

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 035.916/2016-8

Natureza: Desestatização

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

SUMÁRIO: PRIVATIZAÇÃO DA AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A. (AME) SIMULTANEAMENTE À OUTORGA DE NOVA CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO POR 30 ANOS. ANÁLISE CONJUNTA DOS ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DAS DEMAIS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA CONTROLADAS PELAS CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. 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) E BOA VISTA ENERGIA S.A. PENDÊNCIAS NA CONCLUSÃO DE ACORDO JUDICIAL PELA CEAL E NA DESVERTICALIZAÇÃO DA ÁREA DE GERAÇÃO DA AME. DETERMINAÇÃO PARA ENCAMINHAMENTO DE INFORMAÇÕES. INCONFORMIDADE NA PRECIFICAÇÃO DE CONTRATO DE COMPRA ENERGIA ELÉTRICA PELA CERON COM CONSEQUENTE AUMENTO INDEVIDO DE MONTANTE DE DÍVIDAS A SEREM ASSUMIDAS PELA ELETROBRAS. DETERMINAÇÃO PARA CORREÇÕES.

RELATÓRIO

Tratam os autos, originalmente, do acompanhamento do processo de privatização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE), conforme procedimento previsto na Instrução Normativa – TCU 27/1998.

2. Foram também analisados nestes autos os processos de privatização das demais distribuidoras de energia elétrica controladas pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), quais sejam: Companhia Energética do Piauí S.A. – Cepisa (TC 035.909/2016-6), Companhia Energética de Alagoas S.A. – Ceal (035.911/2016-2), Companhia de Eletricidade do Acre S.A. –Eletroacre (035.912/2016-2), Centras Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron (035.913/2016-9) e Boa Vista Energia S.A. (035.915/2016-8).

3. Com o objetivo de contextualizar o objeto de análise, assim se manifestou à Secretaria de Infraestrutura de Energia Elétrica – SeinfraElétrica (peça 28):

“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 Monteiro. 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).

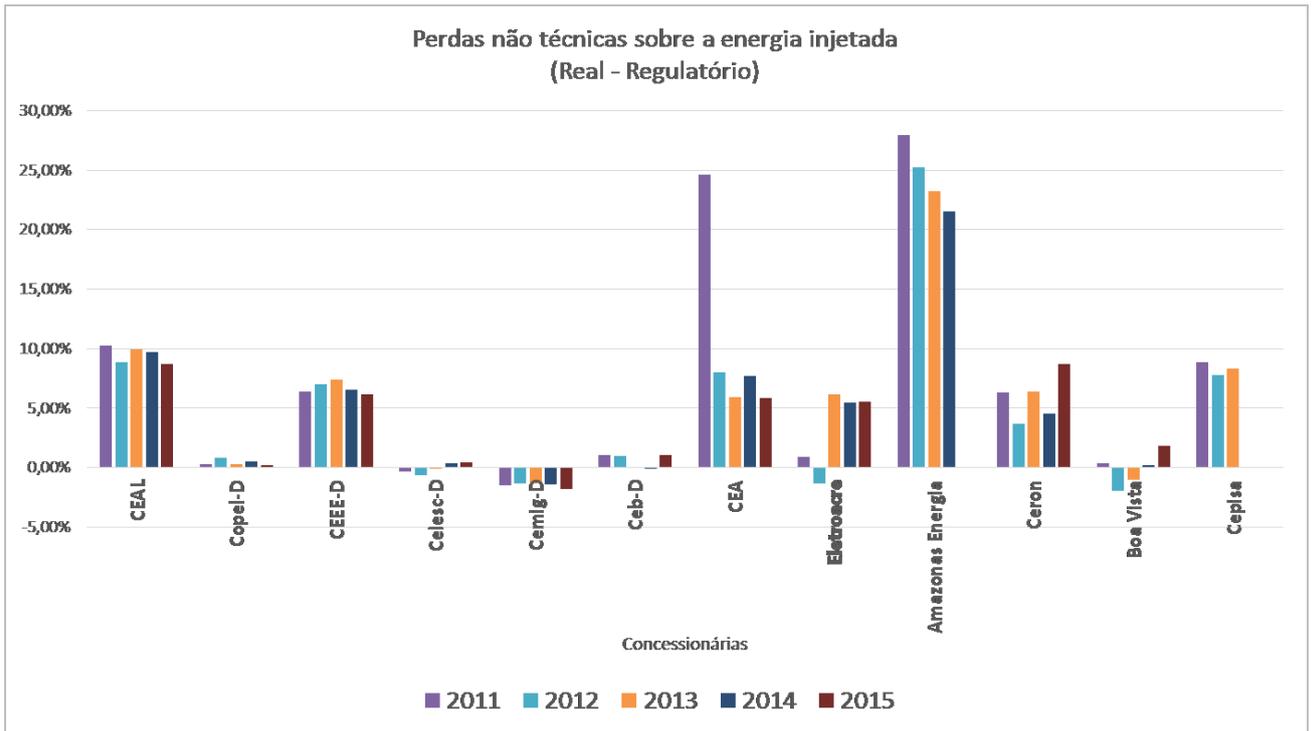


Figura 1 – Diferença entre as perdas não técnicas reais e os limites regulatórios, em %. (Fonte: Extraído de Fiscalização de Orientação Coordenada realizado nas distribuidoras [peça 14, TC 020.416/2016-4])

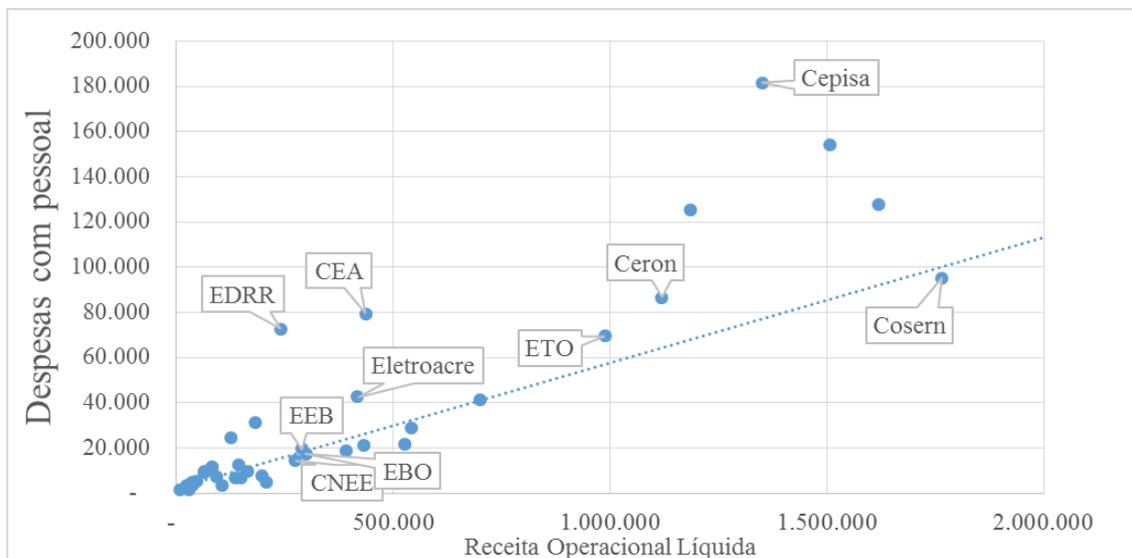


Figura 2 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 2 bilhões, em 2015 (Fonte: Extraído de Fiscalização de Orientação Coordenada realizado nas distribuidoras [peça 14, TC 020.416/2016-4]).

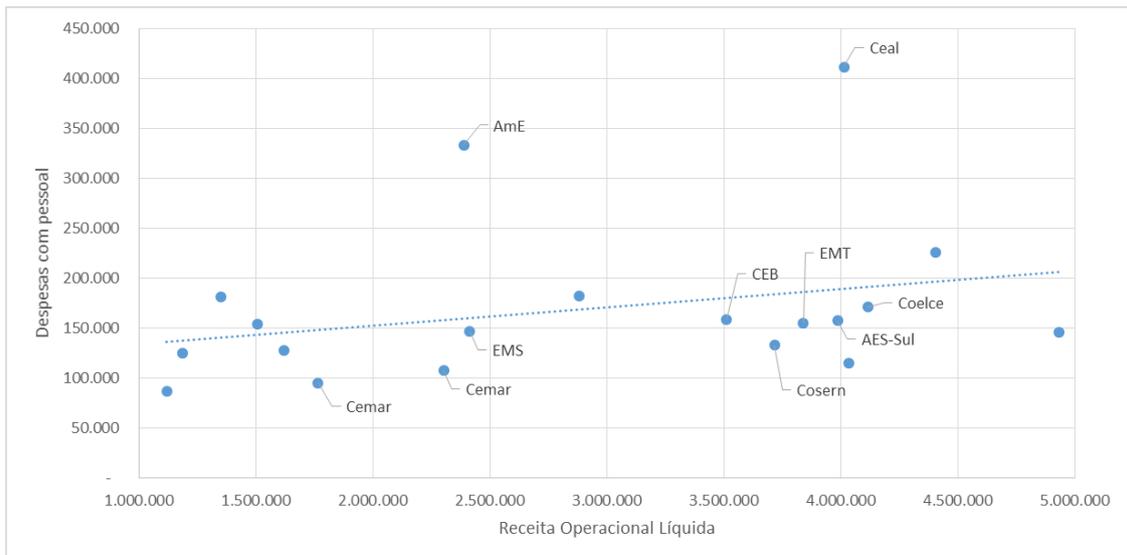


Figura 3 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 5 bilhões e maior que R\$ 1 bilhão, em 2015 (Fonte: Extraído de Fiscalização de Orientação Coordenada realizado nas distribuidoras [peça 14, TC 020.416/2016-4]).

21. A Figura 1 demonstra que todas as companhias federais, com exceção da Boa Vista S.A., 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 corroeu 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 (Acórdão 2.253/2015-TCU-Plenário, Relatoria do Ministro José Múcio Monteiro).*

32. *Todavia, a Medida Provisória (MP) 735/2016, introduziu o § 1º A 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 165ª 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 (...).

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 170ª, a privatização das distribuidoras.”

4. Quanto a análise dos primeiro, segundo e terceiro estágios de que trata a citada IN – TCU 27/1998, reproduzo adiante a primeira manifestação da unidade instrutiva (peça 28).

“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 dividida 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 sobrecurso 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:

- i. 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;
- j. Capital Asset Pricing Model (CAPM) para o custo de capital próprio;
- k. Para a taxa livre de risco, empregaram-se os Treasury Bonds americanos de dez anos;
- l. Projeções do Bacen para a inflação brasileira;

- m. 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;*
- n. Para o cálculo do risco país, empregou-se a diferença entre contratos negociados na BM&F Bovespa e a taxa livre de risco;*
- o. 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*
- p. 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 consequente 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
<i>Ceal</i>	15,67%	11,51%	27,18%
<i>Cepisa</i>	13,93%	11,48%	25,41%
<i>Ceron</i>	8,33%	14,76%	23,09%
<i>Eletroacre</i>	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 Dispendios), 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
Eletroacre	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.

	Eletroacre	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 Técnica^o 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

<i>Cepisa</i>	<i>R\$720.915.595,51</i>
<i>Ceal</i>	<i>R\$545.770.485,33</i>
<i>Boa Vista</i>	<i>R\$175.999.185,71</i>
<i>Amazonas</i>	<i>R\$491.370.787,84</i>

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.

	<i>Eletroacre</i>	<i>Boa Vista</i>	<i>Ceron</i>	<i>Ceal</i>	<i>Cepisa</i>	<i>AmE</i>
<i>Entreprise Value - Serviço A</i>	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
<i>Entreprise Value- Serviço B</i>	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
<i>Média dos Serviços</i>	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
<i>Diferença dos Serviços</i>	3%	8%	17%	18%	14%	17%
<i>Dívida Líquida</i>	-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
<i>Contingências Prováveis</i>	-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
<i>Valuation final (média dos serviços)</i>	-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
<i>Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)</i>	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
<i>Equity ajustado</i>	-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
<i>Ajuste de redução da flexibilização tarifária</i>	-	-	-	99,2%	61,3%	-
<i>Equity Value Final</i>	-113.729.871,99	-R\$342.070.486,20	-R\$1.872.472.443,43	0	0	-R\$8.911.816.558,94
<i>Valor de Liquidação para Eletrobras</i>	-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. 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 a condicionar 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 Binbenbojm, 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 conseqüentemente 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/DFP/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/DFD/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 hígidez 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 inexecuibilidade 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
Indenizável	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:

- Manter as condições atuais da previdência privada dos funcionários por dois anos;
- Manter as condições atuais do seguro saúde dos funcionários por dois anos; e
- 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:*
- Opção de a Eletrobras aumentar a participação na distribuidora até 30%, por meio de aumento de capital ou via conversão de dívida;*
 - Preferência de compra mútua para investidor e Eletrobras (tag along 100%); e*
 - 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
<i>Amazonas Energia</i>	<i>R\$ 4,056 bilhões</i>	<i>- R\$ 2,9 bilhões</i>
<i>Ceron</i>	<i>R\$ 3,847 bilhões</i>	<i>- R\$ 735 milhões</i>
<i>EletroAcre</i>	<i>R\$ 296 milhões</i>	<i>- R\$ 275 milhões</i>
<i>Boa Vista</i>	<i>R\$ 278 milhões</i>	<i>+R\$ 5,7 milhões</i>
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 20/2017, 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 preenchem, 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)'.
Equity Value

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.



Fi

gura 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.

(...)

