestatização – Consórcio Mais Energia B;
- d) Relatório de *Due Diligence* Contábil-Patrimonial – Consórcio Mais Energia B;
- e) Relatório de *Due Diligence* Jurídica – Consórcio Mais Energia B;
- f) Relatório de Avaliação Ambiental – Consórcio Mais Energia B;
- g) Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Consórcio Mais Energia B;
- h) Relatório de Avaliação Atuarial – Consórcio Mais Energia B; e
- i) Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Consórcio Mais Energia B;

72. O BNDES, responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização das companhias concessionárias do serviço público de distribuição, contratou serviços especializados para subsidiar a elaboração do modelo de desestatização. Foram dois os serviços contratados: Serviço A, referente à avaliação econômico-financeira das empresas; e Serviço B, referente à avaliação econômico-financeira, diligências contábil-patrimonial e jurídica, e avaliações técnica-operacional, ambiental, atuarial e dos recursos humanos, realizados pelo Consórcio Mais Energia B.

73. As estimativas para avaliação econômica da concessão de serviço de distribuição de energia elétrica incluíram projeções de mercado, receitas e custos operacionais e investimentos, de forma a construir fluxo de caixa futuro para os concessionários. As duas avaliações usaram premissas e métodos independentes de projeção, o que objetiva trazer maior segurança ao processo.

II.1 Escopo

74. A atuação desta Corte no terceiro estágio de um processo de privatização busca, sumariamente, analisar os critérios adotados na avaliação da empresa a ser desestatizada, confrontando-os com parâmetros econômicos e de mercado e com metodologias já consagradas. Essa análise tenciona evitar a sub ou a superavaliação dos ativos, que podem resultar em danos ao erário, quer pela venda das ações por preços abaixo do valor de mercado, quer pela manutenção de ativo indesejado sob controle do poder concedente, em virtude de desinteresse por parte dos agentes do mercado.

75. Ocorre, contudo, que a mensuração do preço de mercado das empresas em análise envolve a estimativa de uma gama de parâmetros macroeconômicos, bem como regulatórios, administrativos, financeiros e operacionais. Citam-se, como exemplo, estimativas de crescimento do mercado das distribuidoras, atingimento ou não de metas regulatórias, custo de capital e de terceiros, padrões de eficiência da empresa, entre outros.

76. Em face da complexidade desse processo avaliativo, traçou-se escopo bem definido de análise com base em critérios de materialidade e de risco, bem como de possibilidade de atuação desse Tribunal.

77. Quanto à análise econômico-financeira, buscou-se responder às seguintes perguntas:

- a) A avaliação econômico-financeira das distribuidoras utilizou metodologias usualmente empregadas no mercado?
- b) Foram utilizadas, para essa avaliação, metodologias fundamentadas na doutrina e/ou em estudos técnicos?
- c) Foram utilizados parâmetros, métricas e índices econômicos razoáveis nessas metodologias?
- d) Existem erros ou inconsistências nos parâmetros e métricas empregados?
- e) As premissas são razoáveis (baseiam-se em dados de mercado e/ou oficiais, aproximações matemáticas etc.)?

78. Ademais, foi analisada a modelagem escolhida para o leilão a fim de verificar sua capacidade de atrair interessados, bem como proporcionar a maior competição possível e resultar em máximo benefício para os consumidores das áreas de concessão e/ou para a União.

79. Por fim, foram levantados os principais riscos para o sucesso do leilão.

80. Os procedimentos empregados foram a análise da documentação remetida pelo BNDES, bem como reuniões com aquele Banco e com os responsáveis pela elaboração dos estudos.

II.2 Análise da avaliação econômico-financeira

II.2.1 Premissas Macroeconômicas

81. A avaliação realizada pelo Consórcio Mais Energia B utilizou projeções de inflação do Brasil (IPCA), do IGP-M, da Selic e do PIB realizadas pelo Banco Central. A inflação norte-americana foi obtida de projeções do Congressional Budget Office (CBO).

82. Já a Ceres empregou projeções do Banco Central, do Bradesco e da Global Rates, para os índices que utilizou.

II.2.2 Projeções de mercado

83. O Consórcio Mais Energia B calculou as projeções de mercado da distribuidora por classe de consumo. Em suma, foram empregadas metodologias matemáticas que projetam o crescimento com base na evolução do histórico de cada classe. As principais aplicadas foram Box & Jenkins, modelos de Espaços de Estados (ETS) e Modelos Dinâmicos, baseado em Mínimos Quadrados Ordinários.

84. Para análise da adequabilidade dos modelos propostos, o Consórcio utilizou metodologia de transformações nas séries históricas, as quais foram aplicadas com o intuito de estabilizar a variação da série temporal e conseguir a distribuição mais próxima da normal.

85. As principais variáveis empregadas nas previsões foram os dados de População disponibilizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o número de Unidades Consumidoras, cuja projeção foi feita pelo ETS, o PIB país e a participação do PIB da Unidade da Federação (UF) no PIB nacional. Utilizou-se, ainda, como variável auxiliar os Empregos Formais Gerados, obtidos mediante dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) do Ministério do Trabalho e Previdência Social (MTE).

86. A Ceres também realizou estimativas da demanda divididas por classe de consumo. Os modelos empregados para as projeções foram os Mínimos Quadrados Ordinários, os modelos de séries temporais SARIMA e ARIMA e algumas equações lineares adaptadas.

87. As variáveis de entrada dos modelos foram a variação do consumo residencial de energia *per capita*, com o emprego do consumo *per capita* de São Paulo como limitador do crescimento dessa variável, o PIB Brasil e o PIB industrial.

88. Esta consultoria efetuou ainda projeção de extensão de rede das distribuidoras, a partir do histórico de extensão de rede de baixa, média e alta tensão entre os anos de 2001 e 2016.

II. 2.3 Custos Operacionais

89. Ambas as consultorias utilizaram a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da Aneel para projetar os custos operacionais regulatórios das distribuidoras.

90. Para a projeção de custos operacionais reais, o Consórcio Mais Energia B considerou sobrecusto em relação à cobertura tarifária, o qual foi projetado a partir de informações históricas disponibilizadas pelas distribuidoras. Tais custos seguem uma trajetória de eficiência, pois espera-se que o novo controlador concentre esforços para sua redução, partindo de 25,7% da receita operacional líquida (ROL) em 2017, até atingir aproximadamente 9% de 2023 em diante, para a AmE, por exemplo.

91. A Ceres, por seu turno, realizou estimativa mediante agrupamento das principais contas de custos operacionais, identificação, por meio de metodologia própria, das contas fixas e das variáveis, e, para as fixas, projeção com base na média dos valores para o período amostral, que vai de janeiro de 2012 a dezembro de 2016.

92. As contas classificadas como variáveis foram projetadas por meio de indicadores que acompanhassem as projeções de Unidades Consumidoras de MWh consumido. Os resultados desta consultoria apresentam anos em que os custos operacionais reais superam o regulatório e anos em que acontece o contrário. Uma avaliação do resultado final do impacto dos custos efetivos (reais menos os regulatórios), para a AmE, revela redução do *Enterprise Value* (EV).

II.2.4 Metodologia de avaliação

93. As duas consultorias contratadas empregaram como método de avaliação do valor da empresa o Fluxo de Caixa Descontado, metodologia amplamente empregada no setor de infraestrutura e em modelagens econômico financeiras.

II. 2.5 Taxa de desconto

94. Tanto o Serviço A quanto o Serviço B utilizaram o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) para o cálculo da taxa de desconto do fluxo de caixa.

95. O Consórcio Mais Energia B utilizou as seguintes fontes para estimar os componentes do WACC:

a) Projeções da Selic fornecidas pelo Banco Central, adicionadas do *spread* relativo ao observado entre a média dos custos de captação das distribuidoras no Brasil e o custo da dívida;

b) *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) para o custo de capital próprio;

- c) Média de dez anos do cupom norte americano T-Bond 10Y, entre os períodos de dezembro de 2006 a dezembro de 2016, para a taxa livre de risco;
- d) Projeções do Bacen para a inflação brasileira;
- e) Projeções do *Congressional Budget Office* para a inflação americana;
- f) O prêmio de mercado corresponde ao do *2016 Valuation Handbook – Guide to Cost of Capital*;
- g) O risco país foi obtido por meio do JP Morgan Index EMBI+ (*Emerging Market Bond Index*), considerado o período de dezembro de 2006 a dezembro de 2016; e
- h) O Beta e a alavancagem média do setor foram estimados a partir de informações de distribuidoras brasileiras comparáveis, extraídas do *Bloomberg*.

96. A Ceres, por sua vez, empregou as seguintes fontes no cálculo dos parâmetros do WACC:

- a) O custo do capital de terceiros foi estimado com base na média ponderada da dívida bruta em relação à dívida líquida, no período de 2011 a 2016, para as empresas do setor de distribuição utilizadas no cálculo do Beta;
- b) *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) para o custo de capital próprio;
- c) Para a taxa livre de risco, empregaram-se os *Treasury Bonds* americanos de dez anos;
- d) Projeções do Bacen para a inflação brasileira;
- e) O prêmio de mercado foi estimado mediante a diferença entre o retorno do índice S&P 500 e o retorno dos *Treasury Bonds* americanos de dez anos;
- f) Para o cálculo do risco país, empregou-se a diferença entre contratos negociados na BM&F Bovespa e a taxa livre de risco;
- g) A Ceres calculou, ainda, o risco cambial a partir da diferença entre os contratos DI -1 e o FRA de Cupom Cambial, ambos negociados na BM&F Bovespa; e
- h) O Beta foi obtido a partir da variação dos retornos das empresas do setor mensurados pelo índice S&P 500, enquanto a estrutura de capital foi a mesma empregada pela Aneel no Proret.

II.2.6 Resultados dos principais índices estimados

97. A Tabela 1 traz os resultados dos principais índices estimados tanto pelo serviço A, quanto pelo serviço B.

Tabela 1 – Principais índices econômicos calculados pelo Serviço A e pelo Serviço B

	Serviço A	Serviço B
IPCA	4,23%	4,33%
Taxa Livre de Risco	2,49%	2,78%
Prêmio de Mercado	4,50%	6,90%
Risco País	3,34%	2,53%
Risco Cambial	4,17%	-
Beta Realavancado	1,10	0,76
Custo de Capital Próprio Real	10,77%	12,62%
Custo de Capital de Terceiros Real	4,20%	7,49%
WACC Real	7,57%	9,85%

Fonte: Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 9, item não digitalizável)

II.2.7 Considerações acerca da avaliação econômico-financeira

98. A análise da documentação atinente à avaliação econômico-financeira das distribuidoras revelou que foram, de forma geral, empregadas metodologias usuais de mercado e que os parâmetros e premissas basearam-se em fontes oficiais e referenciais do setor financeiro.

99. Não foram identificados erros ou premissas desarrazoadas por meio das análises empregadas.

100. Vale destacar que a situação financeira crítica das distribuidoras reduz significativamente a materialidade do valor da empresa calculado pela avaliação. Como se poderá observar na Tabela 7, os montantes de dívidas e de contingências prováveis dessas companhias são, na maioria dos casos, consideravelmente maiores que o *enterprise value*.

101. Dessa forma, pequenas variações na avaliação da distribuidora decorrentes de aperfeiçoamentos ou correções modestas produzem pouco impacto no resultado final. Em razão disso, esta Unidade Técnica conferiu maior prioridade à análise dos demais riscos para a efetiva realização do leilão com sucesso, como se verá nos tópicos seguintes.

II.3 Modelagem da Desestatização

102. Esse subitem se presta a analisar o Relatório de Proposta de Modelagem da Desestatização das Distribuidoras, produzido pelo Consórcio Mais Energia B. Nele, constam “propostas relativas à modelagem de desestatização das distribuidoras, incluindo modelos conceituais, recomendações técnicas e valores apurados”.

103. Ao consórcio contratado para o Serviço B ficou incumbido realizar proposta de modelagem da privatização, de forma a conferir ao processo a precificação adequada das empresas e concessões, promover a concorrência no certame, alocar adequadamente riscos e avaliar a viabilidade (financeira, jurídica e operacional) da desestatização.

104. Foram avaliadas eventuais sinergias entre as empresas em busca de oportunidades em suas operações para encontrar possíveis alavancas de valor. Embora, a

princípio, se tenha aventado agrupamento das distribuidoras de forma a possibilitar ganhos de escala e, por conseguinte, redução de custos totais, a realidade atual das empresas difere em vários aspectos, como produtividade, situação financeira, endividamento, necessidade de investimentos etc.

105. O estudo das possíveis sinergias concluiu (peça 9, item não digitalizável, Relatório “Modelagem de Desestatização”, p.32) que “embora [as distribuidoras] pertençam a regiões similares, as distâncias envolvidas não justificam ganhos – pelo contrário, dada a configuração geográfica, mesmo dentro dos estados não existem economias de escala verificáveis”.

106. Ainda, por se tratar de concessões, sinergias de receita de origem financeira ou em função de escala não são aplicáveis, já que a metodologia adotada pelo Regulador leva em consideração aspectos específicos do adquirente e do mercado consumidor.

107. Por fim, quanto ao aspecto de sinergias em função de maior escala, principalmente relacionados a investimentos, a estimativa para tal ganho foi calculada na ordem de R\$ 200 milhões se as seis distribuidoras fossem adquiridas pelo mesmo investidor.

108. No entanto, foi ponderado o fato de que a venda agrupada poderia prejudicar a privatização de uma ou mais empresas, “tendo em vista os diferentes níveis de interesse entre as concessionárias” (peça 9, item não digitalizável, Relatório “Modelagem de Desestatização”, p.34). Isso poderia resultar em redução do número de ofertas e perda de competitividade no certame.

109. Dessa forma, se entendeu que (peça 9, item não digitalizável, Relatório “Modelagem de Desestatização”, p.34):

(...) uma modelagem mais aberta tenderá a acirrar a competição entre os interessados. Desse modo, pode-se resultar não apenas em um maior número de ofertas – evitando a chance de haver leilões sem ofertantes – mas também em maiores preços ofertados. Esses preços, por sua vez, estariam mais adequados ao grau de sinergia que os investidores desfrutarão ao inserir essas empresas no seu modelo de gestão.

110. Sendo assim, a proposta consiste na venda do controle das empresas distribuidoras associadas às suas respectivas áreas de concessão. Para tal, objetivou-se a definição do preço de venda, considerando o valor da concessão, passivos e contingências das empresas a serem vendidas, bem como os riscos que poderiam vir a afetar o processo do leilão.

111. Cada distribuidora será leiloada individualmente, sendo os leilões realizados em sequência. Os leilões serão realizados em duas etapas: a primeira com ofertas em envelope fechado e, a segunda, na qual participam apenas os ofertantes classificados, de ofertas em viva-voz. Os participantes farão ofertas em um índice de valor crescente, sendo vencedora do leilão a oferta de maior índice.

112. A sequência de venda das distribuidoras seguirá uma ordem crescente de atratividade das empresas, conforme avaliado nas pesquisas de *market sounding* com potenciais investidores.

113. A Lei 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão de serviços públicos, entre eles o de distribuição de energia elétrica, faculta ao poder concedente utilizar para julgamento da licitação um dos seguintes critérios:

I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;

II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;

III - a combinação, dois a dois, dos critérios referidos nos incisos I, II e VII;

(...)

VII - melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

114. A utilização do critério de menor valor de tarifa traz benefício direto ao consumidor de energia elétrica, enquanto a utilização da outorga beneficia os cofres públicos.

115. No leilão em questão, foi definido critério combinado, em que primeiro se busca trazer benefícios ao consumidor e, em segundo momento, poderá haver arrecadação em favor da União.

116. Para melhor entendimento do mecanismo, contudo, deve-se explicar a flexibilização tarifária temporária definida pela Aneel para essas empresas.