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.”*

5. Ante a solicitação da Procuradora-Geral do Ministério Público junto ao Tribunal – MP/TCU (peça 37), encaminhei os autos para sua manifestação (peça 38), a qual está parcialmente a seguir reproduzida (peça 46):

“7. De início, entende-se fundamental registrar o valoroso trabalho realizado pela equipe técnica da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica, destacando a disposição e o empenho de seus auditores em esclarecer ao Ministério Público junto ao TCU os aspectos técnicos deste processo.

8. A rigor, as colaborações apresentadas neste parecer não decorrem de divergências técnicas, mas, sim, de divergências quanto à organização dos autos e suas consequências no processo decisório da Corte de Contas, bem como de reflexões acerca do modelo de desestatização proposto pelo Poder Executivo.

9. Destaca-se que o Ministério Público reconhece que a gestão de uma unidade como a Seinfra Energia - dada a significativa quantidade, complexidade e materialidade dos processos que lhe são afetos e o limitado quadro de pessoal - importa a alocação de recursos humanos segundo um juízo de relevância sobre cada processo, bem como a adoção de soluções que maximizem a produção técnica e o atingimento de metas institucionais. Não obstante, entende-se que a matéria não pode ser examinada conjuntamente e requer um tratamento personalizado para cada distribuidora, conforme a autuação original dos processos.

10. A nosso sentir, não existe uma homogeneidade entre os objetos das concessões que permitam o exame agregado. Nesse sentido, destaca-se, por exemplo, que o custo total de liquidação das distribuidoras de energia apontado pelos estudos econômicos é de R\$ 16,6 bi; contudo, desse montante, R\$ 12 bi referem-se tão somente ao custo de liquidação da Amazonas Energia. Na mesma linha, do total de R\$ 11,2 bi de capitalização das concessionárias para viabilizar as privatizações, R\$ 8,9 bi são da Amazonas Energia.

11. Conquanto o critério de materialidade nos pareça suficiente para concluir pela necessidade de avaliação individualizada das distribuidoras, outras singularidades de cada área de

concessão parecem sugerir a mesma abordagem.

12. Destaca-se, por exemplo, que a extensão territorial atendida pela Amazonas Energia compreende aproximadamente 1.571.000 km² em área de floresta tropical com baixíssima densidade populacional de 2,5 habitantes/km² (2.^a menor do Brasil). Ademais, somente a capital Manaus e mais 4 cidades próximas estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional-SIN, sendo os demais municípios isolados. Isso significa a necessidade de distribuir energia produzida localmente a custos bastante elevados para pequenas populações, em cidades que, no limite, ficam a 1400 km de Manaus, em linha reta, ou cerca de 3.000 km, por vias fluviais, como nos casos dos municípios de Guajará e Ipixuna.

13. Em outro extremo, tem-se a área de concessão que compreende o Estado de Alagoas com 27.848 km² (correspondente 1,77% do Estado do Amazonas) e densidade demográfica de 120 habitantes/km² (4.^a maior do Brasil), totalmente ligada ao SIN cuja cidade interiorana mais distante está a aproximadamente 300 km da capital Maceió.

14. Tais dados estatísticos fazem crer que a realidade da prestação dos serviços públicos é bastante diferente nos Estados do Amazonas e de Alagoas, a tal ponto que, em tese, a decisão o TCU poderia divergir nos dois casos.

15. Existem, ainda, outras situações singulares que reforçam a percepção de que a melhor organização processual é a que trata cada empresa/concessão de forma unitária. Destaque-se, nesse sentido:

(i) a existência do processo não concluído de desverticalização da Amazonas Energia que constitui a segregação das atividades de geração e transmissão da distribuição de energia, condição sine qua non para a realização da licitação; e

(ii) o impacto no valuation da Companhia Energética de Alagoas do acordo judicial trabalhista entabulado pela empresa e financiado com recursos do RGR.

16. Ressalta-se que a apresentação de tais reflexões não pretende ser exauriente, mas somente demonstrar que os exames das concessões, e das privatizações associadas, não podem prescindir do exame individualizado de cada objeto em face de suas singularidades, de forma a demonstrar claramente a viabilidade econômico-financeira de prestação do serviço público adequado, bem como a precificação de cada empresa e suas respectivas concessões.

17. A consequência imediata do exame agregado proposto pela Unidade Instrutiva é a ausência de informações na instrução que permitam ao julgador, por si só, formar a convicção de que a privatização de determinada distribuidora é economicamente viável e vantajosa para União.

18. Ressalte-se que não se está a dizer que a Seinfra Energia não realizou as análises pertinentes para fundamentar suas conclusões, mas, sim, que a instrução, do modo em que foi confeccionada, não expõe as informações necessárias para que o julgador forme sua própria convicção sobre cada um dos objetos a serem licitados.

19. Nesse contexto, é importante destacar que não se visualiza nos autos a análise empreendida pela Unidade Técnica quanto à revisão dos números inerentes a cada licitação, à avaliação de razoabilidade das premissas, tampouco se demonstram analiticamente os balanços e as projeções econômico-financeiras que sustentam a precificação das empresas e das concessões.

20. Por oportuno, ressalta-se que os estudos que fundamentam as concessões não foram adequadamente colacionados aos autos, conforme se depreende do exame da peça 9, impedindo a análise conclusiva sobre tais elementos. Em um processo dialético como o do TCU, em que várias instâncias opinam e decidem, é fundamental que todos os elementos de convicção componham os autos, valendo o brocardo romano segundo o qual o que não está nos autos não está no mundo.

21. Por fim, em relação à organização processual, destaca-se que a Seinfra Elétrica, diligentemente, em razão das questões levantadas pelo Parquet especializado, formatou documento encaminhado ao eminente Relator por meio do memorando n.º 1/2018-SeinfraElétrica. A nosso sentir, tal documento, conquanto agregue informações relevantes principalmente no tocante ao detalhamento dos passivos das distribuidoras, não demonstra a revisão dos números inerentes a cada licitação e a

avaliação crítica de razoabilidade das premissas nem das projeções econômico-financeiras que sustentam a precificação das empresas, das concessões e das tarifas.

III

22. *Feitas essas considerações acerca da organização do processo de acompanhamento das concessões, passa-se a apresentar algumas reflexões sobre a escolha do Poder Executivo pela licitação das concessões de serviços públicos de distribuição de energia elétrica associadas à privatização das aludidas pessoas jurídicas prestadoras do serviço, conforme faculdade prevista no § 1.º-A do art. 8.º da Lei n.º 12.783/2013.*

23. *O principal, senão o único, argumento para a mencionada escolha refere-se ao custo da transação para a Eletrobras. Vislumbram-se dois cenários: a liquidação das distribuidoras ou a venda das empresas conjuntamente com as respectivas concessões. No primeiro cenário, estimou-se inicialmente que o custo de liquidação das distribuidoras para a Eletrobras seria de R\$ 16,6 bi. No outro contexto, estimou-se que a Eletrobras conseguiria viabilizar a venda associada das empresas e suas concessões mediante a capitalização das distribuidoras no montante de R\$ 11,2 bi. Dessa forma, a escolha racional para a Eletrobras é a capitalização das distribuidoras e a venda associada das empresas e da concessão dos serviços públicos, que lhe gera um dispêndio inferior em R\$ 5,4 bi.*

24. *Nesse contexto, cumpre rememorar a célebre frase popularizada pelo economista Milton Friedman: NÃO EXISTE ALMOÇO GRÁTIS! Como se sabe, a expressão indica a convicção econômica de que, mesmo que um bem pareça ser gratuito, haverá sempre um custo para o indivíduo ou para a coletividade.*

25. *Dito de outra forma, um ônus de R\$ 5,4 bi não deixa de existir no mundo real diante de mera escolha empresarial. Se ele não está sendo arcado pela Eletrobras, alguém pagará a conta. A conclusão imediata é que tal ônus continuará no passivo das distribuidoras e, portanto, os adquirentes das empresas responderão por tal custo.*

26. *Não obstante, a nosso sentir, existem algumas razões pelas quais tal conclusão não merece prosperar e requer maior reflexão dos julgadores da Corte de Contas.*

27. *A primeira razão decorre da observação de que as alternativas postas à Eletrobras (liquidação x venda associada) envolvem bens diversos. A liquidação trata tão somente das empresas de propriedade da Eletrobras, enquanto a venda associada trata da alienação das distribuidoras, de propriedade da Eletrobras, e das concessões de serviços públicos, cujos direitos são da União, nos termos da alínea 'b' do inciso XII do art. 21 da Constituição Federal. Assim, a opção da Eletrobras pela venda associada implica, sob a ótica da União, a renúncia das receitas de outorga em favor dos acionistas da Eletrobras.*

28. *Ressalta-se que, segundo a tabela 7 da instrução da Unidade Técnica (peça 28, p. 29), a soma do item 'média dos serviços' indica o valor das outorgas em R\$ 10,27 bi. Portanto, a escolha da Eletrobras pela venda associada, conquanto lhe importe uma economia de R\$ 5,4 bi, implica o aporte indireto pela União do valor estimado em R\$ 10,27 bi.*

29. *Esta representante do Ministério Público, neste momento processual, não tem a pretensão de formar juízo acerca dos valores inerentes às privatizações em curso. Os montantes indicados no parágrafo anterior têm por objetivo tão somente fixar a ideia de que a opção pela venda casada onera a União em valor não desprezível, correspondente ao valor da outorga dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em favor da Eletrobras.*

30. *As ações da Eletrobras, tanto as ordinárias como as preferenciais, são negociadas na B3 (Brasil, Bolsa, Balcão), na bolsa de valores de Nova York New York Stock Exchange – NYSE (via programa de ADR) e na Bolsa de Valores de Madri (via programa Latibex), sendo que 64% do total de ações estão vinculadas direta ou indiretamente à União (União, BNDES, BNDESPar, fundos de governo e CEF) e 36% são de propriedade dos acionistas minoritários, essencialmente privados.*

31. *Note-se, portanto, que a venda associada implica a apropriação indevida pela Eletrobras da outorga dos serviços públicos em exame, ou, dito de outra forma, importa a injeção de vultosos recursos públicos na Eletrobras sem qualquer contrapartida para a União. Fosse o capital*

social da Eletrobras estritamente da União, os problemas seriam menores. Não obstante, como informado, 36% das ações são de propriedade privada. Assim, por exemplo, uma injeção de R\$ 10,27 bi na Eletrobras significaria a transferência indevida de R\$ 3,7 bi da União para agentes privados, configurando o enriquecimento sem causa destes acionistas.

32. Tal situação, por óbvio, não pode se concretizar. A Eletrobras não detém as concessões dos serviços públicos e, portanto, não pode se apropriar dos valores de outorgas correspondentes. Não se venha dizer que o § 1.º-A do art. 8.º da Lei n.º 12.783/2013 sustentaria a apropriação da outorga pela Eletrobras, haja vista que tal norma é estritamente procedimental e em nada afeta a posição patrimonial da União.

33. A segunda razão seria que, sob a ótica orçamentária, a operação de venda associada, na forma proposta, ofende ao princípio da universalidade, esculpido no § 5.º do art. 165 da Constituição Federal e nos arts. 2.º e 3.º da Lei n.º 4.320/64, haja vista que essas receitas das outorgas dos serviços públicos e o aporte de recursos públicos na Eletrobras não constariam dos registros orçamentários e contábeis da União.

34. A terceira razão diz respeito ao risco à modicidade tarifária derivado dessa operação. Admita-se, por constituir hipótese crível, que os passivos remanescentes nas distribuidoras não sejam repassados integralmente à União e parte deles realmente sejam transferidos aos adquirentes das companhias. Nesse caso, no tocante aos recursos de outorga da União, permanecem as ressalvas já feitas em relação ao enriquecimento sem causa dos acionistas minoritários da Eletrobras, bem como o descumprimento das normas orçamentárias.

35. No tocante aos passivos remanescentes nas distribuidoras, parte de tais valores seria apropriada ao componente tarifário denominado Parcela A, que corresponde aos custos não gerenciáveis, importando a majoração das tarifas.

36. Nesse cenário, note-se que o ônus dos R\$ 5,4 bi não suportados pela Eletrobras recairá também sobre os usuários dos serviços públicos, com risco para a modicidade tarifária.

IV

37. Este Parquet especializado destaca esse aspecto da modicidade tarifária, porque além do efeito ora descrito, outros elementos indicam a tarifa como instrumento de ajuste dos desequilíbrios econômico-financeiros das concessões, podendo implicar a exclusão dos usuários dos serviços públicos, notadamente em áreas de baixíssimo poder aquisitivo, como algumas que ora se examinam.

38. Nesse sentido, destaca-se a recente flexibilização das tarifas promovida pela Aneel para tornar as concessões em exame economicamente atrativas ao mercado, com elevação média das tarifas em 8,9%.

39. Em acréscimo, e novamente sem a pretensão de ser exauriente, cita-se o repasse da dívida acumulada pelas distribuidoras durante o período de prestação dos serviços públicos diretamente pela União para os futuros concessionários nos termos dos §§ 4.º e 5.º da Lei n.º 12.783/2013, in verbis:

Art. 9.º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Lei.

§ 1.º 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. 8.º.

[...]

§ 4.º O órgão ou entidade de que trata o § 1o poderá aplicar os resultados homologados das revisões e reajustes tarifários, bem como contratar e receber recursos de Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de

Reversão - RGR, nos termos definidos pela Aneel.

§ 5.º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1.º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

40. Ressalta-se que a Aneel, por sua vez, com fundamento na norma transcrita, editou a Resolução Normativa n.º 748/2016, por meio da qual 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.

41. Posto esse cenário, note-se que, sob a ótica do usuário do serviço público, a liquidação das atuais distribuidoras de energia é mais favorável, haja vista que importará a redução da tarifa futura, seja porque não custeará a operação de venda associada almejada pela Eletrobras, seja porque não arcará com os custos da ineficiência inerentes ao período da prestação dos serviços públicos diretamente pela União (por meio das distribuidoras designadas).

42. Diante dessas reflexões, pode-se concluir que as opções pela liquidação das empresas ou a venda associada das empresas e as respectivas concessões importam diferentes alocações de custos sobre os agentes envolvidos: Eletrobras, União e usuários.

43. Nesse contexto, a nosso sentir, a análise da vantajosidade da operação a ser empreendida pela Corte de Contas não pode sopesar tão somente o benefício econômico auferido pela Eletrobras, devendo incluir em seu escopo os aspectos patrimoniais da União e a adequação do serviço público ao pleno atendimento dos usuários, satisfazendo a modicidade tarifária, dentre outras condições previstas no art. 6.º da Lei n.º 8.987/95.

44. Por fim, merecem tratamento dois aspectos bastante pontuais.

V

45. O primeiro relaciona-se à composição societária das distribuidoras após a privatização. Segundo o modelo, a Eletrobras manterá a posse de uma ação ao fim do estágio I do leilão e poderá optar por aumentar sua participação nas empresas, no prazo de seis meses, em até 30% do capital social.

46. Conforme bem observado pela Seinfra Elétrica, essa opção dada à Eletrobras 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 quanto do objeto licitado caberá a ele ao final do prazo de seis meses.

47. Ademais, observe-se que ao investidor privado poderá ser imposta uma sociedade com a Eletrobras, com participação significativa da Estatal nas decisões empresariais (quase um terço das ações das Companhias).

48. Ao Ministério Público não resta claro o interesse público ou empresarial da Eletrobras em ser sócia das distribuidoras a serem licitadas. A rigor, a fim de justificar a privatização e a ineficiência das distribuidoras, a Eletrobras tem propalado que a distribuição de energia não faz parte de seu negócio, cujo escopo é limitado aos setores de geração e transmissão de energia. Diante de tal assertiva, impossível não questionar acerca dos motivos do interesse da Estatal em ter a opção de participar do capital social das distribuidoras.

49. Supondo que reste demonstrada a motivação do interesse da Eletrobras em associar-se a tais empresas, caberia questionar, então, por que não estabeleceu a priori que somente 70% do capital social das distribuidoras serão alienados, de forma a conferir maior transparência e segurança ao certame?

50. Por fim, caso o interesse da Eletrobras na participação do capital social das distribuidoras venha a decorrer da atratividade empresarial das distribuidoras após a licitação, sendo assim impossível decidir-se antes dos leilões, entende-se que a Estatal deva fixar no edital os critérios e parâmetros objetivos e transparentes, segundo os quais avaliará as distribuidoras para fins de exercer as suas opções de compra, de forma a tornar previsível a todos os licitantes a eventual futura

sociedade com a Eletrobras.

51. Diante das reflexões que ora surgem acerca da matéria, esta representante do Ministério Público propõe ao Ministro-Relator que determine a realização de diligência junto à Eletrobras, de forma a esclarecer os motivos que levaram à formulação da aludida opção de compra e, havendo motivação razoável para a aludida participação societária, porque não se optou pela alienação de apenas 70% do capital social das distribuidoras.

52. Caso haja explicação plausível para a privatização de 100% do capital social das distribuidoras e também para a opção de compra de 30%, propõe-se desde já que sejam incluídos nos editais os critérios e parâmetros objetivos que determinarão o exercício da opção.

VI

53. O outro aspecto toca à composição do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC). Como se sabe, o WACC é fundamental para a definição do valor presente das distribuidoras e das respectivas concessões haja vista que constitui a taxa de desconto dos fluxos de caixa. Vale ressaltar que (i) quanto maior o período do fluxo de caixa, maior a sensibilidade do valor presente às variações na taxa de desconto e (ii) quanto maior o WACC, menor o valor presente da concessão.

54. Observa-se que no valuation do serviço A, a consultoria contratada incluiu o risco cambial no cálculo do WACC. Há que se ressaltar que a inclusão de tal risco na taxa de desconto tem sido rechaçada pela Aneel para os serviços de geração (Nota Técnica n.º 89/2014-SRE/ANEEL), transmissão (Nota Técnica n.º 161/2017-SRM/ANEEL) e distribuição de energia (Nota Técnica n.º 22/2015-SGT/ANEEL), sob o fundamento de que (i) a exposição das empresas do setor à variação cambial é muito baixa, (ii) é acessível às empresas a utilização de derivativos de hedge para a proteção contra variações cambiais, com custos totais desprezíveis, quando comparados à remuneração de capital da empresa e (iii) não é a prática nas agências reguladoras de outros países, mercado financeiro e instituições acadêmicas, a inclusão de remuneração para risco cambial e, conseqüentemente, não há método de cálculo consagrado e validado pela literatura especializada.

55. Em acréscimo, a Aneel considera que o risco-país incorporado ao cálculo do WACC já contempla a variação esperada do câmbio no horizonte de longo prazo.

56. Ademais, registra-se que em outros setores regulados também não se tem admitido a inclusão do risco cambial na taxa de desconto. Menciona-se, por exemplo, que na sessão de 24/1/2018, o Plenário deliberou sobre três processos de desestatização de terminais portuários (TCs 021.243/2017-4, 021.244/2017-0 e 029.910/2017-0, todos de relatoria do eminente Ministro Bruno Dantas). Naqueles autos, em Nota a Técnica Conjunta n.º 52/2017/STN/SEAE/MF, de 23/11/2017 (peça 14 do TC 029.910/2017-0), a Secretaria do Tesouro Nacional e a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda procederam à atualização dos parâmetros balizadores do cálculo da taxa de desconto de referência para os estudos dos leilões de concessão de terminais portuários e, também, não fizeram qualquer menção à inclusão do risco cambial.

57. Caso prevaleça o entendimento de que o risco cambial não deve compor a taxa de desconto, a conclusão subsequente é que houve a majoração indevida do WACC que, por sua vez, implicou a subvalorização do serviço A e, conseqüentemente, a redução do valor presente das concessões que, como é sabido, resulta do valor médio dos serviços A e B.

58. Feita essa singela ponderação sobre o WACC, esta representante do Ministério Público, entendendo que a Seinfra Elétrica é a unidade mais qualificada para o exame econômico-financeiro dos autos, sugere ao eminente Relator que solicite manifestação conclusiva da Secretaria acerca da inclusão do risco cambial na taxa de desconto do serviço A e seu impacto no valor presente das concessões, sem prejuízo de manifestar-se, também, de forma analítica, acerca dos demais parâmetros balizadores do WACC nos serviços A e B.

VII

59. Ante o exposto, esta representante do Ministério Público manifesta-se por que o eminente Ministro-Relator restitua os autos à Unidade Técnica a fim de que:

(i) seja realizada, nos respectivos autos, a análise individualizada da viabilidade das

concessões associadas à privatização das respectivas empresas, evidenciando-se a revisão dos números inerentes a cada licitação, a avaliação de razoabilidade das premissas e a demonstração analítica dos balanços, projeções econômico-financeiras e contingências que sustentam a precificação das empresas e das concessões;

(ii) os estudos relativos aos serviços A e B, que fundamentam as concessões, sejam colacionados aos respectivos autos.

(iii) manifeste-se conclusivamente acerca da legalidade e economicidade da escolha da Eletrobras pela concessão dos serviços associada à privatização das distribuidoras, sopesando, além da posição dessa Holding, o interesse da União e dos usuários do serviço público;

(iv) realize diligência junto à Eletrobras de forma a esclarecer (i) os motivos que levaram à proposta de modelagem societária segundo a qual a Estatal poderá optar por aumentar sua participação nas empresas, no prazo de seis meses, em até 30% do capital social e (ii) porque não estabeleceu a priori que somente 70% do capital social das distribuidoras seriam alienados.

(v) manifeste-se conclusivamente sobre inclusão do risco cambial na taxa de desconto do serviço A e seu impacto no valor presente das concessões, sem prejuízo de manifestar-se, também, de forma analítica, acerca dos demais parâmetros balizadores dessa taxa de desconto nos serviços A e B.”

6. Em face desses elementos, encaminhei os autos à SeinfraElétrica para manifestação (peça 170), o que foi atendido por meio da instrução juntada à peça 163, cujo conteúdo reproduzo em parte:

“15. Inicialmente, em relação à solicitação de juntada dos estudos ao processo, importa registrar que em face: (i) do grande volume de dados dos estudos, (ii) de estes encontrarem-se protegidos por senhas de acesso, dificultando seu manejo para fins de digitalização e acesso diretamente no e-TCU, e (iii) de parte destes apresentarem-se em arquivos não digitalizáveis (planilhas eletrônicas com grande magnitude de dados, fórmulas e vínculos), entendeu-se por colacioná-los aos autos por meio de item não digitalizável da peça 9, mantendo o arquivo físico em CD, com a senha de acesso disponível a qualquer parte do processo ou unidade do Tribunal no Serviço de Administração da SeinfraElétrica, em conformidade com o art. 14, § 3º da Resolução-TCU 233, de 4 de agosto de 2010.

16. *De toda sorte, a fim de atender à solicitação da Exma. Procuradora-Geral, o que de fato facilita a gestão processual e aumenta a rastreabilidade das informações colacionadas nas instruções, foram juntados todos relatórios de avaliação das mencionadas distribuidoras, excetuado as planilhas em formato ‘.xls’, as quais constam como item não digitalizável, mas que podem ser acessadas por meio de download nas peças 73, 78, 86, 89, 97, 100, 108, 111, 119, 122, 130 e 133. Dado o grande número de peças que foram geradas, formulou-se uma tabela descritiva de rastreabilidade de cada peça constante do Apêndice A desta instrução.*

17. *Desta forma, entende-se que tal solicitação foi atendida.*

18. *As demais solicitações serão examinadas nos tópicos a seguir, assim organizados: (i) do exame analítico e individualizado de cada distribuidora, incluindo os questionamentos relacionados ao risco cambial e outros parâmetros balizadores da taxa de desconto; (ii) do exame da legalidade de se realizar a privatização das empresas em conjunto com as outorgas das novas concessões; e (iii) do exame sobre a opção de a Eletrobras participar em até 30% das empresas privatizadas.*

I. Do exame analítico e individualizado de cada distribuidora, incluindo o os questionamentos relacionados ao risco cambial e outros parâmetros balizadores da taxa de desconto

19. *Conforme já destacado na instrução de mérito constante à peça 28, para o acompanhamento das desestatizações ora em exame autuaram-se processos distintos para cada uma das distribuidoras, a saber: 035.916/2016-8 (Amazonas Energia), 035.909/2016-1 (Cepisa), 035.911/2016-6 (Ceal), 035.912/2016-2 (Eletroacre), 035.913/2016-9 (Ceron) e 035.915/2016-1 (Boa Vista). A ideia à época da autuação dos processos foi de que, eventualmente, algumas das*

distribuidoras pudessem ser leiloadas em prazos e condições distintas.

20. Não materializada essa hipótese, já que o Poder Concedente encaminhou ao Tribunal estudos contemplando modelagem de venda igual para todas empresas, inclusive considerando um leilão no mesmo local e data para todas empresas, no qual seriam ofertadas as empresas em uma ordem estratégica para potencializar o sucesso do certame. Assim, na instrução precedente foram examinados de forma conjunta os 1º, 2º e 3º estágios do acompanhamento para as seis distribuidoras, conforme motivado nos § 2 a 12 daquela peça (peça 28, p. 1-2).

21. Embora os estudos de cada distribuidora tenham sido analisados separadamente pela equipe desta SeinfraElétrica, decidiu-se por fazer instrução única e apontar particularidades específicas em razão dos seguintes motivos:

- a) os estudos contratados pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), tanto Serviço A quanto Serviço B, aplicaram a mesma metodologia (diferentes entre os serviços) a todas as empresas, alterando apenas os dados de entrada (dados históricos, parâmetros regulatórios, características das concessões, etc) de forma a precificar o valor da concessão de distribuição;
- b) a modelagem para venda foi a mesma para as seis distribuidoras, buscando fazer uma avaliação da concessão, do valor das empresas, propondo ajustes à Controladora (Eletrobras) e, por fim, adotando o mesmo modelo de certame; e
- c) embora cada empresa e área de concessão possua características particulares, a análise permitiu dizer que os principais problemas (que causam a degradação da concessão, o alto endividamento, o mau desempenho e os prejuízos operacionais anuais) são transversais a todas as distribuidoras da Eletrobras.

22. Na prática, caso se optasse por fazer instruções individuais para cada processo de desestatização, parte significativa das instruções seria idêntica, o que, ao ver da unidade técnica, não seria produtora em termos de racionalidade processual, justificando elaborar as análises individualmente e apresentá-las em uma única instrução, propondo o apensamento dos processos a um deles, no caso ao TC 035.916/2016-8 (AmE).

23. Embora haja diferenças entre as distribuidoras, os altos custos operacionais, a degradada situação econômico-financeira, a má qualidade na prestação do serviço e as dívidas das empresas a serem privatizadas, possuem origens semelhantes e tratamento homogêneo dado pelo Poder Concedente e pela Eletrobras.