117. As concessões constituem-se de áreas de densidade geográfica pequena, o que envolve altos custos logísticos, e passaram por anos de pouco ou nenhum investimento. Por essa razão, acabam por ter pouco retorno financeiro, frente à necessidade de grandes volumes de investimentos no curto prazo.

118. Em função disso, o Regulador permitiu flexibilização de alguns parâmetros regulatórios para os primeiros cinco anos de concessão. Esse assunto será detalhado neste relatório no subitem II.3.1.

119. Não obstante a possibilidade de flexibilização de parâmetros regulatórios a fim de atrair investidores privados para essas concessões, a modelagem do leilão traz como um dos critérios de seleção da melhor oferta, a renúncia de parte dessa flexibilização, ou toda ela, de forma a capturar o benefício da concorrência, decorrente do leilão, em prol dos consumidores.

II.3.1 Flexibilização de Métricas Regulatórias

120. A Agência Reguladora e o Poder Concedente (MME) entenderam que, “por sucessivas gestões, essas empresas tiveram suas instalações degradadas, inclusive não fazendo os investimentos minimamente necessários” (peça 15, p.1). O distanciamento dos custos reconhecidos para fins tarifários e os efetivamente praticados conduziu a prejuízos expressivos ao logo dos últimos anos, comprometendo a capacidade de investimento das empresas e levando à deterioração dos níveis de qualidade do serviço, especialmente quanto ao aumento do nível de perdas e dos custos operacionais.

121. Dessa forma, a concessão dessas áreas passou a apresentar desequilíbrio econômico-financeiro, sem sustentabilidade das empresas, que apresentaram por vários anos prejuízos operacionais. Em que pese os problemas atuais decorrerem sobremaneira da gestão empresarial, ao fim e ao cabo, afetaram a equação econômico-financeira da concessão.

122. Nessas condições de desequilíbrio, o processo de licitação poderia resultar na ausência de interessados e, conseqüentemente, na continuidade da prestação do serviço de forma precária pela União. Além disso, é mister a viabilização dos investimentos necessários para recuperação da concessão após a troca do controle.

123. Após a decisão da Eletrobras de não renovar a concessão dessas distribuidoras e da conseqüente designação temporária dessas empresas até a assunção de novo

controlador, a Lei 13.299/2016 criou mecanismo de pagamento de parte da ineficiência operacional das distribuidoras designadas para possibilitar a manutenção da prestação do serviço até o início do processo de transferência de controle para grupos privados.

124. Tal mecanismo resultou em dívida milionária das distribuidoras junto ao fundo de Reserva Global de Reversão (RGR). Os empréstimos realizados durante a designação têm previsão legal de repasse ao novo concessionário, nos termos do edital de licitação, o que traria custos altos e poderia inviabilizar a venda.

125. A Lei 8.987/1995, ao dispor sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, estabelece a necessidade de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

126. Especialmente no caso dos contratos de concessões públicas, o equilíbrio econômico-financeiro é mister diante do fato de que estas avenças são utilizadas para empreendimentos que demandam grande volume de investimentos - e são remuneradas por meio de tarifas públicas cobradas dos usuários - dependendo da correta manutenção deste equilíbrio para a total segurança da financiabilidade da concessão.

127. Tendo em vista as competências da Aneel, previstas na Lei 9.427/1996, especialmente a de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e a de estabelecer tarifas relativas aos contratos de concessão, o MME, em 9/9/2016, enviou à Agência o Ofício 242/2016-SE-MME. Referido expediente solicitou a elaboração de minuta de contrato de concessão observando algumas diretrizes que buscavam agilizar a realização e aumentar a competitividade dos processos licitatórios de transferência de controle societário associados a outorgas de novas concessões.

128. A Aneel elaborou a minuta de novo contrato de concessão e abriu audiência pública para seu debate (AP 94/2016). O Despacho Aneel 1.213, de 2/5/2017, aprovou a minuta resultante da AP e encaminhou-a ao MME.

129. Em 19/7/2017, o Ministério encaminhou à Agência o Ofício 170/2017/SE-MME, solicitando contribuições acerca do equilíbrio econômico financeiro das áreas de concessão sob gestão das distribuidoras designadas, considerando o cenário de necessidade de licitação para contratação de novo concessionário, o fato das distribuidoras terem desempenho aquém dos parâmetros regulatórios, e ainda a elevada dívida contraída junto ao fundo de RGR durante o período de designação.

130. Dado o desequilíbrio, o MME solicitou que se avaliasse a viabilidade técnica e operacional de reequilibrar os contratos de concessão antes do processo de venda ou licitação das áreas, de modo a reduzir a RGR necessária nos meses decorridos até a conclusão do processo de transferência das empresas e/ou das áreas ao novo concessionário e viabilizar essa nova operação.

131. A Aneel emitiu o Ofício 296/2017-DR/Aneel (peça 16), de 11/8/2017, expondo ao MME o seu entendimento quanto ao desequilíbrio dessas concessões e a possibilidade de inviabilização da licitação da concessão, sugerindo: i) a previsão em decreto do reconhecimento tarifário da receita necessária ao pagamento dos empréstimos da RGR, além da necessidade de alterar o Contrato de Concessão para prever o mesmo reconhecimento entre os itens de Parcela A; e (ii) ajustes na minuta do contrato de concessão, prevendo a elevação do referencial regulatório de perdas não técnicas e de custos operacionais, o que implicaria em adequação do nível tarifário.

132. A minuta do contrato de concessão das distribuidoras designadas foi novamente colocada em Audiência Pública no âmbito da Agência (AP 32/2017), no período de 7/6 a 21/7/2017 e, no âmbito do MME (CP 37/2017), após a publicação da Portaria 342/2017, de 25/8/2017, no período de 28/8/2017 a 6/9/2017, a fim de prever as flexibilizações tarifárias necessárias ao equilíbrio econômico financeiro das concessões.

133. O MME, por meio da Portaria MME 346/2017, de 31/8/2017, determinou que no processo tarifário do ano de 2017 e até o primeiro processo de revisão tarifária ordinária posterior à assinatura dos novos contratos de concessão, a Aneel deveria flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da Concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei 12.783/2013.

134. O Decreto 9.192/2017 regulamenta a Lei 12.783/2013 nos aspectos referentes à licitação de concessões associadas à transferência de controle de pessoa jurídica prestadora de serviço público. Em seu art. 4º, § 1º, o Decreto estabelece que a Aneel deve informar sobre as “flexibilizações necessárias aos parâmetros tarifários, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão”, e, no § 2º, que o “poder concedente deverá incorporar no contrato de concessão condições compatíveis com as flexibilizações necessárias”.

135. Abre-se aqui um parêntese sobre a motivação e regularidade do “reequilíbrio das concessões” em exame, importando em flexibilização de parâmetros regulatórios, resultando em mais compensação financeira às distribuidoras nos primeiros cinco anos da nova concessão via tarifa.

136. Inicialmente, é importante assentar que uma concessão de distribuição tem características técnicas singulares no setor elétrico: é um serviço público de alta capilaridade, descentralização e granulação operacional (insumos e serviços), conhecida no meio técnico como um serviço de “varejo”, o qual deve atender milhares ou milhões de unidades consumidoras, de maneira individualizada, a partir de uma gama de ativos (subestações, linhas de distribuição, torres, postes, medidores etc). Tal característica cria uma identidade singular entre a concessão e a empresa prestadora do serviço, de difícil dissociação.

137. Portanto, mesmo que uma área de concessão seja excelente sob o ponto de vista do potencial de consumo, de crescimento, de geografia e relevo, uma empresa explorando de forma ineficiente o serviço tem o condão de transferir à área de concessão parte dessa ineficiência, de forma que, mesmo substituindo-a, a concessão mantém deficiências (perdas não técnicas, indicadores de qualidade DEC/FEC e outros). Essa condição afeta o novo concessionário, o qual deverá tomar medidas de gestão e realizar investimentos acima daqueles que naturalmente seriam realizados em concessões saudáveis, a fim de trazer a concessão a patamares de sustentabilidade.

138. No caso em apreço, o histórico de décadas de ineficiência das empresas que estiveram à frente das concessões transferiu para as áreas de concessão níveis de qualidade e perdas extremamente deteriorados. Assim, para que as concessões tenham atratividade econômico-financeira para um novo concessionário, considerando que este deverá elevar a concessão a níveis de qualidade e perdas regulatórias estabelecidas pelo Regulador, considera-se razoável realizar o “reequilíbrio” da concessão.

139. Isso porque, conforme cálculos realizados pela Agência (peça 20, p. 5-6), caso não haja uma flexibilização dos parâmetros regulatórios nos primeiros cinco anos de concessão, os níveis de investimentos a serem realizados pelo novo concessionário, sem

reconhecimento tarifário, seriam de tal magnitude que comprometeria seriamente a possibilidade de retorno econômico no decorrer da concessão, elevando os riscos associados à viabilidade econômico-financeira e, portanto, do leilão de outorga.

140. Ademais, frise-se que o nominado “reequilíbrio” tem caráter prospectivo, afetando tão somente o novo contrato de concessão. Não há hipótese de reconhecimento de reequilíbrio em face do concessionário anterior, visto que este concorreu e/ou ocasionou a situação de desequilíbrio vivida pela concessão, não subsistindo, portanto, o pressuposto necessário de “culpa não imputável a parte”.

141. Em verdade, a situação de deterioração a que chegaram as concessões em apreço, conforme já dito, tem sede em gestão operacional de extrema deficiência das empresas concessionárias. Não se pode olvidar também da omissão do Poder Concedente em não adotar medidas para viabilizar tais concessões durante vinte anos sob a gestão da Eletrobras, dado o cenário de ineficiência e prejuízos, demonstrado pela Aneel e pelos balanços da *Holding*, ano a ano.

142. Feitas essas considerações, retoma-se a questão da flexibilização dos parâmetros tarifários para a nova concessão.

143. Os parâmetros flexibilizados por meio da Resolução Homologatória Aneel 2.349/2017 foram aqueles referentes aos componentes de Produtividade (Pd) e Trajetória (T) do Fator X; aos níveis regulatórios de perdas não técnicas; ao nível regulatório dos custos operacionais; aos indicadores de qualidade DEC/FEC; e à RGR do período de designação, resultando em maior compensação financeira via tarifa às distribuidoras.

144. O Fator X é metodologia adotada pelo Regulador a fim de repassar aos consumidores ganhos de produtividade a partir de uma relação média entre custos operacionais e de capital e o crescimento do mercado. Pela sistemática adotada pela Aneel, os custos regulatórios de cada empresa podem ser definidos a partir da média dos custos das outras empresas consideradas no grupo. Caso a empresa seja mais eficiente do que a média, seus custos serão inferiores aos reconhecidos nas tarifas e, portanto, irá auferir um rendimento maior. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade esperados (médio) e o componente T ajusta, ao longo do período, os custos operacionais observados ao custo operacional eficiente.

145. A flexibilização referente ao Fator X decorreu de entendimento da Agência de que, nos casos das empresas a serem licitadas, espera-se que haja um volume elevado de investimentos nos primeiros anos da concessão a fim de restaurar os níveis de qualidade do serviço, e que na situação atípica de anos de falta de investimento, esse “*catch-up*” de investimentos seria incompatível à aplicação da metodologia do Fator X.

146. Dessa forma, estabeleceu-se que o valor do componente Pd será zero até a primeira revisão tarifária, excepcionando essas concessionárias da exigência de atingir o nível de produtividade médio do setor, e o componente T também será nulo, uma vez que há a previsão de utilização de valores reais observados para custos operacionais, não justificando a adoção de uma trajetória de eficiência.

147. No tocante aos indicadores de qualidade técnicos (DEC e FEC), ficou estabelecido que as distribuidoras poderão destinar os recursos das compensações por violação dos limites de qualidade para a realização de investimentos na área de concessão, até o final do quinto ano civil subsequente à data de assinatura do contrato de concessão. E ainda, a partir do segundo ano civil, caso os valores calculados das compensações sejam superiores aos valores calculados do ano civil anterior, essa diferença deverá ser investida em dobro na concessão. Caso sejam inferiores aos valores calculados do ano civil anterior,

essa diferença será considerada como investimento remunerável no momento da revisão. Os valores projetados de compensações pelos estudos, até a primeira revisão tarifária, foram destinados à realização de investimentos e estão sendo considerados no cálculo da primeira revisão tarifária ordinária.

148. Quanto às Perdas Não Técnicas (PNT), a Aneel propôs que o nível regulatório permaneça fixo até a primeira revisão tarifária ordinária e seja definido como o ponto médio entre a perda real e a perda regulatória. A premissa empregada é que o novo concessionário levaria cinco anos, ou um ciclo tarifário, para convergir para os referenciais regulatórios.

149. A flexibilização resultante referente às Perdas Não Técnicas (PNT) para as distribuidoras Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre está na Tabela 2. Ressalta-se, a título de informação, que o percentual é dado sobre o mercado de baixa tensão.

Tabela 2 – Flexibilização das Perdas Não Técnicas (Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre)

Distribuidora	PNT Regulatório 2016	Flexibilização das PNT	PNT Flexibilizada
Ceal	15,67%	11,51%	27,18%
Cepisa	13,93%	11,48%	25,41%
Ceron	8,33%	14,76%	23,09%
Eletroacre	11,28%	7,51%	18,79%

Fonte: Resolução Homologatória Aneel 2.349/2017.

150. Os limites regulatórios de Perdas Não Técnicas a serem utilizados nos processos tarifários da Amazonas Energia e Boa Vista até 2025 são regulados por meio da Resolução Homologatória 2.184/2016, razão pela qual esse item não será aplicado em seus respectivos contratos. Os valores foram calculados pela Agência, a partir do comando do art. 4º-A da Lei 13.299/2016, que estabelece o redutor anual de 10 % ao ano para as perdas, entre 2017 e 2025, a partir das perdas efetivas realizadas em 2015. Os valores estabelecidos na referida Resolução estão na Tabela 3.

Tabela 3 – Flexibilização das Perdas Não Técnicas (AmE e Boa Vista)

Distribuidora	Amazonas Energia	Boa Vista + CERR*
2016	98,91%	25,98%
2017	93,18%	24,49%
2018	87,44%	23,00%
2019	81,70%	21,51%
2020	75,96%	20,02%
2021	70,23%	18,53%
2022	64,64%	17,04%
2023	58,75%	15,55%
2024	53,01%	14,07%
2025	47,28%	12,58%

Fonte: Resolução Homologatória Aneel 2.184/2016.

*Apesar do nível de PNT da Boa Vista estar abaixo dos limites regulatórios, houve flexibilização em função da adição da área da CERR

151. Em relação à flexibilização dos custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispêndios), a Aneel seguiu a mesma lógica adotada quanto às PNT, empregando como referencial a média entre os custos operacionais reais e os custos operacionais regulatórios. A flexibilização dos custos operacionais a serem adicionados, após atualização pelo IPCA, à Parcela B nos processos tarifários, está na Tabela 4.

Tabela 4 – Flexibilização dos custos operacionais

DISTRIBUIDORA	Flexibilização de Custos Operacionais (R\$) (data base nov/2016)
Amazonas Energia	R\$ 278.384.333
Boa Vista	R\$ 31.521.350
Ceal	R\$ 64.964.020
Cepisa	R\$ 59.351.386
Ceron	R\$ 45.840.291
Eletoacre	R\$ 35.059.155

Fonte: Resolução Homologatória Aneel 2.349/2017.

152. No caso da Boa Vista Energia, por ser a empresa com maior nível de ineficiência entre todas as concessionárias, a Aneel considerou a possibilidade de redução mais rápida de custos operacionais, sem a necessidade de reconhecer a média entre os custos reais e os regulatórios, que resultaria em um impacto tarifário de 23,9%. Como alternativa, a ineficiência considerada para a Boa Vista Energia foi a segunda maior entre as demais distribuidoras designadas, que é a da Companhia Elétrica do Amapá (peça 20). Assim, foi reconhecida a média entre o custo operacional realizado ajustado e o custo operacional regulatório, reduzindo o impacto tarifário de Boa Vista para 10,1%.