24. Ademais, acerca da sustentabilidade econômica, financeira e operacional dessas distribuidoras, ocasião em que foram examinadas minudentemente as situações de cada distribuidora (qualidade, dívidas, principais riscos à sustentabilidade, dentre outros), foi objeto de recentes avaliações deste Tribunal, ocasiões em que o Pleno do TCU deliberou sobre as fiscalizações conduzidas pela SecexEstatais, Secex-PI, Secex-RR, Secex-RO, Secex-AM, Secex-AC e CGU (fiscalizou a situação da Centrais Elétricas de Alagoas – Ceal), todas realizadas no âmbito da Fiscalização de Orientação Centralizada – FOC – sobre a qualidade e sustentabilidade das distribuidoras federais, sob a coordenação da SeinfraElétrica, conforme os processos e decisões constantes da Tabela 1.

Tabela 1: Fiscalizações recentes no âmbito da FOC qualidade e sustentabilidade das distribuidoras federais

Fiscalização	Objeto e objetivo	Acórdão (todos da relatoria do Min. José Múcio)
TC 021.678/2016-2	Auditoria operacional nas Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobras) para avaliar a gestão e o controle do desempenho de suas subsidiárias de distribuição de energia elétrica.	Acórdão 1.063/2017-TCU-Plenário, de 24/7/2017 (peça 142).
TC 021.469/2017-	Auditoria operacional na Eletrobras	Acórdão 813/2017-TCU-

4	<i>Distribuição Amazonas (AmE) em que foi avaliada a qualidade do serviço prestado pela companhia e a sua gestão operacional quanto aos aspectos que impactam na sua higidez econômico-financeira.</i>	<i>Plenário, de 26/4/2017 (peça 143).</i>
TC 020.752/2016-4	<i>Auditoria operacional na Eletrobras Distribuição Piauí (Cepisa) em que foi avaliada a qualidade do serviço prestado pela companhia e a sua gestão operacional quanto aos aspectos que impactam na sua higidez econômico-financeira.</i>	<i>Acórdão 774/2017-TCU-Plenário, de 19/4/2017 (peça 146).</i>
TC 020.148/2016-0	<i>Auditoria operacional na Eletrobras Distribuição Acre (Eletroacre) em que foi avaliada a qualidade do serviço prestado pela companhia e a sua gestão operacional quanto aos aspectos que impactam na sua higidez econômico-financeira.</i>	<i>Acórdão 773/2017-TCU-Plenário, de 19/4/2017 (peça 148).</i>
TC 020.273/2016-9	<i>Auditoria operacional na Eletrobras Distribuição Rondônia (Ceron) em que foi avaliada a qualidade do serviço prestado pela companhia e a sua gestão operacional quanto aos aspectos que impactam na sua higidez econômico-financeira.</i>	<i>Acórdão 497/2017-TCU-Plenário, de 22/3/2017 (peça 147).</i>
TC 021.225/2016-8	<i>Auditoria realizada na Eletrobrás Distribuição Roraima no âmbito de Fiscalização de Orientação Centralizada com objetivo de analisar a qualidade dos serviços prestados, o empenho no combate às perdas elétricas, a eficiência gerencial e a saúde financeira da entidade.</i>	<i>Acórdão 177/2017-TCU-Plenário, de 8/2/2017 (peça 144).</i>
TC 020.416/2016-4	<i>Relatório consolidado das fiscalizações de orientação centralizadas sobre a qualidade e sustentabilidade das distribuidoras de energia elétrica federais.</i>	<i>Acórdão 1.126/2017-TCU-Plenário, de 31/5/2017 (peça 141).</i>

25. *A realização das fiscalizações acima mencionadas tiveram como fundamento principal de risco a conhecida precariedade das empresas (situação econômica e qualidade da prestação do serviço) aliada à prestação de serviço temporário, sem concessão, no qual as empresas estão não mais como concessionárias de serviço público, mas sim como designadas pela União até que um novo concessionário assuma a prestação do serviço mediante licitação das áreas de concessão, conforme já descrito na instrução de mérito (§ 7-9, p. 2, peça 28)*

26. *As conclusões dessas fiscalizações apontam para: (i) condição de precariedade da prestação do serviço público de energia elétrica nas regiões abrangidas pelas distribuidoras federais e riscos de degradação no regime de prestação temporária; (ii) situação de insustentabilidade econômico-financeira das empresas distribuidoras, mesmo com recursos do fundo*

RGR para cobrir o déficit de caixa da Eletrobras no período de designação, recursos os quais os consumidores daquelas regiões deverão arcar; e (iii) precariedade da gestão operacional das empresas.

27. Tais conclusões são alcançadas a partir de exames dos balanços das empresas, da gestão e de fiscalizações da Aneel, as quais comprovam a higidez e consistência das dívidas existentes e os riscos a que estão sujeitas.

28. Tais julgados, embora explicitamente colacionados na instrução precedente como fundamento dos exames e estratégia de abordagem processual naquela assentada (§ 17-28, p. 3-6, peça 28), uma vez que são background, muitos deles recentes, deste Tribunal para o exame da matéria, serão agora apresentados de forma individualizada para cada empresa naquilo que for pertinente, trazendo as conclusões do TCU nas avaliações já julgadas, de sorte a evidenciar que o lastro de informações e exame já realizados por este Tribunal são aderentes aos estudos consubstanciados neste acompanhamento, principalmente no tocante às situações de qualidade, operacional, econômica, financeira, dívidas e riscos.

29. Ademais, serão apresentados, no que couber, o resultado de outras ações do Tribunal envolvendo as distribuidoras em questão, a exemplo do julgamento de contas de gestão de 2014 da Amazonas Energia (TC 028.642/2015-5 – Acórdão 454/2017-Plenário-TCU, de Relatoria do Ministro Vital do Rego), ocasião em o Tribunal entendeu por multar gestores da estatal por ineficiência histórica no combate às perdas elétricas não técnicas (furtos de energia).

30. Ou seja, a atuação da SeinfraElétrica na temática ao longo dos anos e das demais unidades que detém as contas de gestão das distribuidoras no caso, constituiu a base de informação, apreciadas pelo Plenário em diversas ocasiões, as quais foram apresentadas, mas não detalhadas na instrução precedente. Significa dizer que os itens de maior significância, materialidade e risco que vão além do que já foi constatado pelo Tribunal em ocasiões recentes, são, no entender desta equipe, aqueles apresentados na instrução precedente.

31. Ademais, deve-se deixar assente que as características singulares de cada área de concessão foram consideradas quando das avaliações econômico-financeiras das empresas e das concessões na instrução precedente, ou seja, foram analisadas, conforme denota-se de várias passagens daquela instrução. Todavia, nem todas são detidamente consignadas por entender a equipe que, não havendo pontos de irregularidade ou informações relevantes que não são ainda de conhecimento desta Corte, constituiriam tais exames como meros papéis de trabalho.

32. Diante de dúvidas do Gabinete do Procurador-Geral a respeito do exame realizado pela SeinfraElétrica, a unidade encaminhou o Memorando 1/2018-SeinfraElétrica, de 12/4/2018 (juntado aos atos por meio das peças 57 a 59), no qual são compiladas informações adicionais sobre a desestatização das empresas, principalmente no que tange às dívidas e contingências, mas que no entender da Procurador-Geral do MPjTCU, não evidenciam toda análise realizada pela unidade.

33. Conforme Despacho do Relator, solicitando à SeinfraElétrica o atendimento à solicitação do MPjTCU, **far-se-á portanto a evidenciação racionalizada de toda análise realizada** pela equipe de fiscalização, cujo escopo varreu todas distribuidoras, em todas dimensões relevantes do valuation, dívidas e contingências, as quais advém dos estudos conduzidos por dois consórcios distintos, due diligences jurídicas, atuariais, trabalhistas e ambientais, balanços recentes das companhias e, sobretudo, de dados e informações de trabalhos de auditorias deste Tribunal sobre essas empresas.

34. Para tanto, a fim de trazer os principais pontos examinados e que serão evidenciados nesta instrução, colaciona-se na

35. Tabela 2: Análise sobre o escopo

36. os pontos do escopo analisado e uma breve avaliação do custo-benefício do exame, o que balizou o nível de profundidade da análise.

Tabela 2: Análise sobre o escopo

	<i>Pontos a analisados</i>	<i>Descrição, riscos e ponderações de custo-benefício, quando aplicável</i>
<i>1</i>	<i>Avaliação da Concessão</i>	
	<i>1.1 Caracterização: Histórico e Atual</i>	<p><i>Baixa qualidade do serviço prestado aos usuários e insustentabilidade econômico-financeira (Acórdãos 2.253/2015-TCU-Plenário, 625/2016-TCU-Plenário, 1.8681868/2016-TCU-Plenário; 1.126/2017-TCU-Plenário, etc).</i></p> <p><i>Buscou-se caracterizar o cenário existente e o porquê da necessidade de solução, com brevidade, de licitar as concessões dessas áreas atualmente sem concessionário de serviço público.</i></p>
	<i>1.2 Premissas Utilizadas por cada serviço</i>	<p><i>Pouco impacto de pequenas variações nas premissas e dados utilizados no valor global, dada a modelagem de transferir parte dos passivos das empresas da Eletrobras junto à concessão.</i></p>
	<i>1.3 Diferenças de cada serviço</i>	<p><i>Pautar o exame em critério objetivos.</i></p> <p><i>Possibilidade de atuação regulatória (Aneel) em revisões e reajustes tarifários, passando ao consumidor 'ganhos excessivos' do novo concessionário.</i></p> <p><i>Focou-se em analisar as premissas e metodologias, sua razoabilidade e convergências com métodos consagrados e dados de fontes confiáveis.</i></p> <p><i>Mesmo dentro de metodologias usuais, existem muitas opções de métodos, fontes de dados, formas de estimativas e de parâmetros, o que restringe as possibilidades de atuação da auditoria</i></p> <p><i>As diferenças não têm impacto expressivo no valuation se estiverem dentro do nível regulatório e, ainda, há minimização do impacto dessas divergências com a utilização da média.</i></p> <p><i>Por regra do CPPI, diferenças de até 20% entre os serviços não necessitam de um terceiro avaliador, nos termos do art. 31 do Decreto 2.594/1998, que regulamentou a Lei do Programa Nacional de Desestatização (PND).</i></p>
<i>1.4 Flexibilização Tarifária</i>	<p><i>Foi feita análise aprofundada deste tema por se tratar de circunstâncias inovadoras e com impacto de cinco anos para os consumidores das respectivas regiões (análise consignada nas p. 18-25 da peça 28).</i></p>	

	1.5 Minuta Contrato de Concessão	<i>Incorporadas sugestões anteriores do TCU/ Três Audiências Públicas (duas na Aneel e uma no MME) / De forma geral, mesma minuta de contrato utilizada na renovação das concessões de 2015. O Tribunal já realizou exame detido do novo modelo de contrato de distribuição por ocasião da renovação das concessões de distribuição (Acórdão 2.253/2015-TCU-Plenário).</i>
	1.6 Empréstimos da RGR mensais	<i>Custo de R\$ 3,8 bilhões (até fev/2018) a serem repassados para tarifa. Urgência em fim da prestação temporária. A manutenção da situação atual de prestação temporária implica prejuízos da ordem de R\$200 milhões mensais aos consumidores. Portanto, cada dia a mais de prestação temporária significa R\$6,7 milhões a mais repassados para a tarifa.</i>
	Situação econômica das empresas	
2	2.1 Dívidas	<i>Balancos Auditados. Histórico de auditorias do TCU: FOC Distribuidoras, Secex/RJ, Secex-AM, Secex-RR, Secex-RO, Secex-AC. Due diligences. Avaliação Eletrobras. Demonstrações Contábeis públicas, tanto das distribuidoras quanto de sua principal credora (Petrobras). Análise focando nos pontos de maior materialidade, dados os múltiplos trabalhos do TCU sobre o tema. Informações auditadas tanto no âmbito dos devedores quanto dos credores.</i>
	2.2 Contingências	
	2.4 Avaliação das Due Diligences	
	2.5 Privatização X Liquidação	
	2.5.1 Hipótese de aplicação da Lei 8.029/1990	
	2.5.2 Violação da Lei das S.A.	
	<i>Comparativos - Premissa para decisão da Eletrobras. Pareceres jurídicos trazidos aos autos.</i>	
	Modelagem da Desestatização	
3	3.1 Mecanismos para Concorrência	<i>Serviço B – Relatório Desestatização. Resolução CPPI 20/2017. Lei 12.783/2013, Decreto 9.192/2017. Análise detalhada da modelagem escolhida para venda.</i>
	3.2 Exigências	
	3.3 Proposta de Estruturação de capital	
	3.4 Obrigações Contratuais/ Acordo de Acionistas	
	3.5 Opção da Eletrobras (30%)	
	Pendências quando do recebimento dos estudos	
4	4.1 AGE Eletrobras	<i>Ocorrida apenas em 8/2/2017.</i>
	4.2 Análise CCC pela Aneel	<i>Em andamento, sem definição final.</i>
	4.3 Ação Judicial contra a Ceal	<i>Acordo assinado e homologado. Informação recebida em 5/4/2018.</i>

4.4 Desverticalização da AmE	Em andamento.
4.5 Contrato Ceron e Termonorte	Após indicação do erro pela equipe desta Unidade Técnica, relatado na instrução (peça 28, §316-342), o BNDES comunicou que fará a correção antes do Edital.

Fonte: elaboração própria.

37. Especificamente sobre os parâmetros do valuation das distribuidoras, dada a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, importa consignar análise de sensibilidade em face da variação destes em cada empresa distribuidora a fim de evidenciar os principais parâmetros que interferem no exame.

38. A variável que mais impacta no Enterprise Value é diferente para cada distribuidora. De acordo com os estudos do Serviço B, para a AmE a variável mais relevante são as perdas projetadas e para Boa Vista, Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre são os custos operacionais (PMSO).

39. Isso pode ser explicado pelo peso relativo do item perdas elétricas na área de concessão da AmE, que apresenta historicamente um índice de perdas muito elevado frente as demais empresas.

40. A título ilustrativo, a Figura 1 mostra a análise de sensibilidade para a AmE e a Figura 2, a da Ceal, ambas realizadas pelo Serviço B. A análise de sensibilidade para as demais distribuidoras, conforme já dito, se assemelham a da Ceal e constam das seguintes peças: Boa Vista (peça 89, p. 203), Cepisa (peça 111, p. 182), Ceron (peça 122, p. 182) e Eletroacre (peça 133, p. 182).

	Mercado	PMSO	Perdas	Investimento	WACC	WACC	Investimento	Perdas	PMSO	Mercado	
	+ 1 Desvio	- 5%	- 5%	+ 5%	- 0,5%	+ 0,5%	- 5%	+ 5%	+ 5%	- 1 Desvio	
Mercado	+ 1 Desvio	3,8%	32,5%	18,1%	6,4%	17,8%	-8,8%	1,2%	-126,6%	-71,4%	0,0%
PMSO	- 5%	32,5%	27,3%	41,1%	29,8%	41,8%	14,1%	24,7%	-94,2%	0,0%	21,7%
Perdas	- 5%	18,1%	41,1%	13,7%	16,2%	27,8%	0,9%	11,2%	0,0%	-59,4%	8,2%
Investimento	+ 5%	6,4%	29,8%	16,2%	2,5%	16,8%	-10,4%	0,0%	-120,2%	-69,8%	-1,8%
WACC	- 0,5%	17,8%	41,8%	27,8%	16,8%	13,8%	0,0%	10,8%	-116,1%	-62,8%	9,4%
WACC	+ 0,5%	-8,8%	14,1%	0,9%	-10,4%	0,0%	-12,5%	-14,6%	-128,6%	-80,8%	-16,7%
Investimento	- 5%	1,2%	24,7%	11,2%	0,0%	10,8%	-14,6%	-2,5%	-125,3%	-74,8%	-6,7%
Perdas	+ 5%	-126,6%	-94,2%	0,0%	-120,2%	-116,1%	-128,6%	-125,3%	-122,7%	-195,5%	-119,4%
PMSO	+ 5%	-71,4%	0,0%	-59,4%	-69,8%	-62,8%	-80,8%	-74,8%	-195,5%	-72,3%	-73,9%
Mercado	- 1 Desvio	0,0%	21,7%	8,2%	-1,8%	9,4%	-16,7%	-6,7%	-119,4%	-73,9%	-4,3%

Figura 1: Análise de Sensibilidade AmE– Serviço B (Fonte: peça 78, p. 186).

	Mercado	PMSO	Perdas	Investimento	WACC	WACC	Investimento	Perdas	PMSO	Mercado	
	+ 1 Desvio	- 5%	- 5%	+ 5%	- 0,5%	+ 0,5%	- 5%	+ 5%	+ 5%	- 1 Desvio	
Mercado	+ 1 Desvio	2,2%	18,2%	3,4%	2,7%	8,7%	-3,6%	1,8%	-7,3%	-35,7%	0,0%
PMSO	- 5%	18,2%	15,8%	16,9%	16,2%	22,8%	9,4%	15,3%	6,7%	0,0%	13,5%
Perdas	- 5%	3,4%	16,9%	1,2%	1,6%	7,6%	-4,7%	0,7%	0,0%	-37,1%	-0,8%
Investimento	+ 5%	2,7%	16,2%	1,6%	0,4%	6,9%	-5,5%	0,0%	-8,7%	-37,7%	-1,7%
WACC	- 0,5%	8,7%	22,8%	7,6%	6,9%	6,4%	0,0%	5,8%	-3,2%	-34,1%	4,2%
WACC	+ 0,5%	-3,6%	9,4%	-4,7%	-5,5%	0,0%	-5,8%	-6,1%	-14,6%	-41,9%	-7,8%
Investimento	- 5%	1,8%	15,3%	0,7%	0,0%	5,8%	-6,1%	-0,4%	-9,6%	-38,8%	-2,5%
Perdas	+ 5%	-7,3%	6,7%	0,0%	-8,7%	-3,2%	-14,6%	-9,6%	-9,2%	-47,4%	-11,0%
PMSO	+ 5%	-35,7%	0,0%	-37,1%	-37,7%	-34,1%	-41,9%	-38,8%	-47,4%	-38,2%	-40,7%
Mercado	- 1 Desvio	0,0%	13,5%	-0,8%	-1,7%	4,2%	-7,8%	-2,5%	-11,0%	-40,7%	-2,1%

Figura 2: Análise de Sensibilidade Ceal– Serviço B (Fonte: peça 100, p. 181).

41. O Serviço A também realizou análise de sensibilidade, mas se ateu às variáveis taxa de desconto (WACC) e Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL).

42. Dessa forma, a equipe de auditoria selecionou as variáveis de maior materialidade e risco na avaliação econômico-financeira das empresas para um exame mais detalhado: (i) premissas macroeconômicas e taxa de desconto (WACC); (ii) projeção de mercado; (iii) custos operacionais (PMSO); (iv) investimentos; (v) projeção de Perdas Não Técnicas (PNT); e (vi) previsão de investimentos, que afeta diretamente a BRRL.

43. A metodologia para constituição de vários dos parâmetros do valuation são transversais, utilizados em todas empresas distribuidoras, motivo pelo qual serão apresentados e analisados no tópico I.2, a seguir, de forma consolidada, consoante despacho do Relator (peça 68). No tópico I.3 é abordado item específico em observação à solicitação da Procuradora-Geral do MPJTCU acerca do risco cambial na taxa de desconto (WACC) do Serviço A.

44. Na mesma via, a natureza das principais dívidas das distribuidoras,

consolidadas em balanço, são de exame uniforme, tendo em vista sua origem, motivos e credores, razão pela qual serão apresentadas também em tópico específico de forma transversal (I.5).

45. Realizada a evidenciação de tais parâmetros de valuation e dívidas de forma transversal às distribuidoras, passar-se-á nos tópicos seguintes (II) a realizar o exame específico de cada empresa, retomando quando necessário as conclusões das evidenciações precedentes.

I.1. Da avaliação dos parâmetros do valuation transversais a todas distribuidoras

46. Nesta seção serão evidenciadas as análises realizadas nos Relatórios de Avaliação Econômico-financeira do Serviço A (Ceres) e do Serviço B (Consórcio Mais Energia B) constantes das peças 73 a 76, 78, 86 a 89, 97 a 100, 108 a 111, 119 a 122 e 130 a 133.

47. Em 12/4/2018, o Ministério de Minas e Energia encaminhou, por meio do Ofício 127/2018-SE/MME (peça 70), documentação adicional dos responsáveis pelos Serviços A e B, bem como resposta à diligência desta Unidade Técnica, Ofício 142/2018/SE-MME (peça 72), que serão também analisados nesta instrução, que contemplam aspectos adicionais solicitados pela Exma. Procuradora-Geral do MPJTCU.

48. Conforme explicado anteriormente, as premissas econômicas e metodologias de projeção utilizadas por cada Serviço são aplicadas uniformemente a todas as distribuidoras.

I.1.1. Premissas Macroeconômicas

49. Para a análise do negócio de distribuição de energia elétrica é necessário o cálculo da remuneração exigida pelo mercado, definida como taxa de desconto, que possuirá bases de referência não necessariamente iguais, seja pelo momento do seu cálculo, seja pelos aspectos metodológicos empregados.

50. A estimativa da taxa de desconto do negócio busca emular a análise do eventual investidor frente à oportunidade de negócio apresentada, comparando-a com outras oportunidades disponíveis. A premissa do investidor se baseará nos componentes de remuneração do mercado local, agregados a eles os riscos do negócio.

51. 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 (Boletim Focus) e Bradesco. A inflação norte-americana foi obtida de projeções do Congressional Budget Office (CBO).

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

53. Nos relatórios é considerada a moeda corrente, ou seja, os valores são afetados pela inflação ao longo do período de análise. O deflator utilizado é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Na data dos estudos, o Bacen só tinha projeções até 2020, razão pela qual as avaliadoras utilizaram, a partir desta data, as projeções de outros bancos (Bradesco, no caso).

54. Embora os dados utilizados sejam diferentes para cada serviço, todos têm por base fontes oficiais ou usualmente utilizadas pelo mercado, tais como: Banco Central (IPAC, IGP-M, PIB), Congressional Budget Office (inflação norte americana), Bradesco, Global Rates, JP Morgan, Bloomberg, Treasury Bonds americanos, etc.

55. Semelhantemente, os estudos que avaliaram a distribuidora Celg Distribuição S.A. quando da sua privatização (Acórdãos 2.054/2016-TCU-Plenário e 3.604/2016-TCU-Plenário), também utilizaram, em muitos dos dados, as mesmas fontes dos dados macroeconômicos, tais como Bacen, Bradesco, JP Morgan e o IBGE para estimativas de PIB, IPCA, IGPM, Embi, crescimento demográfico, etc. A instrução da unidade técnica que subsidiou o Acórdão 2.054/2016-TCU-Plenário aponta que (TC 017.365/2015-5, peça 56, p. 12):

80. As projeções do PIB nacional foram feitas pela Quantum, com base em dados divulgados pelo **Boletim Focus do Banco Central (Bacen)** com estimativas até o ano de 2019. De 2019 a 2045, considerou-se a taxa informada para 2019.

(...)

88. Apesar dessa volatilidade, ressalta-se que **não se vislumbra outra fonte mais adequada para se estimar o PIB nacional**. Isso porque a publicação *Focus* consolida expectativas de diversos entes do setor financeiro, conforme procedimentos estabelecidos pelo Bacen. (grifos acrescidos)

56. Pelas razões expostas, e considerando que não existe, **de forma objetiva**, uma metodologia de projeções macroeconômicas que seja considerada mais adequada do que outra ao caso, considera-se que as premissas adotadas por ambos os Serviços são razoáveis, amparadas por lógica econômica reconhecida em estudos dessa natureza.

1.1.2. Projeções de mercado

57. Ponto primordial para definir o valor da concessão é a projeção de mercado futuro de cada distribuidora, por classe de consumo, já que a fonte de receitas da distribuidora são as tarifas aplicadas ao seu mercado consumidor.

58. A projeção de mercado envolve a estimativa do crescimento populacional, bem como do consumo específico de cada classe, a saber: residencial, comercial, industrial, rural e outros (que compõe as classes poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio).

59. As projeções de demanda usualmente são realizadas a partir de dados históricos e modelos matemáticos que visam captar o comportamento da correlação seriada ou auto correlação entre os valores da série temporal; e, com base nesse comportamento, realizar previsões futuras. É muito comum o uso de modelos ARIMA (Auto Regressive Integrated Moving Averages), em português conhecido por Auto Regressivos Integrados de Médias Móveis, como o Box-Jenkins, e os modelos SARIMA, que contemplam as séries que apresentam auto correlação sazonal.

60. 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. Os principais modelos aplicados, nessa ordem, foram Box-Jenkins, modelos de Espaços de Estados (ETS) e Modelos Dinâmicos, baseado em Mínimos Quadrados Ordinários.

61. Com a utilização desses modelos é possível prever valores futuros de séries a partir de valores presentes e passados, utilizando séries univariadas e multivariadas. As séries univariadas baseiam-se na própria estrutura da série histórica, já as séries multivariadas, possibilitam utilizar variáveis auxiliares, que possuam associação com a série histórica modelada. Além destas metodologias mais consagradas, outra possibilidade são os Modelos Dinâmicos, que consistem nos modelos de regressão múltipla estimados a partir de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) (peça 78, p. 32).

62. 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.

63. Foram selecionados também modelos onde os sinais dos coeficientes das variáveis auxiliares seguiam a lógica econômica. Portanto, a abordagem utilizada permitiu a escolha do melhor modelo entre uma ampla gama de opções e a seleção de variáveis auxiliares relevantes. Para as seis empresas designadas, esta abordagem foi aplicada para cada uma das oito classes de consumo, o que facilitou o tratamento de especificidades de cada uma das séries projetadas (peça 78, p. 33).

64. 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, 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).

Tabela 3: Exemplo - variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe, Serviço B - AmE

Variáveis		
Classe	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	População
Industrial	PIB e Emprego	Emprego
Comercial	PIB	PIB
Rural	PIB e População Rural	PIB
Poder Público	População e/ou PIB	População
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População	População
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 78, p. 35.

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

66. As variáveis de entrada dos modelos do Serviço A 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.

67. 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. A esse histórico, adicionou-se a extensão de rede prevista pelos Planos Decenais e Planos de Desenvolvimento de Distribuição (PDDs) das distribuidoras.

68. Para projeção de demanda por nível de tensão foi utilizada a média histórica de baixa tensão dos últimos cinco anos. A ideia é que há certa estabilidade na composição do consumo de energia entre as classes. Dessa forma, foi definido o consumo projetado para a baixa tensão e a porcentagem residual foi dividida entre média e alta tensão de acordo com as proporções históricas.

69. Já o Serviço B elaborou dois tipos de simulações para a previsão da demanda: uma projeção por classes de consumo, distribuídos nas oito categorias; e outra projeção por nível de tensão, composto por: Alta Tensão (A1, A2 e A3), Média Tensão (A3a e A4) e Baixa Tensão (BT).