153. O impacto tarifário dessa flexibilização representa uma elevação tarifária média de 8,9% para as distribuidoras designadas. A Tabela 5 mostra o impacto de cada parâmetro flexibilizado.

Tabela 5 – Impacto dos parâmetros regulatórios flexibilizados nas tarifas das distribuidoras.

	Eletoacre	Boa Vista	Ceron	Ceal	Cepisa	AmE
PNT	1,75%	-	4,36%	2,74%	3,33%	-
PMSO	8,7%	10,1%	3,5%	4,8%	4,2%	9,8%
Impacto Tarifário Consolidado	10,4%	10,1%	7,9%	7,5%	7,5%	9,8%

Fonte: Nota Técnicaº 149/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/ANEEL (peça 20, p. 12).

154. Foram flexibilizados os parâmetros já para 2017, visando à redução dos empréstimos da RGR aos prestadores temporários, já que o § 5º do art. 5º do Decreto 9.192/2017 definiu que o novo concessionário não assumirá as obrigações do prestador de serviço de distribuição designado não previstas em edital, autorizando, portanto, o repasse desses custos ao consumidor, pela tarifa, a partir do momento em que as flexibilizações tarifárias deixarem de vigor, ou seja, após a primeira revisão tarifária ordinária.

155. O estabelecimento dessas “alavancas tarifárias” permite que as concessões tenham seu equilíbrio econômico-financeiro preservado até que os investimentos exigidos na licitação possam ser realizados e tragam a efetiva melhora da condição física das redes elétricas e equipamentos utilizados na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica dessas áreas de concessão, hoje em situação precária.

156. Importante que as condições para a flexibilização, além de previstas em leis e regulamentações, sejam bem delimitadas no contrato de concessão. A minuta do Contrato aprovada prevê a flexibilização dos parâmetros apenas até a primeira revisão tarifária ordinária, bem como o repasse da RGR para a tarifa e as demais condições flexibilizadas (peça 17):

CLÁUSULA SEXTA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA reconhece que as tarifas vigentes na data da assinatura deste Contrato, em conjunto com as regras de Reposicionamento Tarifário **são suficientes à adequada prestação do serviço e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.**

(...)

CLÁUSULA DÉCIMA NONA – DOS EMPRÉSTIMOS DA RGR

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA deverá quitar os empréstimos junto ao Fundo da RGR previstos pela Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, e 442/2016 corrigidos conforme art. 4º, § 5º, da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971.

Parágrafo Primeiro – Os pagamentos deverão ser realizados, mensalmente, **entre o mês subsequente ao mês da primeira revisão tarifária ordinária e o prazo final deste contrato, em parcelas iguais.**

Parágrafo Segundo – **A DISTRIBUIDORA fará jus ao reconhecimento tarifário de []% do saldo devedor dos empréstimos a pagar**, captados antes da data de publicação do Edital da Licitação, conforme definição do processo licitatório da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, realizada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 e seus regulamentos.

(...)

CLÁUSULA VIGÉSIMA – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

(...)

Subcláusula Terceira – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente serão utilizados valores e fórmula de cálculo para **Fator X, Custos Operacionais e Perdas Regulatórias distintos dos previstos na Cláusula Sexta, observando os seguintes critérios:**

I – O valor do componente Pd do Fator X será definido como 0 (zero).

II – Os Custos Operacionais regulatórios no primeiro processo tarifário posterior à assinatura do contrato de concessão serão definidos como um percentual de []% sobre o valor dos custos operacionais do processo tarifário anterior, atualizados conforme regra de reajuste da Parcela B. Entre o segundo processo tarifário e o processo tarifário imediatamente anterior à primeira revisão tarifária ordinária, os custos operacionais serão definidos aplicando-se a regra de reajuste da Parcela B.

III – As Perdas não técnicas regulatórias serão definidas no percentual de []% sobre o mercado faturado de baixa tensão.

Parágrafo Primeiro – Os efeitos tarifários decorrentes do tratamento descrito nesta Subcláusula serão percebidos a partir do primeiro cálculo tarifário subsequente à assinatura do contrato, sempre com efeitos prospectivos.

(...)

Parágrafo Segundo – **Os percentuais transitórios dos incisos II e III são aqueles resultantes do processo licitatório da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, realizada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 e seus regulamentos.**

Parágrafo Terceiro – **Na primeira revisão tarifária ordinária, deverão ser aplicadas as regras previstas na Cláusula Sexta, desconsiderando quaisquer efeitos decorrentes dos percentuais transitórios dos incisos II e III.** (Grifos acrescidos)

157. Conforme mencionado na seção anterior, esses parâmetros regulatórios flexibilizados serão utilizados como variáveis de leilão para compor o ‘índice combinado

de deságio' do leilão. O percentual resultante do leilão será incorporado ao contrato, prevendo flexibilização potencialmente menor.

158. Além das flexibilizações adotadas, está previsto na minuta de Contrato uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), em substituição a um reajuste tarifário anual, a pedido da Concessionária, até o terceiro processo tarifário após a assinatura do contrato (peça 17, p. 25). Nessa revisão, a Concessionária poderá solicitar a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória e serão mantidas as flexibilizações previstas.

159. O objetivo dessa revisão extraordinária é viabilizar a consideração do volume de investimentos dos anos iniciais na base de ativos e a consequente cobertura tarifária dessa inclusão.

160. Dessa feita, as flexibilizações realizadas pela Agência se baseiam na situação atípica em que se encontram as concessões e na necessidade de equilíbrio econômico-financeiro para atrair interessados em prestar o serviço nessas áreas. Não se trata de reconhecer ineficiências no cálculo tarifário, mas sim de dar o devido tratamento compatível com a condição *sui generis* na qual essas concessões se encontram.

II.3.2 Proposta de Estruturação de Capital e Societária

161. A estruturação de capital e societária para as empresas após a licitação foi desenvolvida em dois estágios. O primeiro relativo a um ajuste mínimo na estrutura de capital, por meio da alienação de ações da Eletrobras, e o segundo referente à subscrição de ações para o investidor mediante aporte de capital na companhia.

162. Visto que o valor econômico das empresas a serem desestatizadas é negativo, para viabilizar a desestatização, o ajuste da estruturação de capital das distribuidoras é feito para que as ações tenham apenas valor simbólico na sua transferência.

163. Assim, a Eletrobras deve ajustar a estrutura de capital de cada empresa até chegar ao valor simbólico de *equity value* de R\$ 50.000,000. Esse ajuste deve ser feito por meio de capitalização da empresa, com a consequente emissão de novas ações, que serão subscritas e integralizadas pela Eletrobras.

164. Foi definido um valor uniforme para todas as seis distribuidoras, considerando a similaridade da situação financeira em que se encontram, bem como o modelo de leilão proposto.

165. Foram elencadas alternativas, a serem ponderadas pela Eletrobras, para os ajustes da estrutura de capital. São elas: (i) conversão de créditos de dívidas devidos pelas distribuidoras; (ii) assunção de dívidas das distribuidoras com terceiros; e/ou (iii) aporte de recursos financeiros nas distribuidoras.

166. O modelo prevê ainda a opção da Eletrobras, até seis meses após o leilão, continuar sendo acionista das empresas vendidas, com percentual de até 30% do total das ações, de forma a poder recuperar parte dos investimentos realizados mediante recebimento de dividendos ou de futuro aumento de valor e subsequente venda da sua participação acionária.

167. O valor de 30% foi estabelecido com base em *benchmarks* e boas práticas de mercado, nas quais sócios minoritários possuem participação limitada na governança e/ou gestão da empresa. Ainda, foi proposto modelo de acordo de acionistas para que, independentemente da composição acionária após a opção pela Eletrobras, “a estatal preserve papéis reduzidos na gestão e governança” das empresas e seja preservada a atratividade de criação de valor da empresa.

168. Frente às condições financeiras da empresa e montantes de créditos de dívida que possui a Eletrobras contra as suas distribuidoras, está prevista também a possibilidade de a Eletrobras integralizar essas novas ações por meio da conversão dessas dívidas em investimentos.

169. Portanto, a Eletrobras manterá a posse de uma ação ao fim do estágio 1 do leilão e poderá optar por aumentar sua participação nas empresas, no prazo de seis meses, até 30% do capital social.

170. Caso a estatal opte por não aumentar a sua participação, a ação remanescente que possui deverá ser vendida pelo seu preço base ao investidor dentro do prazo de seis meses da data do leilão.

171. Assim, após o ajuste de capital, 10% das ações deverão ser ofertadas a empregados e aposentados, 90% das ações menos uma deverá ser alienada ao potencial investidor e uma ação deve permanecer como propriedade da Eletrobras.

172. A 170ª AGE da Eletrobras, realizada em 8/2/2018, aprovou a delegação de poderes ao Conselho de Administração da Eletrobras para deliberar sobre o exercício de opção da Eletrobras de aumentar a participação, em até 30%, no capital social das distribuidoras, no prazo de até seis meses, contados da data de assinatura do respectivo contrato de transferência de controle acionário.

173. O estágio 2 se refere à capitalização do investidor nas empresas mediante a subscrição de novas ações. Essa capitalização tem o objetivo de evitar investidores que não possuem condições financeiras para realizar os investimentos necessários para efetivamente melhorar a eficiência e a qualidade do serviço da empresa, bem como, de otimizar a estrutura de capital, já que após o estágio 1 do leilão essa estrutura será composta apenas de dívidas. Os valores para capitalização foram estabelecidos pela Resolução do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República (CPPI) 20/2017 e estão dispostos na Tabela 6.

174. Para definição do valor de aporte, utilizou-se uma estrutura de capital de referência para empresas do setor, com 54% de alavancagem financeira, e considerou-se que a Eletrobras exercerá a opção e aumentará sua participação para 30%, por meio da conversão de dívidas. No caso da Eletrobras não exercer parcial ou totalmente a opção, as empresas terão uma estrutura de capital mais alavancada do que o nível sugerido (54%). Contudo, em função da capitalização feita pelo investidor, na avaliação da Consultoria (peça 9), a distribuidora já estará preparada para fazer frente aos relevantes investimentos previstos para os primeiros anos após a desestatização.

Tabela 6 – Valores estabelecidos na CPPI 20/2017 para aumento de capital nas empresas.

Distribuidora	Aumento de capital social
Eletroacre	R\$238.805.729,30
Ceron	R\$241.099.855,91
Cepisa	R\$720.915.595,51
Ceal	R\$545.770.485,33
Boa Vista	R\$175.999.185,71
Amazonas	R\$491.370.787,84

Fonte: Resolução do CPPI 20/2017.

175. O consórcio responsável pelo estudo afirma que “mesmo no caso da Eletrobras não exercer parcial ou totalmente a opção de aumentar a sua participação societária, não haverá danos para a operação nem para o investidor” (peça 9, item não digitalizável, Relatório “Modelagem de Desestatização”, p. 45).

176. No entanto, essa opção dada à Eletrobras de continuar como acionista da empresa, com até 30% das ações, é um fator de risco a ser precificado nas ofertas do leilão, já que o vencedor do leilão não saberá se a Eletrobras fará a opção, capitalizando ou assumindo dívidas, e o quanto caberá a ele ao final do prazo de seis meses.

177. Ademais, ao investidor privado será imposto uma sociedade com a Eletrobras, se essa assim decidir. Embora os estudos tragam que esse limite de 30% implica limitação da participação na governança e/ou gestão da empresa, ainda assim a Estatal terá participação significativa nas decisões (quase um terço das ações da Companhia).

178. Por fim, a legislação brasileira requer que, em uma desestatização federal, parte das ações detidas direta ou indiretamente pela União sejam alienadas aos funcionários e aposentados em condições diferenciadas. A condição proposta é a de um deságio de 10% do valor das ações adquiridas pelo investidor.

179. As ações eventualmente não adquiridas pelos empregados e aposentados devem ser adquiridas pelo investidor ao fim do processo de venda dessas ações, ao preço já com o desconto proposto. A aquisição das ações remanescentes ao preço de desconto se dá para que o investidor não seja onerado, em duplicidade, pela compensação financeira feita à Eletrobras relativa à venda das ações aos empregados e aposentados com desconto, conforme previsão contratual.

II.3.3 Avaliação da Viabilidade de Venda

180. Os objetos de leilão foram avaliados quanto à viabilidade de venda em quatro dimensões:

- a) Prontidão jurídica;
- b) Efeito financeiro, quando se avaliou se o efeito financeiro da venda das empresas (individualmente) associada à concessão era mais benéfico para a Eletrobras quando comparado à liquidação da empresa com a consequente alienação da concessão pura;
- c) Atratividade financeira como uma empresa de modo individual; e
- d) Interesse de investidores (*Market sounding*).

181. Para determinar o valor das empresas aos acionistas, foi conduzido processo de diligências (*due diligence*) jurídica, tributária, contábil-patrimonial, técnico-operacional, atuarial, de recursos humanos e ambiental; bem como avaliações econômico-financeiras independentes conduzidas pelos Serviços A e B.

182. O valor econômico das ações da empresa foi determinado, com data-base de 31/12/2016, considerando as orientações do Decreto 2.594/1998, art. 30, § 6º quanto à melhora do nível de eficiência operacional das empresas, acompanhando ou mesmo superando níveis de eficiência de mercado e avaliações de *due diligence* para a valoração do ativo.

183. É inerente ao processo de *valuation* a subjetividade de interpretações e premissas para a projeção de fluxos de caixa, trazidos a valor presente por uma taxa de desconto. As duas avaliações das seis distribuidoras obtiveram intervalos próximos, que variaram de 3% a 17% entre elas, o que favorece o uso da média.

184. Foi então calculada a média do *valuation* dos dois serviços, referentes ao mês de dezembro de 2016; e foi feito o ajuste de atualização do balanço de junho de 2017.

185. O Decreto 8.192/2017, que regulamenta a licitação de concessão de distribuição associada à transferência de controle de pessoa jurídica prestadora do serviço público de energia elétrica, de que trata a Lei 12.783/2013, estabelece que a modelagem da licitação deverá considerar a flexibilização dos parâmetros tarifários até o limite necessário para que o valor de avaliação da empresa, considerado o novo contrato de concessão, seja zero.

186. Ou seja, caso o valor ao acionista resultante do *valuation* seja positivo (dentro do qual é considerado também o ajuste da atualização do balanço) em função da flexibilização de parâmetros regulatórios, os valores dos parâmetros flexibilizados devem ser ajustados para que o valor ao acionista seja igual a zero.

187. Isso se mostra necessário pois, ao flexibilizar parâmetros regulatórios, afetou-se a qualidade do serviço prestado ao consumidor nas áreas de concessão desses novos controladores, sendo assim ponderado que o valor positivo seja ajustado até o limite no qual o *valuation* atinja valor neutro.

188. No caso em que o '*Equity Value Ajustado*' resultou maior que zero, a flexibilização dos parâmetros regulatórios foi reduzida para obter-se valor de *equity* igual a zero. Já no caso em que o '*Equity Value Ajustado*' era menor do que zero, não houve reduções na flexibilização dos parâmetros tarifários e nenhum ajuste foi realizado no valor do *equity*.

189. A Tabela 7 traz os resultados do *valuation* de cada serviço, a média dos valores obtidos, o total de dívidas e contingências prováveis, os ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017, o *equity* ajustado (junho/2017), os ajustes de redução de tarifa, o *equity* final e o valor de liquidação das empresas, caso a Eletrobras optasse por não privatizar as empresas junto às concessões.

190. Pode-se observar que para todas as empresas, é mais vantajoso para a Eletrobras a privatização do que a liquidação. As premissas utilizadas para essa conclusão são demonstradas no subitem II.3.5.