70. A projeção do mercado por nível de tensão levou em consideração a evolução da participação dos níveis de tensão no mercado total desde 2012, conforme informações disponibilizadas pelas concessionárias. A partir da análise do comportamento destas participações, foi possível construir uma curva de evolução, baseada em extrapolação linear, gerando as projeções de mercado para cada tensão e classe de consumo.

71. O período de consumo histórico da distribuidora, utilizado pelo Serviço A, são os anos de 2007 até 2016. Por sua vez, o Serviço B utilizou períodos que se iniciavam em 2004, 2009 ou 2012, dependendo da classe de consumo projetada e terminavam sempre em dezembro de 2016.

72. O Serviço A utilizou valores de consumo anuais para as projeções, enquanto o Serviço B utilizou valores mensais de consumo para os cálculos de projeção.

73. Importa informar que a metodologia utilizada para projeções da Celg (examinada pelo TCU no âmbito do Acórdão 2.054/2016-TCU-Plenário) foi o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), o qual consiste em realizar otimização matemática a fim de encontrar o melhor ajuste para um conjunto de dados tentando minimizar a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados.

74. Ambos os Serviços fizeram também projeção do número de Unidades Consumidoras (UCs).

75. O Serviço A utilizou um modelo que teve como base dois parâmetros, a relação População/UC Residenciais e o crescimento médio das UC Residenciais dos últimos anos. O mesmo crescimento projetado de UC residencial foi extrapolado para as demais classes.

76. Devido ao comportamento diferenciado do crescimento da série histórica de UC Residenciais e demais UC, o Serviço B optou por projetar separadamente as duas séries e depois

agrega-las, formando a série de UC Totais.

77. A evolução de UC Residenciais tem como base o crescimento dos domicílios residenciais e da cobertura de energia elétrica que estes domicílios possuem ao longo de 2017 a 2048. Para tal, foram utilizados dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios – PNAD (IBGE) para a construção da série histórica domiciliar e da série histórica da população. A série Demais UC é baseada na projeção do consumo médio que consiste no quociente entre o consumo em MWh das classes (exceto a residencial) dividido pelo total de UC (exceto a residencial).

78. A projeção de consumo médio foi realizada a partir da tendência de crescimento linear, convergindo para o consumo médio nacional 1.749 kWh ao ano.

79. As técnicas empregadas têm bastante similaridade, os dados utilizados são advindos dos históricos das empresas ou de fontes oficiais, e utilizam metodologias de projeção usuais do mercado e da Academia.

80. Os resultados de cada Serviço, a comparação entre eles e eventuais críticas serão apresentados no exame individual por distribuidora na seção II.

81. Convém salientar novamente que os estudos realizados pelas avaliadoras se tratam de modelagens, com diversas técnicas, projeções e premissas, e, portanto, é inerente a possibilidade de que duas consultorias distintas, trabalhando de forma independente, adotem modelos e variáveis diferentes sem, tampouco, afastarem-se das melhores práticas de projeções e precificações, como observado no caso concreto, atingindo resultados com alguma variação, porém a partir de metodologias e parâmetros aceitáveis.

1.1.3. Custos Operacionais

82. Além de premissas macroeconômicas e de crescimento de mercado, um relevante tópico para precificar a concessão é prever os parâmetros regulatórios e os parâmetros reais das empresas durante os trinta anos de concessão.

83. Isso porque no âmbito de um setor extremamente regulado, como é o de distribuição de energia elétrica no Brasil, a tarifa homologada pela Aneel é a fonte de receita dessas empresas e, portanto, suas atividades, custos e investimentos se baseiam no que será reconhecido na tarifa homologada pela Agência Reguladora.

84. Ambas as consultorias utilizaram a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da Aneel, com base na Nota Técnica Aneel 66/2015 e no Submódulo 2.2A do Proret, para projetar os custos operacionais regulatórios das distribuidoras, assim como os demais indicadores e parâmetros da concessão (peça 70, p.17).

85. Para a projeção de custos operacionais reais, o Consórcio Mais Energia B considerou custos superiores em relação à cobertura tarifária, os quais foram projetados 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 acentuada nos primeiros anos. Para o cálculo de eficiência, o Serviço utilizou como referência o 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas da Aneel (4CRTP) e aplicou a técnica de benchmarking, em aderência à metodologia adotada pela reguladora

86. Dessa forma, a trajetória do indicador de eficiência é tal que: na primeira fase (2017 e 2018) não há ganho de eficiência; na segunda fase (de 2019 a 2020) segue o ritmo da concessionária com o maior ganho do cluster até atingir a mediana do grupo; na terceira fase (2021-2048) há convergência para a média das empresas do 1º quartil do grupo.

87. 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.

88. As contas classificadas como variáveis foram projetadas por meio de indicadores que acompanhassem as projeções de Unidades Consumidoras e 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.

89. Para identificação do nível eficiente de custos, ambos os Serviços realizaram comparação entre as distribuidoras do Brasil por meio de um método de benchmarking que leva em consideração os atributos de cada concessionária para definir o agrupamento (cluster) de cada distribuidora. A partir desses condicionantes é estabelecida uma meta de custos operacionais eficientes a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.

90. O Serviço A definiu o benchmarking através da parametrização dos gastos, sendo Consumo de MWh e Extensão de Rede os parâmetros utilizados, enquanto o Serviço B levou em consideração o mercado (MWh), densidade de consumidores (número de consumidores por área), nível de complexidade socioeconômica (identificando particularidades da área de concessão), número de sistemas isolados e vegetação (peça 70, p.85).

91. Os clusters utilizados em cada Serviço se encontram na Tabela 4.

Tabela 4: Clusters das distribuidoras

	<i>AmE</i>	<i>Boa Vista</i>	<i>Ceal</i>	<i>Cepisa</i>	<i>Ceron</i>	<i>Eletroacre</i>
Serviço A	• <i>elpa</i> C	• <i>lpa</i> Ce	• <i>pe</i> Cel	• <i>lpe</i> Ce	• <u>C</u>	• <i>lpa</i> Ce
	• <i>eltins</i> C	• <i>ltins</i> Ce	• <i>mar</i> Ce	• <i>mar</i> Ce	• <i>eltins</i> C	• <i>ltins</i> Ce
	• <i>eron</i> C	• <i>mE</i> A	• <i>elce</i> Co	• <i>elce</i> Co	• <i>mE</i> A	• <i>mE</i> A
	• <i>etroacre</i> El	• <i>ron</i> Ce	• <i>ergisa</i> En	• <i>ergisa</i> En	• <i>etroacre</i> El	• <i>ron</i> Ce
	• <i>oa Vista</i> B	• <i>etroacre</i> El	• <i>Paraíba</i> En	• <i>Paraíba</i> En	• <i>oa Vista</i> B	• <i>oa Vista</i> Bo
			• <i>ergida</i> En	• <i>ergida</i> En		
			• <i>Sergipe</i> Co	• <i>Sergipe</i> Co		
			• <i>elba</i> Co	• <i>elba</i> Co		
			• <i>sern</i> Co	• <i>sern</i> Co		
	Serviço B	• <i>acional</i> N	• <i>lgipe</i> Su	• <i>e</i> Val	• <i>celsa</i> Es	• <i>ne. MG</i> E
• <i>GE</i> R		• <i>b</i> Ce	• <i>Paranapanema</i> Ce	• <i>PFL Sul Paulista</i> C	• <i>elesc</i> C	• <i>ME</i> D
• <i>ES Sul</i> A		• <i>agantina</i> Br	• <i>pla</i> Am	• <i>agantina</i> Br	• <u>C</u>	• <i>sern</i> Co
• <i>aiuí</i> C		• <i>e. Nova Friburgo</i> En	• <i>elce</i> Co	• <i>ME</i> D	• <i>nta Cruz</i> Sa	• <i>lesc</i> Ce
• <i>ne. Paraíba</i> E		• <i>PFL Piratininga</i> C	• <i>EE</i> CE	• <i>OPEL</i> C	• <i>eb</i> C	• <i>agantina</i> Br
• <i>ght</i> Li		• <i>mat</i> Ce	• <i>g</i> Cel	• <i>lgipe</i> Su	• <i>ne. Bornorem</i> E	• <i>pel</i> Co
• <i>EEE</i> C		• <i>elba</i> Co	• <i>tins</i> Cel		• <i>a</i> C	• <i>PFL Sul Paulista</i> C
			• <i>pe</i> Cel			
			• <i>ndeirante</i> Ba			

Fonte: elaboração própria com dados dos Relatórios de Avaliação Econômico-Financeira dos Serviços A e B.

92. O Serviço B, a partir da curva de eficiência e dos valores projetados para os produtos considerados, determinou o valor do PMSO regulatório elegível estimado para cada ano. O detalhamento e resultado das curvas de eficiência esperadas para cada distribuidora se encontra na peça 70, p. 68-106.

93. Ambas as metodologias utilizadas pelos Serviços possuem razoabilidade técnica e embasamento na regulação adotada pela Aneel, mas as diferenças entre elas produzem resultados que implicarão em valores diferentes ao final do valuation.

94. Outro ponto relevante se refere à inadimplência e às receitas irrecuperáveis. Essas premissas afetam diretamente a arrecadação e, portanto, o fluxo de caixa das empresas. Ambos os Serviços adotaram a metodologia de cálculo da Aneel para definir os níveis regulatórios, chegando aos mesmos valores regulatórios.

95. No entanto, os valores reais estimados são diferentes, já que o Serviço B projetou uma queda linear até atingimento do nível regulatório em 10 anos, enquanto o Serviço A estimou redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel, não atingindo o nível regulatório durante o período da concessão.

96. Novamente, não há como se definir qual das duas técnicas é mais apropriada, já que as duas possuem plausibilidade e se tratam de suposições que dependerão da gestão e estratégia do novo concessionário. Por exemplo, a estratégia de considerar que ao final da concessão não seja atingido o nível regulatório parte da premissa de que o investidor irá priorizar ações em outras dimensões da concessão que trarão benefícios, em contrapartida, ao atingimento de metas regulatórias. De qualquer maneira, mesmo em nível de modelagem, era esperado a obtenção de resultados diferentes. Isso porque no mundo real há discricionariedade para o concessionário de distribuição adotar a melhor estratégia empresarial que lhe caiba e ao fim do ciclo de revisão tarifária, a regulação (que é por incentivos) tratará de reverter ganhos de eficiência em prol dos consumidores. De toda sorte, não há critério objetivo que se possa adotar como parâmetro para indicar qual a melhor estratégia e precificação ou se há alguma inconsistência nas estratégias adotadas pelos Serviços.

1.1.4. Projeção das Perdas

97. As perdas na rede de distribuição elétrica são divididas em duas categorias: Perdas Técnicas (PT) e Perdas Não Técnicas (PNT).

98. As PT são as perdas ocasionadas no transporte e equipamentos elétricos. Elas são calculadas pela Aneel no período de revisão tarifária e permanecem constantes para todo o ciclo tarifário.

99. As PNT são as perdas gerenciáveis, ou comerciais. É estimada uma curva de redução pela Aneel a cada revisão tarifária, que leva em consideração três fatores: a meta, a trajetória até a meta e os limites de redução de perda regulatória. Calcula-se a meta com base na análise do modelo comparativo de benchmarking, no qual, é estabelecida uma empresa que servirá como base de comparação, levando em consideração o porte da distribuidora e a complexidade socioeconômica da região em que a distribuidora se encontra.

100. Por serem as PT não gerenciáveis pelas distribuidoras e repassadas para a tarifa, ambos os serviços as consideram iguais aos valores regulatórios, no entanto o Serviço A considera as PT constantes, em percentual do mercado, e o Serviço B fez projeções baseadas em técnicas de benchmarking.

101. Para definição das Perdas Não técnicas de cada distribuidora, ambos os Serviços projetaram as perdas regulatórias, ou seja, aquelas que serão calculadas pela Aneel e que são repassadas para a tarifa; e as perdas reais de cada distribuidora.

102. O Serviço A definiu dois períodos distintos: (i) de 2017 a 2023 quando as perdas estão flexibilizadas de acordo com a Nota Técnica Aneel 149/2017 (peça 20); e (ii) a partir de

2023, quando os níveis de perdas vão decaindo até alcançar a meta regulatória. Essa meta foi definida, a partir da análise de benchmarking.

103. O Serviço B dividiu as empresas analisadas em 3 grupos. O primeiro grupo inclui as empresas AmE e Ceron, cujas diferenças entre a PNT apurada faturada e a regulatória é maior que 30 p.p. Para este primeiro grupo, prevê-se uma redução da PNT apurada mais forte que as demais, nos primeiros cinco anos, dado o elevado incentivo ao combate que tais diferenças ensejam para a nova administração. Esta redução adicional é projetada com base na queda calculada pela equação que relaciona a velocidade de redução e o patamar de PNT. Além dessa redução, foram feitas projeções a partir da utilização do desempenho de redução da PNT reais de empresas benchmarks identificadas nos modelos estatísticos (peça 70, p. 99).

104. O segundo grupo inclui as empresas Ceal, Cepisa e Eletroacre, que possuem as seguintes características comuns: (i) a diferença entre a PNT apurada e a regulatória faturada está abaixo de 30 p.p. e (ii) estão em um patamar próximo de complexidade socioeconômica, o que reflete uma similaridade relacionada às dificuldades de combate às PNT. Para essas empresas, a trajetória de redução das perdas reais será igual à média de reduções (p.p. ao ano) de PNT reais em períodos quinquenais históricos das empresas Celpe, Cemar e Coelba (benchmarks).