191. Se optasse pela liquidação das seis distribuidoras, a *Holding* arcaria com um custo de R\$ 16,636 bilhões, segundo os estudos do BNDES, enquanto no caso da venda, a estatal assumiria R\$ 11,24 bilhões de dívidas, fora valores dúbios em relação a créditos de fundos setoriais, item que será detalhado na seção III.1.

Tabela 7 – Resultado da Avaliação.

	Eletroacre	Boa Vista	Ceron	Ceal	Cepisa	AmE
Entreprise Value - Serviço A	R\$921.169.419,22	-R\$565.617.124,98	R\$1.524.512.239,58	R\$1.994.373.551,48	R\$2.476.185.262,79	R\$2.687.563.915,43
Entreprise Value- Serviço B	R\$944.913.418,27	-R\$611.716.317,51	R\$1.264.573.655,87	R\$2.446.562.300,47	R\$2.880.719.840,98	R\$2.223.734.395,42
Média dos Serviços	R\$933.041.418,75	-R\$588.666.721,25	R\$1.394.542.947,73	R\$2.220.467.925,98	R\$2.678.452.551,89	R\$2.455.649.155,43
Diferença dos Serviços	3%	8%	17%	18%	14%	17%
Dívida Líquida	-R\$855.629.025,17	-R\$888.848.183,81	-R\$2.621.498.793,15	-R\$1.695.548.352,59	-R\$2.239.672.688,73	-R\$9.959.027.395,23
Contingências Prováveis	-R\$224.648.068,12	-R\$5.041.100,88	-R\$539.222.731,61	-R\$1.415.015.967,23	-R\$145.111.678,47	-R\$1.160.384.257,10
Valuation final (média dos serviços)	-R\$147.235.674,55	-R\$305.222.563,45	-R\$1.766.178.577,04	-R\$890.096.393,85	R\$293.668.184,69	-R\$8.663.762.496,91
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	R\$33.505.802,55	- R\$36.847.922,75	-R\$106.293.866,39	-R\$3.563.184,05 +R\$1.279.460.698,21*	-R\$10.247.743,93	-R\$248.054.062,03
Equity ajustado	-R\$113.729.871,99	-R\$342.070.486,20	-R\$1.872.472.443,43	R\$385.801.120,32	R\$283.420.440,76	-R\$8.911.816.558,94
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-	-	-	99,2%	61,3%	-
Equity Value Final	-113.729.871,99	-R\$342.070.486,20	-R\$1.872.472.443,43	0	0	-R\$8.911.816.558,94
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$402.348.970,72	-R\$465.696.747,78	-R\$2.398.260.429,38	-R\$569.913.103,09	-R\$740.112.396,38	-R\$12.060.245.607,63

* Ajuste de Contingências pelo Acordo da Ação Trabalhista referente ao Plano Bresser.

Fonte: Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 9, item não digitalizável)

192. Com os estudos e propostas obtidas, o CPPI publicou a Resolução 20/2017, que aprova as condições de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas seis distribuidoras em questão, determinando que a *Holding* realize ajustes nas distribuidoras mediante conversão de dívida em capital social ou assunção de dívidas das distribuidoras junto à Eletrobras e/ou terceiros, nos montantes descritos na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores estabelecidos na CPPI 20/2017 para assunção de dívidas pela Eletrobras.

Distribuidora	Valor Simbólico das ações da ELB	Conversão de dívida em capital social ou assunção de dívida
Eletroacre	R\$ 50mil (96,71% ¹)	R\$113.779.871,99
Ceron	R\$ 50mil	R\$1.872.522.463,42
Cepisa	R\$ 50mil	R\$50.000,00
Ceal	R\$ 50mil	R\$50.000,00
Boa Vista	R\$ 50mil	R\$342.120.486,20
Amazonas	R\$ 50mil	R\$8.911.866.558,94

¹ Percentual da empresa detido pela Eletrobras.

Fonte: Resolução CPPI 20/2017.

193. Mesmo a Eletrobras fazendo os ajustes apontados nos estudos e consolidados na proposta do PPI, ainda há riscos quanto à atratividade das empresas, já que essas companhias irão demandar investimentos significativos para melhorar a qualidade do serviço e estão localizadas em áreas de baixo desenvolvimento socioeconômico e difícil logística.

194. O *valuation* das empresas considerou, para as projeções de fluxo de caixa financeiro, os efeitos das Notas Técnicas 351/2017 e 149/2017 da Aneel (peça 20), que dispõem sobre a flexibilização de métricas regulatórias para concessões em desequilíbrio financeiro, detalhados no subitem II.3.1.

195. Por meio dos valores das Tabelas 7 e 8, nota-se que o valor da dívida líquida mais as contingências prováveis das seis distribuidoras somam mais de R\$ 21,7 bilhões. Mesmo com a assunção de R\$ 11,2 bilhões de dívidas pela Eletrobras *holding*, ficam R\$ 10,5 bilhões de passivos para os futuros concessionários, mais a obrigação de R\$ 2,4 bilhões de aumento no capital social das empresas no momento da compra. Assim, os investidores assumirão obrigações de investimento de cerca de R\$ 13 bilhões.

196. Neste ponto, dada a modelagem e condições de desestatização adotada pelo PPI no âmbito da Resolução CPPI 20/2017, na qual se previu a venda das distribuidoras por valor simbólico (R\$ 50 mil), com a assunção de dívidas pela Eletrobras, e os impactos disso no novo contrato de concessão, é pertinente trazer alguns esclarecimentos fáticos sobre a operação.

197. Conforme visto, a CPPI 20/2017 estabeleceu que a Eletrobras deveria, como condição para promoção da privatização das empresas nos moldes dos § 10 e 11 do art. art. 4º do Decreto 9.192/2017, assumir dívidas das distribuidoras no valor de R\$ 11,2 bilhões. Se a Eletrobras não assumisse tais dívidas, a via de consequência seria a liquidação das empresas, tendo em vista que a própria Eletrobras deliberou na 165ª AGE de 22/7/2016 a não prorrogação dos contratos de concessão.

198. Tais valores a serem assumidos pela Eletrobras são o mínimo razoável para viabilizar a licitação das concessões com transferência do controle acionário das distribuidoras, a valor simbólico, considerando as razoáveis premissas utilizadas nos estudos já avaliadas nesta instrução.

199. Mesmo assim, a concessão ainda tem de arcar com R\$ 10,5 bilhões de passivos inerentes às empresas distribuidoras, tudo isso para tentar-se viabilizar a privatização e diminuir a assunção de dívidas pela Eletrobras. Ou seja, em verdade, passivos líquidos e prováveis das distribuidoras somam R\$ 21,7 bilhões.

200. Ou seja, o valor simbólico de R\$ 50 mil da privatização decorre de uma condição fática e inexorável: as distribuidoras têm patrimônio líquido negativo e passivos substanciais. Há uma conta bilionária, inerente às empresas distribuidoras, que se deixadas nas concessões não viabilizam, sob a ótica econômico-financeira, sua licitação. Os passivos a serem tratados e os aportes a investir na concessão para trazê-la às condições de qualidade exigidas pelo regulador, não seriam cobertas pelas tarifas estabelecidas por meio de regulação por incentivos calculadas pela Aneel.

201. Em verdade, a liquidação das distribuidoras da Eletrobras, com consequente licitação pura da concessão, seria um cenário mais interessante sob o ponto de vista da concessão e do usuário do serviço, haja vista que o novo concessionário, não sendo responsável por tal passivo, teria condições de propor um potencial desconto tarifário no âmbito do leilão e/ou outorga para a União, além de poder direcionar seus investimentos para a melhoria da prestação do serviço, e não para cobrir passivos da ordem de R\$ 10 bilhões.

202. Todavia, por outro lado, o ato do CPPI 20/2017 de deixar tais passivos na concessão, no limite da viabilidade da licitação, para beneficiar a Eletrobras em R\$ 10,5 bilhões, pode ser entendido como um ato amparado em lei. Isso porque o § 1º-A do art. 8º da Lei 12.783/2013, ao facultar à União licitar a concessão com a alienação do controle das distribuidoras (empresas sob controle indireto da União), pode ser razoavelmente interpretado como uma autorização implícita para modelagem contábil que favoreça a Eletrobras como empresa controlada pela União, e, ao mesmo tempo, viabilize a licitação das concessões, sem onerá-las ao extremo, respeitando, no caso concreto, os princípios da motivação, da razoabilidade, da proporcionalidade, da prestação adequada do serviço e os que lhe são correlatos.

203. Conclui-se, portanto, que não há ilegalidade na Resolução CPPI 20/2017 ao prever, como condição de venda das distribuidoras, a assunção de dívidas pela Controladora (Eletrobras) que, simultaneamente, beneficiou a estatal por não condicioná-la a assumir toda a dívida das empresas de distribuição e, ao mesmo tempo, viabilizou, sob o ponto de vista econômico-financeiro, a licitação da concessão.

II.3.4 Assunção das dívidas pela Eletrobras

204. Analisa-se neste tópico a decisão da Eletrobras em promover a privatização indicada pelo PPI na CPPI 20/2007, tendo como consequências a assunção de parcela das dívidas das distribuidoras.

205. Como já mencionado, para que o processo de licitação seja bem-sucedido, é mister o tratamento das dívidas das distribuidoras do grupo Eletrobras, as quais possuem níveis bastante elevados para a maioria das empresas. Por outro lado, caso a decisão da Eletrobras não fosse pela assunção dessas dívidas, de forma a viabilizar minimamente a concessão, a saída natural seria a liquidação das empresas, fato de consequência natural em face de a estatal não ter aceito a renovação das citadas concessões.

206. Com base na Proposta da Administração, a 170ª AGE, de 8/2/2018, aprovou a privatização das distribuidoras nos moldes definidos pela CPPI 20/2017, pautada nos pareceres das áreas técnicas da Eletrobras, que indicaram que o cenário de liquidação seria mais oneroso à Estatal, considerando que: (i) o custo da liquidação é superior ao custo da assunção das dívidas para privatização e (ii) não seria prudente, no cenário de liquidação, considerar que a União seria a sucessora universal dos direitos e obrigações das distribuidoras, conforme dicção do art. 24 da Lei 8.029/1990.

207. Tais considerações foram as determinantes para a decisão dos acionistas em deliberar pela privatização ou liquidação da estatal, motivo pelo qual entende-se oportuno examiná-las sob a ótica empresarial.

208. Antes, no entanto, destaca-se a alternativa aventada pelo parecer DJJJ 4563/2017, de 20/12/2017, da área Jurídica da Eletrobras (peça 25, p. 979-1007), apoiada em pareceres dos juristas Arnold Wald, Gustavo Binenbojm e Nelson Eizirik. Trata-se da possibilidade de a União dissolver as distribuidoras, assumindo seus direitos e obrigações, no cenário de liquidação, conforme regrado nos art. 21, 22 e 24 da Lei 8.024/90. Essa consideração é uma preliminar decisória pois, caso fosse tal hipótese aventada como juridicamente viável, não restaria dúvida de que o melhor cenário para a Eletrobras seria a liquidação, já que a responsabilidade pelo passivo seria da União.

209. Nesse passo, importante contextualizar que a Diretoria Jurídica da Eletrobras suscitou tal hipótese em 22/12/2017, depois de emitida a Informação Técnica Conjunta DFP/DFE/DDE 001/2017, de 30/11/2017 (peça 25, p. 413-934), que havia analisado todas as condições econômico-financeiras e jurídicas para submeter à Administração, sem apontar a hipótese de a União ser a liquidante. Ademais, na 165ª AGE, de 22/7/2016, referida tese também não havia sido levantada pelas áreas técnicas da Eletrobras para dar subsídios à decisão de não prorrogar a concessão e, via de consequência, impor a liquidação da empresa. Ou seja, trata-se de novíssima tese trazida pelas áreas técnicas da Eletrobras para discussão e apreciação na AGE marcada para 8/2/2018.

210. Contudo, em 27/12/2017, novo parecer da Diretoria Jurídica (peça 25, p. 1009 – 1010), reanalisa o caso à luz de novos pareceres, solicitados pelo Presidente do Conselho de Administração, da lavra dos advogados Maurício Carvalho Mazzini e Alexandre Aniz, bem como cotejam manifestações da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, da AGU e do Ministério de Minas e Energia, que entendem descabida a aplicação da Lei 8.029/90 ao caso, concluindo a Diretoria Jurídica da estatal, agora, pela existência de controvérsia jurídica no tema com possibilidade de judicialização:

Desse modo, embora o parecer DJJJ 4563/2017, suportado pela opinião de três dos mais notáveis juristas pátrios – Arnoldo Wald, Nelson Eizirik e Gustavo Binenbojm, tenha sido pela aplicação da Lei 8.029/90 como único Estatuto Geral de Dissolução e Liquidação de Sociedades de Economia Mista, é igualmente certo que o plexo de deveres fiduciários impostos aos administradores da Eletrobras reclama que tenham apreço e sensibilidade face ao risco de judicialização por sua controladora e corresponde impacto sobre a perenidade da companhia, o que ora se recomenda neste parecer complementar.

211. E complementa despacho do Diretor Jurídico:

(...) sendo premissa que não há custo dimensionado de judicialização em torno da Lei 8.029/90, a opção que ora se põe ao administrador é de aprovar a alienação de ações das Distribuidoras à luz da Resolução CPPI 20/2017, eis que, confrontada com a internalização da liquidação pela Eletrobras, conforme apontado pelos estudos técnicos da DF, é a que se apresenta menos onerosa. A preocupação aqui espelhada, conforme destacado, é a do *going concern*. No momento, é o menor mal.

212. Conforme dito, a AGE, amparada nestes pareceres internos da Eletrobras, decidiu implicitamente não considerar a tese de liquidação pela União, dado que foi decidido pela privatização conforme a CPPI 20/2017.

213. Entende-se que, no caso, foi a melhor decisão, do ponto de vista empresarial, a ser tomada, senão vejamos.

214. Em síntese, os três juristas inicialmente consultados encaminham a questão alegando que:
(i) a Lei 8.029/1990 têm caráter abstrato, aplicável a qualquer caso de liquidação de empresa pública ou sociedade de economia mista;

- (ii) a dissolução é consequência inexorável do esvaziamento do objeto social das distribuidoras, provocado pela não prorrogação das concessões deliberada na 165ª AGE;
- e
- (iii) a União é sucessora universal na pretensa liquidação.

215. Embora o argumento de que a Lei 8.029/1990 seja de caráter geral e abstrato, aplicável a qualquer espécie de liquidação de empresa pública e sociedade de economia mista, entende-se não ser essa a melhor interpretação.

216. O art. 23 da Lei 8.029/1990 dispõe que a “**União sucederá a entidade**, que venha a ser extinta ou dissolvida, nos seus direitos e obrigações decorrentes de norma legal, ato administrativo ou contrato, bem assim nas demais obrigações pecuniárias”.

217. Por sua vez, o art. 24 da Lei 9.491/1997, norma superveniente, dita que “no caso de o **Conselho Nacional de Desestatização deliberar a dissolução** de sociedade incluída no Programa Nacional de Desestatização, **aplicar-se-ão, no que couber, as disposições da Lei nº 8.029, de 12 de abril de 1990**”.

218. A competência em comento do Conselho Nacional de Desestatização é hoje, por força da Lei 13.334/2016, exercida pelo CPPI.

219. Portanto, se a Lei 8.029/1990 reverte-se de caráter geral e irrestrito, não haveria a necessidade de a Lei 9.491/1997 especificar que no caso de desestatização na modalidade dissolução seriam aplicáveis as disposições daquela norma, haja vista que, segundo princípio basilar da hermenêutica, a lei não possui palavras inúteis, devendo ser interpretada como tendo alguma eficácia.

220. Posto isso, e considerando que não houve deliberação do CPPI no sentido de desestatizar por meio da modalidade “dissolução”, mas sim das modalidades previstas nos incisos I e VI do art. 4º da Lei 9.491/1997 (alienação do controle – inciso I – combinado com concessão de serviço público – inciso VI), conforme disposto no art. 2º da Resolução CPPI 20/2017, não há que se falar em deliberação do PPI que atraísse a aplicação da Lei 8.029/1990.