105. O terceiro grupo inclui a Boa Vista, que está mais próxima da sua meta regulatória. Neste caso, a trajetória de perdas reais é balizada pelas empresas benchmarks Santa Maria e Forcel.

106. Ambas as metodologias utilizadas para estimar as Perdas Não Técnicas regulatórias e reais se embasam no tratamento dado pelo Regulador para composição das tarifas. Embora cada serviço tenha adotado premissas diferentes de trajetória de melhoria e de benchmarks, refletindo a discricionariedade na gestão de concessão de distribuição em um contexto de regulação por incentivos, os resultados foram próximos e possuem razoabilidade técnica.

1.1.5. Projeção de Investimentos

107. Ambos os Serviços utilizaram o Plano Quinquenal de investimentos das distribuidoras para os anos de 2018 a 2022.

108. Esse plano consta do anexo dos relatórios de avaliação técnico-operacional das distribuidoras, realizado pelo Serviço B, e foi elaborado com base no Plano de Expansão do Sistema Elétrico (horizonte 2017- 2026, executado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE), o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) do ano de 2017, o Plano de Resultados para Melhoria dos Serviços de Distribuição, de 2015 e o Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica, de 2017.

109. Além dessas, foram utilizadas informações obtidas por meio do Relatório de visita a campo e das necessidades incrementais de investimentos projetados pela área de planejamento das empresas, obtidos durante as reuniões presenciais e conference calls realizadas com a equipe técnica do Serviço B.

110. As únicas diferenças entre as avaliadoras nesses primeiros cinco anos é que o Serviço A considerou 10% do valor do Programa Luz para Todos, uma vez que o restante é repassado pela CDE, enquanto o serviço B não considerou o Programa, já que, à época, o mesmo tinha previsão de término em 2018; e montantes de expansão em alta tensão foram consideradas pelo Serviço A como obrigações especiais, já que são de origem de sub-rogação.

111. A partir de 2023 até 2047, os Serviços adotaram premissas diferentes para a projeção de investimentos.

112. A principal diferença se deve ao fato do Serviço A ter incluído, além das projeções feitas para implantação e renovação projetadas a partir do Plano Quinquenal, outras análises para definição do investimento em manutenção e reposição dos ativos parcialmente e totalmente depreciados. O Serviço B ficou restrito apenas à primeira análise, incluindo apenas as projeções do Plano Quinquenal de investimentos.

113. Para a projeção a partir de 2023 dos investimentos em implantação e

renovação, o Serviço A adotou como premissa básica para expansão de AT, MT e BT, bem como para as melhorias, métrica dependendo do tipo de investimento em função dos últimos anos contemplados nos planos das empresas e esse valor foi mantido constante até o fim do período da concessão.

114. Já o Serviço B, para os investimentos elétricos (expansão e melhoria), estimou o segundo quinquênio da concessão através da média do período de 2018 a 2022 e expurgou os valores que ficassem fora do intervalo entre a média e +/- um desvio padrão. Desse modo, a fim de obter o montante de investimento necessário para o quinquênio, somou-se os investimentos dos anos considerados típicos e multiplicou-se pelo fator $5/n^{\circ}$ anos típicos.

115. Para os investimentos de renovação (manutenção), a partir de 2023, o Serviço A considerou que os investimentos deste tipo são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos. Para definir esse valor, utilizou-se a referência de depreciação da Resolução Normativa da Aneel 674/2015, para a atual base de ativos, mais a depreciação dos novos investimentos da empresa, calculado a partir da depreciação média da base de ativos do Relatório de Controle Patrimonial. Esses investimentos foram acumulados e concentrados nos dois anos antes de cada revisão tarifária segundo proporção das empresas de referência.

116. Já o Serviço B, primeiramente calculou a participação do montante destinado ao investimento em renovação dentro período do Plano Quinquenal 2018-2022. Posteriormente, aplicou esse percentual para todos os demais anos.

117. Para os investimentos em reposição, apenas o Serviço A os estimou. A partir da base de ativos de 2016, somou-se os investimentos estimados para implantação e renovação de 2017 a 2022, bem como os ajustes inflacionários e aplicação da depreciação de cada item, com base na Resolução Normativa Aneel 674/2015, tanto para a base de ativos de 2016, quanto para os novos investimentos projetados até 2022. Desse modo, formou-se a base de ativos da empresa de 2022. Assim sendo, foi calculado o indicador Valor de Mercado em Uso (VMU)/Valor Novo de Reposição (VNR) para a empresa e para as empresas benchmark de modo que a distribuidora em análise atinja o mesmo percentual da referência privada distribuídos entre 2023 e 2027.

118. Novamente, tratam-se de opções coerentes com os dados disponíveis e com o modelo de regulação reinante, não havendo critério objetivo de avaliação para a escolha a ser adotada como projeção de crescimento de investimentos.

1.1.6. Projeção da Base de Remuneração Regulatória

119. A definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR) é insumo fundamental para o cálculo da remuneração do capital dos concessionários. A BRR consiste no conjunto de ativos detidos pela prestadora do serviço e valorados a uma determinada metodologia, determinada pela Aneel, no processo de revisão tarifária.

120. Na Revisão Tarifária Periódica (RTP) a construção da BRR considera dois elementos. O primeiro é obtido pelo montante da BRR da RTP anterior (denominado de base blindada), descontadas as depreciações e as baixas ocorridas no período entre as RTPs, atualizado monetariamente pelo IPCA. Já o segundo, denominado de base incremental, é calculado por meio das adições realizadas no período entre as RTP's, valoradas a preços de mercado a partir de um processo de reavaliação dos ativos.

121. Para a elaboração da projeção da Base de Remuneração Regulatória (BRR), ambos os consórcios utilizaram como fonte inicial os dados contidos nos laudos de avaliação dos ativos, contratados pela Eletrobras, os quais incluem a Revisão da Base Incremental e a Revisão da Base Blindada, produzidos por três empresas diferentes, com data de referência fevereiro 2017, conforme a lista a seguir:

- a. AmE: Levin – Laudo de Avaliação Integral ‘Eletrobras Amazonas Energia – Projeto Levin no 3174-17752’, referência 28 de fevereiro de 2017;
- b. Boa Vista: Levin – Laudo de Avaliação Integral: ‘Eletrobras Distribuição Roraima projeto no 3012-17862’ referência 28 de fevereiro de 2017;

- c. *Ceal: Levin – Laudo de Avaliação Integral ‘Companhia Energética de Alagoas – CEAL projeto no 2715-17745’, referência 28 de fevereiro de 2017;*
- d. *Cepisa: Levin - Laudo de Avaliação Integral ‘Cepisa Eletrobras Distribuição Piauí projeto Levin no 3082-18367’, referência 28 de fevereiro de 2017;*
- e. *Ceron: Deloitte – Relatório de Avaliação Patrimonial ‘Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron’, referência 28 de fevereiro de 2017; e*
- f. *Eletroacre: SETAPE – Relatório: ‘Sumário Executivo EDAC – Base Completa – Avaliação dos Ativos de Eletricidade do Acre – Eletrobras Distribuição Acre’, referência 28 de fevereiro de 2017.*

122. Os Serviços adotaram critérios distintos de projeção para a base de ativos unitizados até fevereiro de 2017 (BRR blindada) e para as unitizações ocorridas após fevereiro de 2017 e novos investimentos (BRR incremental).

123. A Base de Partida refere-se aos valores que compõem a BRR no 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP). Esses valores foram levantados por companhias independentes que realizaram a Avaliação de Investimentos (Revisão da Base Incremental) e da Base Blindada das distribuidoras entre 3CRTP e o 4CRTP. Essa Base de Partida leva em conta o Laudo Integral de Avaliação das Distribuidoras, entregue em 30/06/2017.

124. Em relação ao ponto de partida para o 4CRTP, ambos os consórcios utilizam o laudo de avaliação integral, no entanto, apresentam critérios de glosa do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) diferentes, tendo em vista que tais laudos ainda serão reavaliados pela Aneel para reconhecimento dos ativos que compõem a base de remuneração.

125. Para o Serviço A, a glosa é tratada de duas maneiras: i) glosa sobre a base blindada revisada (5,73% para as empresas do Norte e 5,01% para as do Nordeste, feita apenas no AIS da diferença da base blindada em comparação com o aprovado pela Aneel no 3CRTP corrigido monetariamente); e ii) glosa da base incremental entre o 3CRTP e o 4CRTP (foi aplicado o menor valor entre o ajuste médio do grupo de distribuidoras avaliadas no 3CRTP por região e o verificado pela empresa, sem ficar evidenciado no Relatório de avaliação o montante aplicado).

126. Diferentemente do Serviço A, o Serviço B utilizou apenas uma metodologia de glosa para se chegar na Base de Remuneração de fevereiro de 2017 da Distribuidora. As glosas foram realizadas entre a diferença nos AIS dos dois laudos de avaliação da Base Blindada e da Base Incremental. Ou seja, a glosa pelo Serviço B foi realizada apenas na abertura da Base Blindada e ocorreu no AIS. O percentual de glosa foi calculado a partir da relação entre o AIS final (com glosas) e o AIS inicial (sem glosas) da BRR incremental do 3CRTP das distribuidoras do Sistema Eletrobras, obtendo uma média de 9,2%. Se a empresa possuir glosa inferior a essa média, é considerada a própria média do percentual de glosas (9,2%). Caso contrário, é utilizada a média entre o percentual da empresa e o percentual máximo de glosas (20,1%).

127. Para os anos subsequentes à Base de Partida do 4CRTP, ambos os Serviços aplicam os ajustes monetários pelo IPCA, adições e baixas dos ativos que foram considerados na avaliação até o final do período de concessão.

128. O Serviço A, corrige mensalmente pelo IPCA os itens Ativo Imobilizado em Serviço, Almoxarifado em Operação e Terrenos e Servidões e os incrementa de acordo com a sua projeção do investimento. O item Obrigações Especiais Bruta também é atualizado pelo IPCA e pelo incremento das obrigações especiais projetadas. Sobre essa Base incremental, foi aplicado como glosa o ajuste médio das distribuidoras privatizadas benchmark por região obtido por meio da Base Incremental do 3CRTP. Para as empresas do Nordeste, considerou-se a Celpe, Energisa Paraíba e Energisa Sergipe, dando um valor de glosa de 2,09%. Já para as do Norte, o valor da glosa foi de 2,83%, utilizando como benchmark Celpa e Cemar. Em relação à taxa de depreciação, ela foi mantida a mesma verificada no 3CRTP para cada distribuidora avaliada. Já em relação às baixas dos ativos, a partir da relação entre bens totalmente depreciados sobre o ativo imobilizado em serviço observado na BRR do 4CRTP, chegou-se a uma taxa de equilíbrio calculada como média simples entre as

empresas da Eletrobras. Desse modo, partindo da relação da empresa, varia-se a uma taxa mensal constante até alcançar essa taxa de equilíbrio de 12,54% ao final da concessão.

129. O Serviço B segmenta em dois grupos as premissas para a projeção das movimentações da BRR. Num primeiro grupo movimenta a BRR blindada pela atualização monetária por IPCA e pelo desconto das depreciações e das baixas referentes aos ativos que entraram em operação até fev/17 e num segundo grupo movimenta a BRR incremental (novos investimentos) através das adições de ativos projetadas após fev/2017, deduzidos das baixas referente a esses ativos. A taxa de depreciação, ao contrário do Serviço A, não é constante: a taxa cai do patamar médio apurado em fev/17, pois os ativos vão sendo baixados. Em relação às baixas de ativos, foi aplicado no AIS de cada mês a taxa média de baixas/AIS verificada a partir das informações do Laudo de avaliação no período entre o 3CRTP e fev/17. Já a movimentação da BRR incremental (novos investimentos) foi feita a partir da projeção dos investimentos glosados em 5%. A taxa de depreciação utilizada foi obtida pela média ponderada dos investimentos do Plano Quinquenal 2018 a 2022 por grupo de ativos e suas respectivas taxas de depreciação, obtendo 3,59% do AIS. Essa taxa foi considerada constante ao longo de toda concessão. Em relação às baixas, até fev/27 foi considerada nula tendo em vista a reduzida probabilidade de ativos serem baixados nos primeiros 10 anos. Depois desse período foi sendo aplicada, de forma escalonada, a cada 5 anos, 1/3 da relação de baixas/AIS da BRR Blindada até atingir o valor da relação integral a partir de mar/42.

130. Importa relatar que os estudos realizados pelos Serviços A e B não incorporaram à Base de Remuneração as posições do Ativo Imobilizado em curso (AIC) uma vez que, segundo os Serviços, a avaliação deste tipo de ativo não era previsto no escopo de contratação e ainda, o laudo dos avaliadores da Base de Remuneração não leva em conta a avaliação específica da condição e característica desses ativos quanto à: (i) elegibilidade para prestação do serviço regulado de distribuição de energia elétrica; (ii) conciliação físico-contábil; (iii) suas fontes de financiamento e (iv) demais parâmetros críticos do processo de reavaliação (peça 25, p. 541).

131. Esses ativos se referem a investimentos realizados pela Eletrobras, tais como compra de terrenos, equipamentos, adiantamentos a fornecedores e etc, que ainda não compõem os ativos efetivamente em serviço e, portanto, não fazem parte da Base Remuneratória.

132. Dessa forma, a partir dos laudos da Base Remuneratória e das demonstrações financeiras auditadas, não se pode extrair as seguintes informações, fundamentais para contabilização desses ativos: i) quais são os bens em operação não unitizados; ii) quais montantes representam obras em andamento; iii) quais valores se referem a benfeitorias ou expansões paralisadas; iv) o Valor Novo de Reposição (VNR) dos Ativos Imobilizados em curso; v) a taxa de depreciação a ser aplicada e o momento do início de sua aplicação; vi) o índice de aproveitamento dos bens para os casos em que o ativo já se encontre em operação; e vii) a fonte de financiamento desses bens em curso (peça 75, p. 12).