221. Ademais, levada a tese de sucessão universal da União em qualquer caso, teríamos o cenário absurdo de a União responder por toda e qualquer liquidação de empresas criadas ou adquiridas pelas estatais de 1º grau.

222. No caso concreto, certo que a liquidação é condição inexorável no caso de não haver privatização. Contudo, é importante lembrar que tal condição foi decorrente de ato empresarial da Eletrobras por ocasião da 165ª AGE, na qual deliberou-se, alinhando-se aos pareceres técnicos da Estatal e da Proposta da Administração, (peça 24), por não aprovar a renovação das concessões ora em exame, esvaziando seu objeto social.

223. Portanto, não verifica abuso de poder de controle da União no âmbito da 165ª AGE, haja vista que foram tomadas decisões com base em pareceres que indicavam o cenário provável de inviabilidade de se renovar as concessões. Isso porque tal opção demandaria um volume de aportes substancial da Eletrobras, bem como a perseguição de metas arrojadas de qualidade da concessão, cujo descumprimento sujeitaria as empresas a critérios rigorosos de penalização, com potencial encaminhamento para caducidade, no caso de reiterado descumprimento das obrigações contratuais (peça 24).

224. A fim de colher subsídios para a questão, a Eletrobras realizou consulta à Advocacia-Geral da União (AGU) para verificar a possibilidade de essas dívidas serem arcadas pela União, com embasamento no art. 23 da Lei 8.029/1990. A AGU, em Nota Técnica, e a PGFN, em seu parecer, (peça 25, p. 370-411), se manifestaram pela inaplicabilidade da Lei 8.029/1990 ao caso:

41. Logo, é definitivamente negativa a resposta ao questionamento sobre a possível aplicabilidade à hipótese do regramento previsto no art. 23 da Lei nº 8.029, de 1990, que prevê uma possível sucessão da União em direitos e obrigações pertencentes a entidades desestatizadas.

42. Afinal, não há previsão, à luz das escolhas empreendidas pelo CPPI dentre as modalidades previstas no art. 6º, II, "a" da Lei nº 9.491, de 1997, de desestatização por "dissolução" (vide, mais uma vez, o exato conteúdo da Resolução CPPI nº 20, de 2017, acima transcrita).

43. Somente em tal hipótese (desestatização por "dissolução") poder-se-ia cogitar a aplicação concreta do art. 24 da Lei nº 9.491, de 1997, e consequentemente da Lei nº 8.029, de 1990. Transcreva-se, para que não reste nenhuma dúvida, a exata dicção do referido dispositivo:

Art. 24. No caso de o Conselho Nacional de Desestatização deliberar a dissolução de sociedade incluída no Programa Nacional de Desestatização, aplicar-se-ão, no que couber, as disposições da Lei nº 8.029, de 12 de abril de 1990.

44. Ora! No caso em exame, o CPPI, sucessor do Conselho Nacional de Desestatização, definitivamente não "deliberou a dissolução de sociedade incluída no PND". Ao revés, pretendeu ver concretamente aplicado, como diversas vezes ressaltado, o permissivo contido no art. 8º, § 1º-A da Lei nº 12.783, de 2013, escolhendo as modalidades de desestatização encartadas no art. 4º, I e VI, da Lei nº 9.491, de 1997 (alienação de participação societária e concessão de serviço público).

45. Logo, não há que se cogitar, no caso em análise, sucessão da União em relação aos direitos e obrigações das empresas porventura liquidadas. É totalmente inaplicável à hipótese a regra disposta no art. 23 da Lei nº 8.029, de 1990.

225. Além disso, foi emitido Ofício Interministerial, no qual a União se manifesta quanto à inaplicabilidade da Lei 8.029/1990 e pela conseqüente inclinação quanto à judicialização da titularidade na sucessão das dívidas e obrigações das distribuidoras.

226. Pela análise exposta, no mínimo pode-se apontar que a tomada de decisão dos acionistas pela liquidação, considerando a hipótese da aplicação do art. 23 da Lei 8.029/90, estaria cercada de riscos jurídicos, com possibilidade de litigância delongada sobre o tema. Nesse sentido, não se vislumbra que a decisão da 170ª AGE tenha sido tomada em situação de abuso de poder de controle pela União em prejuízo à Eletrobras.

227. Outro aspecto importante no caso, ressaltado nos pareceres iniciais contrários à assunção das dívidas pela Eletrobras, reside na suposta ausência de comutatividade da operação.

228. A assunção de dívidas, no caso, é uma operação entre sociedades, controladora e controlada, na qual a dicção do art. 245 da Lei 6.404/76 (LSA) exige que:

Art. 245 Os administradores não podem, em prejuízo da companhia, favorecer sociedade coligada, controladora ou controlada, cumprindo-lhes zelar para que as operações entre as sociedades, se houver, observem condições estritamente comutativas, ou com pagamento compensatório adequado (...)

229. Conforme a Informação Técnica Conjunta DFP/DFD/DDE 001-B/2017 das Diretorias da Eletrobras, os pareceres de Arnold Wald, Gustavo Binenbojm e Nelson Eizirik apresentam fundamentos que indicam que a modelagem proposta pelo BNDES e aprovada por meio da Resolução 20/2017, alterada pela Resolução 28/2017, sob os aspectos afetos à Eletrobras, é juridicamente contestável e afeta a saúde financeira da empresa, nos casos em que esta venha a assumir dívidas das distribuidoras, sem a devida contrapartida ou comutatividade, que deve ser observada conforme preceito do art. 245 da LSA (peça 25, p. 943).

230. Todavia, considerando ser, no mínimo, extremamente controversa a aplicabilidade da Lei 8.029/1990, de forma que restaria afastada tal hipótese para fins de decisão empresarial, não resta outra opção à Eletrobras senão promover a alienação ou a liquidação.

231. Para vender, a empresa deve ter alguma atratividade. Conforme já detidamente explicitado no tópico anterior, as empresas apresentavam patrimônio líquido negativo, e, mesmo com o benefício de um contrato de concessão, ainda se encontravam inviáveis para licitação por ausência de condições econômico-financeiras atraentes ao novo concessionário. Não resta, assim, outra alternativa senão assumir dívidas a fim de tornar a empresa minimamente atrativa para venda.

232. Caso não seja o cenário de venda, mas sim de liquidação, as empresas deverão ser dissolvidas, todos seus ativos e passivos liquidados e o saldo remanescente assumido pela controladora. Esse é o cenário que, segundo os estudos do BNDES e da própria Eletrobras, trariam um custo maior à *Holding*. A higidez desses valores será examinada no tópico seguinte.

233. Portanto, dadas as alternativas disponíveis, vender ou liquidar, o Administrador deve tomar como opção aquela que traga o melhor benefício à empresa. Nessa esteira, outro parecer contratado pela Eletrobras, da lavra de Anderson Schreiber, ao fazer referência à noção de comutatividade em contratos entre sociedades coligada, controladas e controladoras, é preciso em ponderar que:

Por objeto do contrato não se deve compreender tão-somente as suas prestações principais. Ao intérprete cumprirá observar não apenas o somatório das prestações principais e acessórias, mas todo o complexo conjunto de direitos, faculdades, obrigações, ônus e outras situações jurídicas derivadas do contrato – direitos e obrigações em sentido lato –, com vistas a identificar o seu reflexo concreto sobre os contratantes. **O que ao princípio em tela interessa não são as situações jurídicas em si, mas as suas consequências econômicas, ou seja, os sacrifícios econômicos suportados e os benefícios econômicos auferidos pelas partes em virtude dos direitos e obrigações, sempre lato sensu**, que compõem o contrato. (peça 25, p. 948-949). (Grifos acrescidos)

234. Conforme destaca ainda Informação Técnica Conjunta DFP/DFE/DDE 001-B/2017, das Diretorias da Eletrobras (peça 25, p. 949):

O parecer [Anderson Schreiber], ainda, ressalta que o art. 245 da LSA não veda a celebração de contratos não-comutativos, mas, sim, impede a atuação dos administradores em prejuízo da companhia. Com relação à modelagem de venda das distribuidoras, o parecer realça que a mesma foi motivada pela intenção de impedir a ampliação dos prejuízos acumulados pela Eletrobras, de modo que **o termo “prejuízo da companhia” deve ser analisado sopesando os resultados econômicos das diferentes alternativas disponíveis para Eletrobras (venda x liquidação)**. (Grifos acrescidos)

235. Não há como exigir conduta diversa do Administrador se as condições a ele impostas para decidir se restringem à venda ou à liquidação, visto que nessa última a empresa controladora teria de arcar com prejuízos acima daqueles resultantes da venda.

236. Tal imposição fática considera a necessidade de o Administrador realizar a melhor escolha à companhia, que, no caso em apreço, se resume ao menor prejuízo em face das condições deterioradas das empresas distribuidoras. E, conforme se verá no tópico seguinte, a higidez dos números da liquidação *versus* venda não deixa dúvidas sobre a decisão a ser tomada.

237. Assim, conclui-se que as decisões da Eletrobras sob o enfoque empresarial foram tomadas observando o dever de diligência, respaldado em pareceres técnicos. A situação crítica apontada nos estudos da Eletrobras sobre o impacto da assunção de dívidas no seu fluxo de caixa deve ser sopesada

com o cenário de liquidação das empresas, o qual é mais crítico ainda por conta dos valores serem expressivamente maiores.

238. Por fim, importa ressaltar que os pontos levantados neste tópico foram objeto de Denúncias constantes dos TC 003.700/2018-6 e no TC 003.702/2018-9, que aguardam decisão do Ministro Relator.

II.3.5 Tratamento das dívidas nos estudos

239. Conforme análise da seção anterior, a privatização das empresas concomitante à licitação de nova concessão é o cenário mais vantajoso para a Eletrobras basicamente porque parte das dívidas que seriam arcadas por essa empresa, em uma eventual liquidação, afastada a aplicabilidade da Lei 8.029/990, são repassadas ao novo controlador, sendo, por certo, precificadas quando da definição do valor de leilão das distribuidoras.

240. Assim, ainda que a assunção de dívidas das distribuidoras subsidiárias possa, à primeira vista, parecer prejudicial à Eletrobras, ao se sopesar a outra possibilidade de tratamento da questão, a saber, a liquidação das empresas, percebe-se que a *Holding* se beneficia de um repasse bilionário de dívidas à concessão e seu novo operador.

241. Por óbvio, pelo modelo adotado para a desestatização, ao associar a concessão à empresa, o Poder Concedente passa um bem de valor positivo (a concessão para exploração de um serviço público por trinta anos) junto à empresa, que, conforme demonstrado nos estudos, possui valores negativos devido ao grande montante de dívidas acumulado.

242. Nos estudos de *valuation* das Empresas, essas dívidas foram classificadas em três grupos principais: (i) dívidas com a Eletrobras (*holding*) e outras partes relacionadas; (ii) dívida com terceiros específicos, referentes a contratos de fornecimento de combustíveis; e (iii) dívida com outros terceiros, em especial os saldos de valores referentes a pagamentos em atraso da CCC.

243. As dívidas com a *Holding* se referem a repasses da Controladora para as subsidiárias, como empréstimos do Banco Mundial, da Reserva Global de Reversão (RGR), recursos ordinários da Eletrobras, Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital (AFACs) e de outras partes relacionadas.

244. Para o caso de a distribuidora possuir AFACs, um outro ajuste foi realizado, com os valores referentes a AFACs sendo considerados como dívida.

245. Tem tratamento diferenciado a dívida referente à RGR durante o período de prestação de serviço temporário (RGR PPST), iniciado em novembro de 2016. O valor referente ao montante tomado pelas empresas designadas será transferido para a tarifa, por meio da Parcela A (custos não gerenciáveis), a partir do quinto ano de concessão, com período de 25 anos para o pagamento (restante da concessão).

246. Esse período de cinco anos até o repasse para a tarifa tem o objetivo de aliviar o aumento nas tarifas para os primeiros anos da concessão, já que a flexibilização dos parâmetros regulatórios já terá causado impacto positivo nessas tarifas. Assim, ao término do prazo de cinco anos da flexibilização, a tarifa será reduzida e o consumidor passará a pagar as dívidas relativas à RGR.

247. Além das contingências já provisionadas no balanço das empresas, contingências adicionais foram identificadas e consideradas como “prováveis” aquelas com alto risco de perda do valor envolvido nos processos judiciais e administrativos, as quais não são usualmente precificadas em *valuations*, mas têm o condão de reduzir o valor do *equity*.

248. Dessa forma, o tratamento proposto nos estudos foi que a Eletrobras ajuste a estrutura de capital das distribuidoras até chegar ao valor simbólico de *equity value* (ou valor ao acionista) de R\$ R\$ 50 mil, por meio de capitalização da empresa, com a consequente emissão de novas ações, que

serão subscritas e integralizadas pela Eletrobras. Essa capitalização poderia ser feita mediante a conversão de créditos de dívidas devidos pela distribuidora à Eletrobras, assunção de dívidas da distribuidora com terceiros e/ou aporte de recursos financeiros na distribuidora pela Eletrobras. A CPPI 20/2017 estabeleceu a assunção de dívidas para a capitalização.

249. Dessa forma, do total de passivo contabilizado nos estudos, R\$21,7 bilhões, à Eletrobras restou imputado o montante de R\$ 11,2 bilhões e o restante, R\$ 10,5 bilhões, serão arcados pelo novo concessionário.

II.3.6 Liquidação e higidez dos valores apresentados nos estudos

250. À luz do artigo 5º do Decreto 9.192/2017, a Aneel poderá realizar a licitação da concessão de distribuição de energia elétrica sem que haja a transferência do controle acionário da pessoa jurídica prestadora de serviço público de energia elétrica, ora prestado pelas distribuidoras da Eletrobras.

251. Nesse caso, e considerando que as distribuidoras foram criadas com a finalidade de prestar serviço público de distribuição de energia elétrica mediante concessão, haverá um esvaziamento completo do objeto social dessas sociedades, cenário esse que já havia iniciado com a reprovação, pela Eletrobras, da renovação das concessões das distribuidoras em 2016.

252. Com referida inexecutabilidade do objeto social das distribuidoras, a alienação de seu controle acionário ficará desprovida de qualquer sentido jurídico ou conotação econômica, com o quê, inexoravelmente, só restará à Eletrobras promover a dissolução e liquidação das empresas (peça 25, p. 70).

253. Tendo em vista a inaplicabilidade da Lei 8.029/1990 e a assunção pela União das dívidas em caso de liquidação das Companhias, conforme explicitado na seção anterior, a decisão colocada para os acionistas da Eletrobras era comparar os custos de uma eventual liquidação com a opção de assunção de dívidas nos montantes estipulados pela Resolução do CPPI, para viabilizar-se a transferência de controle acionário com a outorga de nova concessão.

254. Foi desenvolvida pelo Serviço B uma análise comparativa entre o valor de venda da distribuidora associada à concessão e o eventual valor de liquidação da empresa (peça 9, item não digitalizável, Relatório “Modelagem de Desestatização”, p. 55).

255. Uma vez que o valor de venda considera ajustes no valor do *equity*, os ajustes foram considerados também na estimativa de valor de liquidação. Contudo, houve exceção para os Ajustes Fiscais e de Base Negativa, uma vez que estes não impactam no valor de liquidação, e para os AFACs, uma vez que estes podem ser integralizados caso não ocorra a venda da distribuidora.

256. Para chegar no valor da liquidação de cada empresa, calculou-se o valor das indenizações pelos ativos da empresa, subtraíram-se os valores de dívida líquida e contingências prováveis e, ainda, foram considerados os valores de pagamentos/recebimentos até dezembro de 2016, data-base do estudo. Foram feitos, por fim, ajustes referentes ao balanço de junho/2017 e à reincorporação da RGR PPST.

257. Para chegar no valor da indenização à empresa, foi calculada a base líquida sobre a qual incidiria a indenização, ou seja, foi considerado o ativo existente (financeiro, imobilizado e intangível) e sua depreciação. Ainda, foi prevista uma data para servir de mês base da indenização (fev/2018) e um mês para recebimento da indenização (ago/2018). Os pagamentos/recebimentos se referem ao capital de giro, fluxo de caixa e despesas com demissões.

258. Importante salientar que os valores de dívidas, contingências e ativos são os mesmos utilizados para o cenário de privatização, o que demonstra a coerência na comparação.

259. O alto valor das dívidas e contingências, constantes de balanços auditados das distribuidoras, faz com que, percentualmente, esses componentes sejam muito mais significativos do que os valores das indenizações, razão pela qual, por mais que se tenha uma margem de erro relativa ao processo de avaliação, o cenário não se alteraria quanto à opção mais vantajosa.

260. Como pode ser concluído pela Tabela 7, para todas as distribuidoras, o resultado da liquidação é mais custoso para a Eletrobras do que o cenário de privatização. Isso se deve ao fato de parte do montante de dívidas das empresas ser assumido pelo novo concessionário, quando da privatização simultânea à nova outorga.

261. O resultado final dos estudos do BNDES indica cenário de maior prejuízo à Eletrobras caso optasse pela liquidação, conforme consta da Tabela 9.

Tabela 9 – Custo de liquidação *versus* Venda (cálculo dos estudos para leilão).

Distribuidora	Custo de liquidação (R\$)	Capitalização Eletrobras Estágio 1 (R\$)
Amazonas Energia	12.060.245.607,63	8.911.866.558,94
Boa Vista Energia	465.696.747,78	342.120.486,20
Ceal	569.913.103,09	50.000,00
Cepisa	740.112.396,38	50.000,00
Ceron	2.398.260.429,38	1.872.522.463,43
Eletroacre	402.348.970,72	113.779.872,00
Total	16.636.577.254,98	11.240.389.380,57

Fonte: Peça 24, p.462.

262. Ademais, a Eletrobras realizou suas próprias estimativas para o cenário de liquidação (peça 25, p. 953), concluindo por valores de passivos de R\$ 17,73 bilhões, superior em mais de R\$ 1 bilhão em relação aos valores calculados pelo BNDES (Tabela 10).

Tabela 10 – Custo de liquidação pela Eletrobras (cálculo da Eletrobras).

	AmE D	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	CEAL	CEPISA	TOTAL
Total do Ativo - BP	10.837.074	5.700.135	1.060.054	695.319	1.907.905	1.884.065	22.084.552
Não realizável (*)	1.603.439	73.375	30.314	20.177	17.439	43.364	1.788.108
Total do Ativo Para liquidação	9.233.635	5.626.760	1.029.740	675.142	1.890.466	1.840.701	20.296.444
Identificável	3.369.550	1.222.975	551.906	227.568	1.015.507	1.099.406	7.486.912
Liquidez imediata	318.086	90.106	18.437	6.755	75.674	24.063	533.121
A realizar	1.577.310	483.071	175.147	162.459	799.285	717.232	3.914.504
CCC	3.968.689	3.830.608	284.250	278.360	0	0	8.361.907
Total do Passivo - BP	20.940.418	7.299.359	1.467.425	1.405.414	2.603.737	3.154.388	36.870.741
Não exigível (**)	1.604.852	397.607	107.133	130.601	344.112	516.314	3.100.619
Total do Passivo Para liquidação	19.335.566	6.901.752	1.360.292	1.274.813	2.259.625	2.638.074	33.770.122
Exigibilidade imediata	60.823	30.406	9.368	20.080	65.176	38.102	223.955
Compensáveis	2.398.018	240.497	130.744	81.095	148.596	81.292	3.080.242
Sistema Eletrobrás	1.871.850	3.294.107	402.263	696.666	1.599.658	1.843.625	9.708.169
Sistema Petrobrás	12.593.154	2.467.688	443.643	327.572			15.832.057
Outros	2.411.721	869.054	374.274	149.400	446.195	675.055	4.925.699
Total do Patrimônio Líquido	-10.103.344	-1.599.224	- 407.371	- 710.095	- 695.832	-1.270.323	-14.786.189
Custo de desligamento	260.685	215.165	72.966	126.598	130.425	309.169	1.115.009
Plano Bresser					166.205		166.205
Custo de Liquidação Preliminar	-10.362.616	-1.490.157	- 403.518	- 726.269	- 665.789	-1.106.542	-14.754.892
Ajustes no Ativo	- 209.528	- 85.628	- 47.025	- 22.449	- 222.413	- 197.566	- 784.609
Ativo Financeiro da concessão em curso	(55.958)	(49.778)	(11.054)	(4.586)	(14.865)	(9.763)	(146.004)
Clientes	(153.570)	(35.850)	(35.971)	(17.863)	(207.549)	(187.803)	(638.606)
Ajustes no Passivo	- 838.640	- 571.429	- 4.424	- 62.340	- 395.958	- 318.998	- 2.191.789
Contingências Possíveis (***)	(838.640)	(571.429)	(4.424)	(62.340)	(395.958)	(318.998)	(2.191.789)
Custo de Liquidação após Ajustes	-11.410.784	-2.147.214	- 454.967	- 811.058	-1.284.160	-1.623.106	-17.731.290

(*) Intangível, Tributos e Contribuição Social

(**) Concessão onerosa, RGR período de designação

(***) Líquido de Andeco

Fonte: Peça 25, p.953

263. Ressalte-se que análise documental dos arquivos disponibilizados pelo Serviço B a título de Due Diligence Contábil Patrimonial (peça 9, item não digitalizável) revela que as dívidas das distribuidoras foram extraídas de balancetes contábeis das Companhias, os quais foram auditados por auditores externos. Esse fato reforça a higidez dos números e permite a comparação dos valores calculados pelas avaliadoras com os da própria Eletrobras (peça 25, p. 953).

264. Nesse cenário, ante a aderência das simulações realizadas pelo BNDES e Eletrobras, e a higidez desses números frente às premissas dos estudos realizados e dos balanços patrimoniais auditados, considera-se que o cenário de liquidação é mais desvantajoso do que a privatização, para a Estatal em, no mínimo R\$ 5 bilhões.

II.3.7 Obrigações contratuais adicionais

265. As obrigações contratuais do vencedor do leilão consistem em: (i) realizar subscrição e integralização de capital na empresa; (ii) pagar à Eletrobras o valor de compensação referente às condições diferenciadas da oferta de ações a empregados e aposentados; (iii) comprar da Eletrobras as ações remanescentes da oferta feita aos empregados e aposentados; e (iv) atender as requisições referentes à oferta de ações aos empregados e aposentados dentro das condições diferenciadas estabelecidas.

266. Além dessas obrigações financeiras, existem outras incumbidas ao novo concessionário na minuta de contrato:

- a) Manter as condições atuais da previdência privada dos funcionários por dois anos;
- b) Manter as condições atuais do seguro saúde dos funcionários por dois anos; e
- c) Estruturar programa de requalificação de demitidos compatível com as melhores práticas do mercado.

267. Outrossim, as cláusulas do acordo de acionistas com a Eletrobras preveem:

- a) Opção de a Eletrobras aumentar a participação na distribuidora até 30%, por meio de aumento de capital ou via conversão de dívida;
- b) Preferência de compra mútua para investidor e Eletrobras (*tag along* 100%); e
- c) Validade do acordo independente de sucessão do controlador.

III. Aspectos relevantes específicos para cada distribuidora

III.1 Encargo Setoriais

268. Foi verificado que há possibilidade de que a Eletroacre, Boa Vista, Ceron e AmE tenham valores apropriados dos fundos setoriais entre 2009 e 2016, basicamente referentes à Conta de Consumo de Combustível (CCC), antes previstos como valores “a receber” no balanço, revertidos para obrigações “a pagar”, frente a decisões técnicas da ANEEL. Ou seja, há risco de glosa sobre o direito de ressarcimento da CCC.

269. Parte da dívida da Amazonas Energia, Boa Vista Energia, Eletroacre e Ceron com a Petrobras e BR Distribuidora estão negociados em contratos de confissão de dívida (CCD) que têm como lastro os recebíveis da CCC.

270. A Aneel está em processo de fiscalização dos valores liberados pela CCC às referidas distribuidoras durante o período de 2009 a 2016, com resultados desfavoráveis já apresentados à Companhia, o que pode impactar diretamente nos contratos de CCDs firmados entre o Fundo CDE/CCC e as distribuidoras. Importante ressaltar que, até o ano de 2017, a Eletrobras era a gestora da CDE/CCC, sendo a responsável em repassar para as distribuidoras da região norte (suas subsidiárias) os valores referentes à CCC, valores esses que estão sendo questionados pela Aneel.

271. O crédito total contabilizado nos balanços soma aproximadamente R\$ 8,5 bilhões, sendo R\$ 4,05 bilhões da Amazonas Energia S.A e R\$ 3,8 bilhões da Ceron. Contudo, decisões da Aneel indicam que, na verdade, se trata de um passivo total de R\$ 4 bilhões, sendo R\$ 2,9 bilhões da Amazonas Energia e R\$ 735 milhões da Ceron. Isso teria um efeito contábil de mais de R\$ 12 bilhões nas contas das companhias (Tabela 11).

Tabela 11 – Contabilização de créditos setoriais.

Distribuidora	Créditos previstos no balanço de jun/17	Estimativa de valor a receber
Amazonas Energia S.A	R\$ 4,056 bilhões	- R\$ 2,9 bilhões
Ceron	R\$ 3,847 bilhões	- R\$ 735 milhões
EletroAcre	R\$ 296 milhões	- R\$ 275 milhões
Boa Vista	R\$ 278 milhões	+R\$ 5,7 milhões
Total	R\$ 8,477 bilhões	- R\$ 4 bilhões

Fonte: Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 9, item não digitalizável)

272. A eventual perda dos direitos creditórios e a necessidade de devolução dos valores à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) poderia inviabilizar qualquer retorno econômico do negócio e, portanto, frustrar o leilão dessas empresas.

273. Os estudos apontaram como provável que a atratividade do leilão aos investidores fosse comprometida sem definições relativas à CCC. Os valores em discussão são bastante significativos e

relevantes quando comparados ao valor econômico da distribuidora. Assim, o risco de perdas relativas à CCC não justificaria os ganhos potenciais com a aquisição da empresa pelo investidor.

274. A Resolução do CPPI 28/2017 facultou à Eletrobras assumir os direitos e obrigações de responsabilidade das distribuidoras referentes à CCC e à CDE, incluídos os créditos e débitos que venham a ser posteriormente reconhecidos.

275. Essa opção da Eletrobras deveria ser realizada antes do lançamento do Edital da licitação, sob o risco de diminuir, ou até mesmo, inviabilizar a atratividade das empresas e a consequente privatização.

276. A 170ª Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Eletrobras, ocorrida em 8/2/2018, aprovou a venda das seis distribuidoras da empresa e decidiu assumir as dívidas dessas subsidiárias, no montante total de R\$ 11,2 bilhões, conforme determinado pela Resolução CPPI 20/2017, assim como, os direitos e obrigações de responsabilidade das distribuidoras, referentes à CCC e à CDE. Foram assumidos, em contrapartida, direitos e/ou obrigações em valor equivalente, nos termos do §1º do art. 3º da Resolução CPPI 20/207, com redação dada pela Resolução CPPI 20/2017, no montante de R\$ 8,477 bilhões.

277. A transferência de créditos e obrigações relativas à CCC deve ter a anuência dos reguladores e vir acompanhada de considerações dos auditores externos da empresa, seguindo a aprovação das instâncias de governança responsáveis.

278. Com a decisão, será feita uma transferência dos valores a receber relativos à CCC equivalentes ao valor em disputa – e obrigações em igual montante. Essa transferência ocorre mediante cessão dos direitos atuais relativos aos créditos de CCC e obrigações financeiras (por exemplo, valores a pagar de CCC, outras dívidas etc.) equivalentes da subsidiária para a *Holding*.

279. Como resultado, no caso de uma futura decisão desfavorável, a Eletrobras arcará com o ônus da perda, e, caso contrário, uma decisão favorável implicará a reversão desta perda potencial e a Eletrobras receberá os créditos da CCC.

280. Desse modo, com a absorção destes créditos pela Eletrobras, o impacto relativo aos valores em questão é considerado neutro, sem interferência no valor ao acionista da empresa ou ao processo de desestatização.

281. Assim, reduzem-se as incertezas relacionadas ao valor das empresas e facilita-se a atração de investidores interessados na operação, já que os riscos ao possível comprador foram diminuídos e transferidos para a Eletrobras.

282. Sob a ótica da Eletrobras, o significativo montante de direitos/obrigações referentes à CCC poderia vir a ser fator de insucesso para o leilão, o que a conduziria para o cenário de liquidação, que, conforme já relatado minuciosamente nesta instrução, seria mais oneroso para a Empresa.

283. Ademais, no cenário de liquidação, os direitos e obrigações relacionados a esses fundos setoriais continuariam a existir. Portanto, o *trade off* para a Eletrobras seria: assumir os créditos, melhorando a atratividade do leilão e, portanto, podendo vender a distribuidora num cenário mais favorável do que a liquidação, ou; não assumir os créditos, deixando-os nas distribuidoras, apostando em um cenário pouco provável de venda da distribuidora ante os riscos relacionado a tais créditos (que podem virar débitos significativos a depender do entendimento do regulador e/ou judiciário).

284. Essa última opção traz mais riscos, haja vista que em não havendo interessados no leilão (conforme estudos do BNDES, cenário provável em se mantendo os créditos na distribuidora), a liquidação e assunção dos créditos é automática.

285. Por fim, destaca-se, ainda, que a MP 814/2017 trouxe a postergação do prazo de vencimento do limite de R\$ 3,5 bilhões para pagamento de despesas de combustível dos sistemas

isolados pela União para 2018. Essa postergação permite o aporte pela União desse valor ao fundo, o que pode servir de cobertura de eventuais créditos do fundo convertidos em débitos, em desfavor da Eletrobras. Esse fator, aliado ao cenário de provável insucesso da licitação em se mantendo os créditos nas distribuidoras, é decisivo para que se considere a medida empresarial tomada pelos acionistas como razoável.

286. Cabe destacar que o TCU, no âmbito do TC 028.421/2017-5, está examinando a responsabilidade pelas dívidas atribuídas à CCC devido a repasses pela Eletrobras à Amazonas Energia referente a contrato de compra e venda de gás natural sem prévia estipulação de preço, bem como a não conversão das usinas térmicas da AmE, com vistas ao melhor aproveitamento do combustível associado ao referido contrato.

III.2. Eletroacre - Minoritários

287. No caso da Eletroacre, a participação da Eletrobras na empresa é de 96,71%, ou seja, 3,29% das ações da Empresa são de acionistas minoritários e, portanto, devem ser respeitados seus direitos previstos nas legislações aplicáveis.

288. Dessa forma, os minoritários têm o direito de preferência para subscrição de ações no caso de aumento de capital, na proporção do número de ações que possuem.

289. Essa previsão deve constar do Edital para a privatização da empresa.

III.3 Ceal – Plano Bresser

290. Há uma ação trabalhista coletiva movida contra a Ceal pelo Sindicato dos Trabalhadores das Indústrias Urbanas do Estado de Alagoas, como substituto processual, para pagamento de diferenças salariais decorrentes das medidas econômicas instituídas pelo Decreto-Lei 2.335/87 (Plano Bresser).

291. A ação foi julgada procedente em primeira instância, cuja decisão foi confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região. O Recurso de Revista não foi admitido pelo TST. Foi interposto Agravo de Instrumento para destrancar o Recurso de Revista, não provido, transitando em julgado a condenação.

292. No entanto, a condenação se refere à fase de conhecimento da ação, que não impede a possibilidade de realização de acordo na fase de execução, ocasião em que as partes podem decidir acerca de condições de pagamento e valores, desde que homologados pelo juízo.

293. Para esta ação, foi identificado um risco elevado de perda (perda provável) e valor envolvido de aproximadamente R\$ 1.409.199.636,60 (atualizado até dezembro de 2016), referente ao denominado Plano Bresser.

294. Em função do montante e alta probabilidade de perda, esta ação representa um potencial risco e impeditivo ao processo de privatização da Ceal. Maiores detalhamentos a respeito da ação constam nos relatórios de diligência jurídica daquela empresa (peça 9, item não digitalizável).

295. De acordo com as informações no Relatório de *Due Diligence* Jurídica, todo o patrimônio da Ceal, incluindo os imóveis, foi oferecido em garantia nos embargos à execução relacionados ao Plano Bresser. Tal ato estaria em desacordo com a Resolução Normativa Aneel 63/2004, que estabelece que a dação em garantia de bens vinculados à concessão sem a prévia e expressa autorização da Aneel constitui infração sujeita à imposição de penalidade de multa de até 1% sobre o valor do faturamento da Companhia correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração.

296. Por meio do Ofício 6/2018 - TCU/Seinfra Elétrica (TC 035.911/2016-6, peça 15), o Ministério de Minas e Energia foi questionado quanto à real situação desta garantia e das implicações

para a possível venda da empresa. O MME encaminhou, por meio do Ofício 35/2018-SE/MME (TC 035.911/2016-6, peça 25), Carta da Eletrobras, CTA-DD-638/2018, de 7/2/2018, informando que a garantia oferecida, em 8/5/2012, não envolveu bens vinculados à concessão, mas somente ações da empresa e bens imóveis, totalizando o valor de R\$ 721,5 milhões.

297. Além disso, informou que:

A execução se encontra paralisada e, portanto, não houve manifestação do Juízo quanto à aceitação da garantia e nem quanto ao recebimento deste incidente processual. Sendo assim, caso necessário, é possível requerer a substituição da garantia, desde que haja outros bens que possam ser oferecidos para ocuparem esta função (TC 035.911/2016-6, peça 25, p.7).

298. Ademais, foi dada ciência à Aneel acerca da lista de imóveis oferecidos em garantia pela Ceal, pois, dentre eles, havia subestações de transformação de energia elétrica, bens notoriamente vinculados à concessão (TC 035.911/2016-6, peça 27).

299. Mister ressaltar que, na Resolução CPPI 20/2017, é estabelecido como condicionante ao processo de privatização da Ceal a celebração e homologação do acordo referente à ação judicial:

Art. 20. No caso da desestatização da Ceal, a publicação do Edital será condicionada à celebração e homologação judicial de acordo relativo ao pagamento de diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser, sem prejuízo de eventual atualização dos estudos técnicos de avaliação das distribuidoras.

300. Em função da indefinição quanto aos valores da ação relativa ao Plano Bresser, nos estudos foram considerados dois cenários na modelagem de desestatização: i) Cenário 1 – Com ajuste de valor do Plano Bresser; e ii) Cenário 2 – Sem ajustes de valor relativos ao Plano Bresser.

301. No primeiro cenário, foi considerado que os custos finais da ação movida contra a Ceal referente ao Plano Bresser seriam de R\$ 129.738.947,39 e não o seu valor integral. À época dos estudos, era o valor mais atualizado disponível. Desse modo, a diferença (R\$ 1.279.460.689,21) obtida entre o valor integral da ação e o seu valor ajustado foi reincorporada ao *equity value* (valor ao acionista) da distribuidora.

302. No segundo cenário, foi considerado para todas as análises desenvolvidas que os custos finais da ação movida contra a Ceal referente ao Plano Bresser seriam os do seu valor integral (R\$ 1.409.199.636,60).

303. Os valores previstos na resolução do CPPI, e que foram objeto de deliberação da AGE da Eletrobras, são os referentes ao cenário 1, ou seja, aquele em que o acordo é concretizado e resultaria no pagamento de cerca de R\$ 130 milhões pela Ceal.

304. Dessa forma, os estudos deverão ser atualizados quando da definição do valor devido pela Ceal no acordo a ser homologado pela justiça, inclusive no que se refere ao parâmetro inicial de flexibilização dos parâmetros regulatórios, conforme o disposto no art. 20 da Resolução CPPI 20.

305. De acordo com informações enviadas pelo BNDES em 14/3/2018 (TC 035.911/2016-6, peça 28), a previsão é de celebração do acordo no dia 26/3/18, no valor aproximado de R\$356 milhões, quando ocorrerá audiência entre as partes para homologação do acordo.

306. A modificação do valor do acordo em relação ao previsto nos estudos não demanda alteração das avaliações em si, mas do nível de flexibilização tarifária de que partirão os lances da Ceal. Essa modificação pode constar do edital, sem que os estudos sejam revistos.

III.4 AmE – Desverticalização

307. A Amazonas Energia S.A. ao ser interligada ao Sistema Interligado Nacional, pela linha Tucuruí-Macapá-Manaus em 2013, teve de se adaptar para o cumprimento do §5º do art. 4º da Lei 9.074/1995, segundo o qual as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público

de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN não poderão desenvolver, dentre outras atividades, as de geração e transmissão de energia.

308. A Resolução do CPPI 20/2017 estabeleceu o prazo de 2/3/2018 para a desverticalização da Amazonas Distribuidora.

309. Na atual configuração, a Amazonas-GT é uma subsidiária da Amazonas-D, existindo avaliação preparada para a sua cisão e incorporação à Eletrobras *holding*. Após esta cisão, a Amazonas-D estaria configurada para uma efetiva dedicação a um contrato de concessão puro de distribuição de energia elétrica.

310. O processo de desverticalização não foi concluído, em razão de empecilho referente à cessão parcial do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural (OC 1902/2006), que depende da prévia anuência da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e da Companhia de Gás do Amazonas (Cigás). A Petrobras exige que sejam negociadas as dívidas em aberto como condição para anuir com a cessão do contrato de compra e venda de gás necessário à desverticalização.

311. Para permitir a solução para o contrato de gás, foi publicada, em 29/12/2017, a Medida Provisória (MP) 814 que, entre outros assuntos, possibilita a antecipação de obrigação de entrega de energia elétrica por usina termoeletrica que tenha sido contratada em leilão de energia de novos empreendimentos e cujas despesas com a infraestrutura de transporte dutoviário de gás natural sejam reembolsáveis pela CCC, por meio de requerimento do vendedor à Aneel.

312. O objetivo de tal medida é concatenar os prazos da outorga das usinas termelétricas com o prazo da outorga da prestação de serviço de infraestrutura de transporte dutoviário de gás natural, facilitando o processo de transferência do contrato de gás da UTE Mauá 3 à AmE-GT (geração e transmissão).

313. É importante ressaltar que o *valuation* e a modelagem de desestatização da Amazonas consideram a empresa já desverticalizada em toda a sua análise. No entanto, sem a desverticalização até 2/3/2018, prazo estabelecido pela Resolução do CPPI, a empresa não poderá ser privatizada.

314. Em 27/2/2018, a Diretoria da Aneel anuiu com a desverticalização da Amazonas Energia S.A., mas estabeleceu o prazo final de 30/4/2018 para conclusão do processo. A anuência se deu com a anexação do comprovante de protocolo na Junta Comercial do contrato de dação em pagamento das ações com fins de segregação dos ativos da AmE-GT e AmE-D. O processo só estará concluído com o trâmite do processo na Junta Comercial (peça 22).

315. Embora para a Aneel o prazo limite seja 30/4/2018, para que se possa prosseguir com o processo de privatização da Amazonas Energia, estas comprovações devem ser feitas em no máximo quinze dias antes da sessão pública do leilão (peça 22). Dessa forma, a efetiva licitação da Companhia depende ainda da conclusão do processo até a data definida.

III.5 Ceron e Termonorte II

316. A Ceron possui atualmente contrato de compra e venda de energia elétrica originalmente celebrado pela Eletronorte com a Termonorte, e que lhe foi repassado em 2013, com anuência da Aneel. Referido contrato estabelece a aquisição pela distribuidora de um montante de energia de 289 MW médios, com a receita fixa anual, considerados os encargos e a TUST, da ordem de R\$ 149,3/MWh, e o custo variável unitário (CVU) de cerca de R\$ 720/MWh, sendo a data de expiração do contrato dezembro de 2023.

317. A sub-rogação do contrato em tela da Eletronorte para a Ceron foi condicionada pela Aneel, de acordo com o Despacho 2.180/2013, a uma equiparação da receita fixa aos valores referentes ao 5º Leilão de Energia Nova, ocorrido em 10/2007, nos termos que se seguem:

- a) A Ceron paga mensalmente à Termonorte Energia Ltda. o valor estabelecido no

contrato firmado originalmente entre essa e a Eletronorte;

b) A Ceron é responsável perante a CCEE pelos resultados da contabilização, incluindo as perdas da rede básica, pelas exposições ao mercado, abrangendo redução de Garantia Física a que der causa, pela liquidação financeira e pelas penalidades;

c) O repasse tarifário aos consumidores da Ceron é limitado ao custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) definido pela SRE/Aneel;

d) O acionista da Ceron cobrirá a diferença entre a receita fixa do contrato adicionado à tarifa de uso do sistema de transmissão e à receita fixa a que ela estaria exposta se tivesse participado do Leilão A-5 de 2007, atualizado pelo IGP-DI; e

e) O restante da diferença é coberto pela CCC.

318. A decisão da Agência, consubstanciada pelo Despacho 2.673/2010, se deve ao fato de que antes da interligação do sistema Acre-Rondônia não havia obrigação de a Ceron adquirir energia em leilões, mas sempre existiu a obrigação de aquisição de energia ao menor custo efetivo, conforme determina seu Contrato de Concessão. Para a aferição do cumprimento do dever de aquisição ao menor custo efetivo, estipulou-se que deviam “ser utilizadas como parâmetros as alternativas de contratação que preencham, cumulativamente, as seguintes características: (i) tenham sido descartadas pela distribuidora; e (ii) tenham prazo de duração e volume compatíveis com o da contratação efetuada em seu detrimento”. Nessa linha, adotou-se como parâmetro o Leilão A-5, realizado em 16/10/2007, com início de suprimento para 1/1/2012, alternativa de contratação que, cumulativamente, foi descartada pela Ceron e mostrou-se compatível, em termos de prazo e volume de energia negociado, com as cessões em apreço.

319. Como a UTE Termonorte II tem custo operacional bastante elevado, superior a R\$ 700/MWh, ela não é frequentemente despachada, resultando na necessidade de aquisição da energia do contrato (pela Ceron) no mercado de curto prazo ao PLD.

320. Pelas condições do contrato, descritas acima, isso gera um custo bastante significativo ao acionista da Ceron, que foi precificado nos estudos para o leilão.

321. No entanto, nas análises realizadas, foi constatado que o Serviço A não modelou os custos desse contrato corretamente nos estudos, passando-o integralmente para a tarifa por meio da Parcela A e ainda considerando a vigência do contrato até 2047.

322. Ademais, em 18/12/2017, o MME publicou a Portaria 386, alterando a garantia física da UTE Termonorte II de 289 para 34,8 MWmed, redução de quase 90%.

323. Essa redução tem impacto no valor do contrato da UTE Termonorte II, que tem vigência até setembro de 2023 para os acionistas da Ceron e, por conseguinte, no valor da empresa, objeto do leilão.

324. Dessa forma, esta equipe informou ao MME e ao BNDES a necessidade de correção nos estudos para o leilão, de forma a contabilizar corretamente os impactos do mencionado contrato.

325. Em resposta (peça 23) o BNDES informa que a correção da contabilização do Contrato da UTE Termonorte II pelo Serviço A teria um efeito negativo de R\$ 97 milhões no *Enterprise Value* da Ceron, o que corresponderia a um ajuste na média dos EVs de cerca de R\$ 48 milhões ou 3,48% do valor originalmente calculado.

326. A respeito da mudança da garantia física, o BNDES pontuou que a alteração ocorreu depois da finalização dos estudos, que tem data base de 31/12/2016, com atualização para data-base de junho/2017, e ainda:

(...) considerando que as empresas avaliadas continuam a exercer as suas atividades, diversos são os fatos ou variações contábeis que ocasionam efeitos positivos ou negativos na situação econômico-financeira da empresa, resultando em divergências em relação aos estudos ora realizados, que não justificam a constante atualização dos relatórios técnicos (peça 23).

327. A alteração da garantia física da Usina teria efeito positivo nos *valuations*, diminuindo o impacto do erro do Serviço A, “resultando em um efeito positivo médio (entre Serviço A e B) de R\$ 31 milhões, o que equivale a 2,26% do *Equity Value* Final calculado na Modelagem de Desestatização (peça 23)”.

328. O BNDES propôs (peça 23, p.2) o encaminhamento, pela consultoria responsável pelo Serviço A, de nota técnica, a ser disponibilizada ao TCU e no *Data Room* do leilão, que contemplará a correção dos estudos (referentes às instruções do Despacho Aneel 2.180/2013 e ao vencimento do contrato), bem como o efeito da redução da garantia física da Termonorte II, conforme Portaria MME 386/2017.

329. Embora tal proposta de encaminhamento possa contornar o problema quanto ao impacto no certame, sendo precificado pelos investidores em suas propostas, no que se refere a Eletrobras, a publicização do erro e da alteração da garantia física não atinge os resultados de assunção de dívida pela Companhia, os quais seriam inferiores aos efetivamente assumidos.

330. Dessa forma, propõe-se determinar ao MME que, (i) antes da outorga da nova concessão, corrija o erro na precificação do contrato da UTE Termonorte II com as Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), bem como, considere a atualização da garantia física da Usina, advinda da Portaria MME 386/2017, de forma a apropriar corretamente o contrato nos estudos e no *equity value* da Companhia e a ajustar as obrigações das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. em termos de assunção de dívidas, sem prejuízo da realização do certame nos moldes atuais; e (ii) faça constar nota técnica nos documentos disponibilizados no *data room* do leilão e no edital de forma a dar transparência aos interessados que o novo concessionário terá que arcar com esse custo que antes havia sido imputado à Eletrobras.

331. Propõe-se, ainda, determinar à Eletrobras que se abstenha de assumir os valores das dívidas que lhe foram atribuídas pela Resolução CPPI 20/2017, no limite do montante resultante da correção explicitada na determinação anterior.

332. Finalmente, entende-se oportuno propor determinação ao CPPI, para que, antes da realização do certame, promova a devida retificação dos valores das dívidas a serem assumidas pela Eletrobras, previstos na Resolução CPPI 20/2017, considerando as correções apontadas na determinação do parágrafo 330 desta instrução.

333. Nesse espeque, em que pese a continuidade da operação comercial das empresas e as modificações das condições financeiras e econômicas daí decorrentes, entende-se que atos supervenientes editados pelo Ministério de Minas e Energia que afetem diretamente os contornos da concessão devem ser publicizados aos licitantes.

334. Em razão disso, propõe-se determinar ao MME que dê transparência, anteriormente à realização do certame, a qualquer ato que tenha editado ou venha a editar e que tenha o condão de alterar os contornos econômico-financeiros das empresas a serem privatizadas.

III.6 Leilão 2/2018 e previsão de investimentos da AmE

335. Verifica-se que o Leilão 2/2018 trouxe previsão de realização de investimentos da ordem de R\$ 440 milhões pela Amazonas Energia (peça 27, p.2), em horizonte de dois anos, para atendimento de carga no estado do Amazonas, decorrente da chegada de novas linhas de transmissão a serem conectadas à distribuidora.

336. Consulta aos estudos econômico-financeiros revelou, contudo, que tais investimentos não foram previstos em sua integralidade, embora a execução deles por parte da distribuidora seja obrigatória.

337. Essa obrigatoriedade foi confirmada pela Aneel, em resposta a questionamento desta Unidade Técnica (peça 27, p.3), ao afirmar que (peça 27, p.1-2):

É inequívoca, assim, a responsabilidade de realização desses investimentos por parte da distribuidora de energia elétrica do Estado do Amazonas (ora designada pelo Poder Concedente e em fase de privatização), ou da nova concessionária que se sagrar vencedora da licitação da ANEEL para outorga de nova concessão, caso o leilão de privatização não tenha êxito. Também são inequívocas as obrigações para com a operação integrada, a partir de certame público de transmissão conduzido pela ANEEL, por delegação do Poder Concedente, com base em planejamento determinativo.

338. O MME reiterou a informação que foram previstos apenas parcialmente os investimentos referentes ao referido Leilão nos estudos, entretanto pondera que “faz parte do negócio de distribuição a gestão econômica e financeira para a obtenção de recursos para realizar os investimentos necessários” (peça 26, p.2).

339. Ademais, pondera que “os investimentos realizados pelo vencedor do leilão de privatização comporão a base de remuneração regulatória” e que há previsão de “revisões extraordinárias, o que permitirá que comece a recuperar o investimento feito nessas eventuais obras mais rapidamente”.

340. Pontua também que “parte dos investimentos associados a essas obras (...), poderão ter reembolso da CCC, até de forma antecipada, nos termos do inciso II, do § 9º, do art. 12, do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, o que acelerará a recuperação dos gastos efetuados pela empresa” (peça 26).

341. Não obstante, o impacto desses investimentos nos contornos atuais do certame da AmE é inegável e, portanto, essa informação deve ser disponibilizada aos possíveis investidores, para que incluam essas previsões na precificação de suas propostas.

342. Em face disso, propõe-se determinar ao MME que, com auxílio do BNDES, divulgue ao mercado, anteriormente à realização do leilão, os montantes de investimentos de responsabilidade da Amazonas Energia relativos ao Leilão Aneel 2/2018 e não considerados nos estudos de avaliação, com os respectivos prazos de implementação e as estimativas de impacto nos contornos econômico-financeiros da privatização, especialmente quanto à viabilidade econômica da concessão.

IV. Proposta de Modelo de Leilão

343. A proposta consiste em leiloar cada distribuidora individualmente, com leilões em sequência, cada um com duas etapas, a primeira de ofertas em envelope fechado e, a segunda de ofertas em viva-voz dos participantes classificados na primeira etapa.



Figura 4: Processo de entrega dos envelopes (Fonte: Estudos de avaliação das Distribuidoras [peça 21, p. 8])

344. Nos dois primeiros leilões, referentes às distribuidoras Eletroacre e Boa Vista, haverá em cada, a oferta de um ‘Direito de Participação’ em segundas etapas de leilões subsequentes. Esta sistemática objetiva aumentar a atratividade de venda das distribuidoras com menor nível de interesse por parte dos investidores. O requisito mínimo para utilização desse ‘direito’ é o de ter realizado oferta válida durante a primeira etapa do referido leilão. Cada direito adquirido poderá ser utilizado apenas uma vez, nos leilões seguintes.

345. A partir do segundo até o quinto leilão, os investidores que tenham vencido ao menos um leilão precedente poderão retirar seus envelopes dos demais leilões, antes que sejam abertos. Essa prerrogativa objetiva estimular um maior número de ofertas e que os investidores realizem propostas menos conservadoras em cada leilão.

346. Serão classificados para a segunda etapa do leilão a melhor oferta, ofertas no intervalo de classificação definido e os detentores de direito de participação que assim o desejarem. O intervalo de classificação será estabelecido no momento da publicação do edital.

347. O parâmetro de deságio será um índice combinado, chamado de ‘Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Regulatória e Outorga’. Inicialmente, o índice variará de 0% a 100% e se aplicará ao percentual de deságio na flexibilização tarifária. A partir de 100%, o índice estará relacionado ao valor de outorga, com o adicional sendo multiplicado por um valor de referência.

348. O índice de deságio representa o quanto da flexibilização tarifária autorizada pela Aneel e do reconhecimento tarifário relativo aos empréstimos de Reserva Global de Reversão (RGR) serão reduzidos por ocasião da assinatura do novo Contrato de Concessão. O Índice incidirá, portanto, sobre os seguintes itens: (i) o reconhecimento tarifário do saldo devedor dos empréstimos de RGR a pagar; (ii) o reconhecimento tarifário relativo ao PMSO; e (iii) o reconhecimento tarifário relativo às PNT das distribuidoras Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre.

349. Para cálculo da bonificação pela outorga, se houver, os valores de base da outorga (constantes na Tabela 12) serão multiplicados pelo índice ofertado pelo proponente vencedor.

Tabela 12: Valores de base da outorga

Distribuidora	Base da Outorga (“V”)
Ceal	R\$ 1.500.000,00
Cepisa	R\$ 5.000.000,00
Eletroacre	R\$ 1.500.000,00
Ceron	R\$ 5.000.000,00
Amazonas Energia	R\$ 15.000.000,00
Boa Vista	R\$ 1.500.000,00

Fonte: Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 9, item não digitalizável)

350. Portanto, a primeira variável de leilão equivalerá aos parâmetros flexibilizados pelo regulador (custos operacionais, perdas não técnicas e RGR durante o período de prestação de serviço temporário) a fim de possibilitar a redução da tarifa de energia cobrada do consumidor. O percentual é aplicado de forma linear para todos os parâmetros flexibilizados na área de concessão da distribuidora.

351. Ao se atingir 100% de flexibilização das tarifas, há a possibilidade da oferta de valores de outorga pelos investidores, com os seus recursos sendo destinados à União.

352. A sequência dos leilões está definida na Figura 4. Ela foi estabelecida em ordem crescente de atratividade das empresas conforme avaliado nas pesquisas de *market sounding* com potenciais investidores.

353. Os mecanismos previstos para o leilão buscam trazer atratividade ao conjunto das empresas. O direito de participação configura incentivo aos investidores de participaram nos leilões

das distribuidoras que possuem situação econômica mais delicada para que tenham “vantagem” nos lances para as empresas mais atrativas. O direito de retirada de proposta também estimula que mais interessados façam lances em todas as seis distribuidoras e, se em algum momento, obtiverem sucesso nos seus lances iniciais, possam abrir mão de novas propostas a depender do capital que estejam dispostos a investir.

CONCLUSÃO

354. O presente processo cuidou do acompanhamento da privatização das distribuidoras do Grupo Eletrobras: Companhia Energética do Piauí S.A. (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas S.A. (Ceal), Companhia de Eletricidade do Acre S.A. (Eletroacre), Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), Boa Vista Energia S.A. (Bovesa) e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE), nos termos do primeiro, segundo e terceiro estágios definidos na IN – TCU 27/1998.

355. Tendo em vista os vários anos de prejuízo das empresas, a situação precária das concessões e o acúmulo de dívidas de dezenas de bilhões de reais, a alternativa de solução para a melhoria do serviço de distribuições nesses estados foi a de licitar as concessões associadas às empresas. O Poder Concedente optou por vender as empresas e, concomitantemente, conceder nova outorga da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Essa escolha objetiva colocar a atividade de distribuição sob responsabilidade do setor privado. Acredita-se que um operador não estatal terá condições de elevar o nível de eficiência e de qualidade do serviço, mediante mudanças de gestão e realização de investimentos prudentes.

356. Nesse desenho, foram repartidos os riscos e prejuízos dessas empresas entre: i) a Eletrobras, que deverá assumir parte das dívidas das suas subsidiárias; ii) a União, que abre mão de uma possível bonificação de outorga pela concessão para poder vender as empresas junto à concessão; iii) a própria concessão, que tem seu valor para o investidor reduzido ao levar conjuntamente parte das dívidas das distribuidoras; e iv) os consumidores de energia elétrica dessas áreas, que serão afetados em suas tarifas pela flexibilização de parâmetros regulatórios para que essas concessões tenham retorno econômico e interessados em prestar o serviço de distribuição de energia elétrica.

357. As análises efetuadas não encontraram irregularidades ou impropriedades na documentação remetida a título de primeiro e segundo estágio.

358. Quanto ao terceiro estágio, verificou-se que as premissas econômicas e financeiras empregadas pelas consultorias e avaliadoras são razoáveis. Constatou-se ainda que as metodologias empregadas na precificação das empresas são amplamente utilizadas em avaliações financeiras, inclusive pela Aneel em leilões de linha de transmissão e em revisões tarifárias do setor de distribuição.

359. Inicialmente, o leilão estava previsto para ocorrer até dezembro de 2017. Sua realização fora, contudo, postergada para o primeiro semestre de 2018, com data provável para abril do referido exercício. Quanto a isso, impende destacar que os estudos econômicos e financeiros concernentes ao terceiro estágio foram executados considerando premissas de final de 2016 e ajustados até junho de 2017. Como se trata de questões relacionadas ao mercado financeiro, amplamente influenciadas pela situação econômica e política do país, logo, dotadas de considerável volatilidade, entende-se que a postergação do procedimento licitatório implica em desatualização de alguns dos parâmetros financeiros e econômicos.

360. Além disso, as condições das distribuidoras, como nível e perfil de endividamento, recursos em caixa, indicadores de qualidade, entre outros, podem ter-se alterado, resultando em impacto no preço venal definido.

361. No entanto, entende-se que os estudos foram produzidos dentro do prazo de antecedência adequada ao cumprimento de todos os trâmites técnicos, legais e operacionais que a legislação

correlata ao tema exige. Além disso, é esperado que os investidores precifiquem essas modificações em suas propostas, incumbindo ao poder público fornecer o máximo de transparência a todo o processo.

362. De outra sorte, frequentes atualizações dos estudos demandariam a repetição de procedimentos burocráticos, o que atrasaria o certame e o tornaria, mais uma vez, desatualizado. Existe, portanto, um prazo razoável para o qual não se faz oportuno atualizar as avaliações.

363. Para que o leilão ocorra nos moldes propostos, algumas definições ainda serão necessárias, as quais até o final dessa análise não haviam sido concluídas. Há a necessidade da conclusão do processo de desverticalização da Amazonas Energia com pelo menos quinze dias de antecedência à realização da sessão pública do certame; e da homologação do acordo judicial que envolve a Ceal, no que tange à ação relativa ao Plano Bresser.

364. Se permanecerem óbices para a privatização de alguma das empresas ou se não houver interesse no leilão para privatização simultânea à outorga de nova concessão, o governo deverá promover o leilão apenas para a outorga de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica até o prazo de 31/7/2018 (Portaria MME 468/2017).

365. Ademais, detectou-se erro nos estudos referentes ao contrato da UTE Termonorte II com a Ceron, o qual, aliado à mudança superveniente da garantia física do contrato, reduz em aproximadamente R\$ 30 milhões o montante de dívidas a serem assumidas pela Eletrobras. Por essa razão, foram propostas determinações ao MME, ao CPPI e à própria Eletrobras, com o fito de efetuarem-se as correções cabíveis.

366. Propôs-se, ainda, determinação ao Ministério para que dê transparência a qualquer ato que tenha editado ou venha a editar e que tenha o condão de alterar os contornos econômico-financeiros das empresas a serem privatizadas.

367. Verificou-se também a existência de investimentos de responsabilidade da AmE, a serem realizados em um horizonte de dois anos, com montante da ordem de R\$ 440 milhões, não integralmente previstos nos estudos econômicos. Em razão disso, apresentou-se proposta de determinação ao MME, para que divulgue ao mercado, com auxílio do BNDES, anteriormente à realização do leilão, os montantes de investimentos de responsabilidade da Amazonas Energia, os prazos de sua implementação e as estimativas de impacto nos estudos econômico-financeiros que embasam a privatização, especialmente quanto à viabilidade econômica da concessão.

368. Importante ter em conta que a flexibilização dos parâmetros regulatórios, para o prazo de cinco anos, significa submeter os consumidores dessas concessionárias a um período de prestação de serviço abaixo dos parâmetros adequados de qualidade. No entanto, a referida flexibilização traz metas mais realistas para a melhoria dos serviços nas áreas e busca viabilizar a efetiva privatização das empresas, alternativa entendida pelo governo como a mais apropriada para a retomada da qualidade no longo prazo.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

369. Ante todo o exposto, submetem-se os autos ao gabinete do Ministro-Relator José Múcio Monteiro com as seguintes propostas:

a) Apensar os processos 035.909/2016-6, 035.911/2016-2, 035.912/2016-2, 035.913/2016-9 e 035.915/2016-8 ao presente TC;

b) Considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que:

b.1) Sob o ponto de vista formal, o Ministério de Minas e Energia atendeu aos requisitos previstos nos art. 2º, incisos I a III da Instrução Normativa – TCU

- 27/1998 para a privatização das distribuidoras Companhia Energética do Piauí S.A. (CEPISA), Companhia Energética de Alagoas S.A. (CEAL), Companhia de Eletricidade do Acre S.A. (ELETROACRE), Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (CERON), Boa Vista Energia S.A. (BOVESA) e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE).
- b.2) Não foram detectadas inconformidades na proposta de inclusão das distribuidoras no Programa Nacional de Desestatização, no mandato de outorga para a gestão do Fundo Nacional de Desestatização ou no Recibo de Depósito de Ações que pudessem ensejar intervenção desta Corte de Contas no processo de privatização;
- b.3) Não foram detectadas inconformidades na contratação da consultoria especializada para o processo de privatização, ou na contratação da auditoria independente que acompanha todo o processo, que pudessem ensejar intervenção desta Corte de Contas no processo de privatização;
- c) Determinar ao Ministério de Minas e Energia, com fundamento no inciso II do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que:
- c.1) antes da outorga da nova concessão, corrija o erro na precificação do contrato da UTE Termonorte II com as Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), bem como, considere a atualização da garantia física da Usina, advinda da Portaria MME 386/2017, de forma a apropriar corretamente o contrato nos estudos e no *equity value* da Companhia e a ajustar as obrigações das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. em termos de assunção de dívidas, sem prejuízo da realização do certame nos moldes atuais;
- c.2) faça constar nota técnica nos documentos disponibilizados no *data room* do leilão e no edital de forma a dar transparência aos interessados que o novo concessionário terá que arcar com esse custo que antes havia sido imputado à Eletrobras
- c.3) dê transparência, anteriormente à realização do certame, a qualquer ato que tenha editado ou venha a editar e que tenha o condão de alterar os contornos econômico-financeiros das empresas a serem privatizadas; e
- c.4) divulgue ao mercado, com auxílio do BNDES, anteriormente à realização do certame, os montantes de investimentos de responsabilidade da Amazonas Energia relativos ao Leilão Aneel 2/2018 e não considerados nos estudos de avaliação, com os respectivos prazos de implementação e as estimativas de impacto nos contornos econômico-financeiros da privatização, especialmente quanto à viabilidade econômica da concessão.
- d) Determinar ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República, com fundamento no inciso II do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que antes da realização do certame, promova a devida retificação dos valores das dívidas a serem assumidas pela Eletrobras, previstos na Resolução CPPI 20/2017, considerando as correções apontadas nas determinações da alínea c.1) desta proposta;
- e) Determinar às Centrais Elétricas Brasileiras, com fundamento no inciso II do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que se abstenha de assumir os valores das dívidas que lhe foram atribuídas pela Resolução CPPI 20/2017, no limite do montante resultante da correção explicitada na determinação da alínea c.1) desta proposta; e



- f) Restituir os autos a esta Unidade Técnica, para que proceda à análise dos demais estágios previstos na IN – TCU 27/1998.

SeinfraElétrica, 1ª Diretoria, em 16/3/2017.

(Assinado eletronicamente)

Jônatas Carvalho Silva

AUFC - Matr. 9503-6

Helena Magalhães Mian

AUFC – Matr. 11090-6