133. Portanto, de acordo com o Serviço A, 'essas restrições impossibilitam a estimativa do impacto real que os Ativos Imobilizados em Curso podem gerar na Base de Remuneração de Partida e, por consequência, no impacto tarifário decorrente' (peça 75, p. 12).

134. Estudos das áreas técnicas da Eletrobras ponderam que a consideração desses ativos melhoraria os resultados das avaliações econômico-financeiras realizadas pelos Serviços, e conseqüentemente, reduziria o valor a ser aportado pela Eletrobras na distribuidora para alcance do valor mínimo de R\$ 50.000,00, conforme definido na Resolução CPPI nº 20/2017, contudo, conforme já explicitado, as empresas distribuidoras conseguirão avançar nessa avaliação para incluir adequadamente na precificação das empresas (peça 25, p. 560).

135. Segundo os dados dos Laudos de Avaliação Integral realizados pelas empresas Levin, Deloitte ou Setape com a posição desses ativos em 2017, o montante total desses ativos soma, aproximadamente, R\$ 2,5 bilhões e, para cada distribuidora, é: i) R\$ 1,4 bilhão para a Amazonas Energia (peça 75, p. 13); ii) R\$ 57 milhões para a Boa Vista (peça 87, p. 51); iii) R\$ 177 milhões para a Ceal (peça 98, p. 52); iv) R\$ 117 milhões para a Cepisa (peça 109, p. 50); v) R\$ 502 milhões para a

Ceron (peça 120, p. 49); e vi) R\$ 139 milhões para a Eletroacre (peça 131, p. 49 e peça 25, p. 929).

136. Os laudos com os valores por distribuidora constam dos relatórios disponíveis no data room do leilão para análise do investidor.

137. No Anexo II do Relatório técnico-operacional realizado pelo Serviço B é explicada a razão dos estudos não considerarem esses valores (peça 83, item não digitalizável, Anexo II, p. 12):

(...) Estes bens não entraram no cômputo do ativo imobilizado em serviço, requisito fundamental para constarem na Base de Remuneração, conforme disposto no Submódulo 2.3 da ANEEL.

Cumpre informar que a partir do laudo dos avaliadores da Base de Remuneração, não se pode precisar se esses ativos são (i) bens em operação não unitizados; (ii) obras em andamento; ou (iii) benfeitorias ou expansões paralisadas. Em última instância, alguns desses bens podem, inclusive, terem sido baixados entre o momento de concepção do balancete e os dias atuais.

Também não há no laudo informações sobre o Valor Novo de Reposição (VNR) e a taxa de depreciação, caso o ativo estivesse em operação, índice de aproveitamento desses bens, ou a fonte de financiamento desses investimentos (recursos da Companhia, dos consumidores ou de fundos setoriais), que possibilite, conforme regulação vigente, uma estimativa da remuneração dos investimentos.

*Existe, portanto, uma **significativa incerteza** dos montantes que poderiam ser unitizados e que poderiam constar na Base de Remuneração de ativos de distribuição para reconhecimento tarifário futuro.*

*Qualquer consideração que não leve em conta a avaliação específica da condição e característica destes ativos quanto à (i) elegibilidade para prestação do serviço regulado de distribuição de energia elétrica, (ii) conciliação físico contábil; (iii) suas fontes de financiamento e (iv) demais parâmetros críticos do processo de reavaliação (como cálculo do VNR, depreciação, índice de aproveitamento e avaliação das baixas), **teria caráter arbitrário e potencialmente questionável quanto a valores a serem capturados na avaliação econômico-financeira, que não estaria, neste item, assentada em premissas firmes e minimamente seguras.***

Assim sendo, estes valores não foram incluídos na Base de Remuneração (...), para fins desse estudo (grifos acrescidos).

138. Das razões apresentadas pelos Serviços percebe-se a impossibilidade de se considerar os Ativos Imobilizados em Curso na BRR para fins de projeção de receita tarifária que entra nos estudos de valuation aqui analisados, haja vista a significativa incerteza relacionada a esses ativos e, portanto, a remuneração que os mesmos viriam a representar nos fluxos de caixa das empresas.

139. Isso se deve ao fato de que esses ativos ainda não estão em serviço e não obrigatoriamente serão colocados em serviço pelo novo concessionário e, por consequência, não necessariamente entrarão na Base Remuneratória reconhecida pela Aneel no momento da revisão tarifária. A situação de incerteza quanto a esses ativos se deve à qualidade das informações da Eletrobras sobre seus ativos, o que não permite que a Aneel os reconheça na Base Remuneratória.

140. No entanto, embora tenha restado clara a dificuldade de inserir esses ativos nas avaliações econômico-financeiras realizadas, mesmo que em parte por ineficiências da própria Eletrobras, a desconsideração de montante expressivo de ativos que a Eletrobras alega ter (cerca de R\$ 2,5 bilhões), pode significar a assunção de dívidas a maior pela Eletrobras do que seria necessário para viabilizar a venda das empresas, dado o modelo escolhido para privatização em conjunto com a concessão. O impacto desses ativos no valuation da concessão seria positivo, já que maior BRRL implicaria em maior receita via tarifa; e poderia reduzir o montante de dívidas a ser assumido pela Eletrobras.

141. *Assim, entende-se oportuno que seja criada uma métrica para o reconhecimento gradual desses investimentos na Base Regulatória, de forma que o novo concessionário possa levantar as informações necessárias para pleitear junto à Aneel a inclusão do AIC na Base e, compartilhe tais benefícios com a Eletrobras, na proporção dos investimentos que foram feitos pela Estatal.*

142. *Considerando a jurisprudência desta Corte, tal encaminhamento foi utilizado, por exemplo, no Acórdão 3.149/2012 – TCU–Plenário, de relatoria do Ministro André Luiz de Carvalho:*

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, com fundamento no art. 1º, inciso XV, c/c o art. 250, inciso II, do Regimento Interno, e ante as razões expostas pelo Relator, em:

(...)

9.3.2. com base nos princípios da impessoalidade, da indisponibilidade do interesse público e da supremacia do interesse público, faça incluir, nos contratos abrangidos pela MP 579/2012 e pelo Decreto 7.805/2012, cláusula de salvaguarda ao erário, à semelhança da salvaguarda atribuída aos concessionários, prevista nos §§ 5º e 6º, do art. 15, da mencionada medida provisória, para o caso de serem detectados futuramente erros ou inconsistências nos cálculos, sobretudo no que diz respeito às indenizações, de modo a possibilitar o ajuste e a compensação dos valores calculados quando da realização dos processos de revisão tarifária de que trata o caput, do art. 15, da MP 579/2012;

143. *Dessa forma, entende-se que seria possível uma medida de salvaguarda contratual que preveja o compartilhamento dos benefícios futuros do reconhecimento desses potenciais ativos (pendente de confirmação) na base de remuneração, motivo pelo qual será proposto determinar ao Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a Eletrobras, que avalie maneiras de promover o compartilhamento de possíveis benefícios futuros que esses Ativos Imobilizados em Curso, que a Eletrobras alegar ter, possam vir a significar aos novos concessionários.*

144. *Tal previsão deverá constar do edital do certame, bem como os critérios claros e objetivos de como serão compartilhados os eventuais benefícios futuros advindos desses ativos, seja pelo fato de parte desses AIC serem reconhecidos pela Agência e passarem a compor a Base Remuneratória, seja por eventual alienação dos mesmos.*

1.2. Metodologia de avaliação

145. *As duas consultorias contratadas empregaram como método de avaliação do valor da empresa o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), baseado na rentabilidade futura, metodologia amplamente empregada no setor de infraestrutura e em modelagens econômico financeiras, bem como de utilização prevista nas desestatizações do Programa Nacional de Desestatização, por força do § 1º e § 3º do art. 30 do Decreto 2.594 de 15 de março de 1998 (Regulamento a Lei 9.491, de 9 de setembro de 1997 – Lei do PND).*

146. *Este método estima o valor de uma empresa ou negócio mediante o cálculo do valor presente dos fluxos de caixa projetados daquela empresa ou negócio. Esses fluxos compreendem os ingressos e desembolsos, inclusive investimentos necessários à manutenção e à expansão das atividades, previsíveis sob a perspectiva de continuidade do negócio.*

147. *Estas projeções levam em consideração o plano de negócios estabelecido pela administração da empresa avaliada, as perspectivas do setor de atuação, além de aspectos macroeconômicos. Os resultados do estudo do valor com base no método do FCD refletem o valor dos ativos (tangíveis e intangíveis) e passivos que contribuíram para a geração dos fluxos de caixa futuros da empresa avaliada (peça 78, p. 164).*

148. *Dentro da metodologia do fluxo de caixa, foi adotado o critério do Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCLF), onde são considerados os fluxos de caixa oriundos de atividades operacionais e de investimento da empresa avaliada, sem considerar (nos fluxos) as movimentações de dívida e resultados financeiros.*

149. *O FCLF é descontado por uma taxa equivalente ao custo médio ponderado de capital da empresa, resultando no valor operacional total da empresa (Enterprise Value ou EV). Do EV são então deduzidos os montantes de dívida líquida e ajustados os saldos de ativos e passivos não operacionais, resultando no valor de 100% das ações da empresa (Equity Value) (peça 78, p. 164).*

150. *Ademais, a partir do valor das distribuidoras, foram elaboradas análises por múltiplos de mercado, que consistem na comparação entre o valor resultante da razão entre o valor das distribuidoras e suas respectivas receitas operacionais líquidas e os valores resultantes da mesma razão (valor da empresa / receita operacional líquida) de empresas semelhantes de capital aberto. Essa abordagem baseia-se na ideia de que ativos semelhantes têm rentabilidades futuras semelhantes.*

1.2.1. Taxa de desconto (WACC)

151. *Tanto o Serviço A quanto o Serviço B utilizaram o Custo Médio Ponderado de Capital, ou Weighted Average Cost Of Capital (WACC), para o cálculo da taxa de desconto do fluxo de caixa, determinado a partir do Custo de Capital Próprio (Ke), o Custo de Capital de Terceiros (Kd), e pela Estrutura de Endividamento, que reflete a composição entre Ke e Kd.*

152. *Para a determinação do Custo de Capital Próprio (Ke) ambos os modelos (Serviço A e Serviço B) adotaram a metodologia de CAPM. Por esse método determina-se uma taxa livre de risco e a ela adiciona-se um Prêmio de Risco de Mercado, que busca captar os riscos específicos dos ativos em análise; o método usualmente utilizado é a ponderação de um prêmio de mercado pelo Beta do Setor.*

153. *Para a determinação da taxa livre de risco, ambos os Serviços utilizaram o método usual, tendo como referência os títulos do tesouro americano, cotados em dólar e garantidos pelo governo americano. É preciso adicionar o Risco País, de forma a refletir o diferencial entre um título cotado em dólar e um investimento a ser realizado em reais, para que haja adaptação do uso do título americano no Brasil. Ou seja, ao considerarmos a taxa de juros dos títulos do tesouro americano como balizador de um investimento sem risco, é necessário incorporar um componente cambial ao cálculo do WACC.*

154. *A Ceres utilizou as seguintes fontes para estimar os componentes do WACC:*

- a. 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 (Ke);*
- 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. Prêmio de Mercado 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. Risco Cambial calculado a partir da diferença entre os contratos DI -1 e o FRA de Cupom Cambial, ambos negociados na BM&F Bovespa; e*
- h. Beta obtido a partir da variação dos retornos das empresas do setor mensurados pelo índice S&P 500, enquanto a Estrutura de Capital coincide com a empregada pela Aneel no Proret.*

155. *O Consórcio Mais Energia B, por sua vez, empregou as seguintes fontes no cálculo dos parâmetros 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 (Ke);*
- 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. *Prêmio de Mercado correspondente ao do 2016 Valuation Handbook – Guide to Cost of Capital;*
- g. *Risco País 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. *Beta e Alavancagem Média do setor estimados a partir de informações de distribuidoras brasileiras comparáveis, extraídas do Bloomberg.*

156. *O Serviço A utilizou Risco Cambial explicitamente na taxa de desconto, além do Risco País, ao passo que o Serviço B não explicitou o risco cambial, razão de questionamento do MPjTCU pela opção adotada no primeiro caso (peça 46), fundamentando que a Aneel rechaçou a inclusão desse risco cambial para o serviços de geração, transmissão e distribuição, conforme notas técnicas específica ao caso, sob fundamento de que (i) a exposição das empresas do setor à variação cambial é muito baixa; (ii) é acessível às empresas a utilização de derivativos de hedge para a proteção contra variações cambiais, com custos totais desprezíveis, quando comparados à remuneração de capital da empresa; (iii) não é a prática nas agências reguladoras de outros países, mercado financeiro e instituições acadêmicas, a inclusão de remuneração para risco cambial e, conseqüentemente, não há método de cálculo consagrado e validado pela literatura especializada; e (iv) o Risco País incorporado ao cálculo do WACC já contempla a variação esperada do câmbio no horizonte de longo prazo.*

157. *Diante dos questionamentos, foi feita diligência ao Ministério de Minas e Energia (MME) questionando quanto à motivação da utilização do Risco Cambial pelos consultores responsáveis pelo Serviço A e solicitando simulação sem o referido risco (Ofício 0125/2018-TCU/SeinfraElétrica, de 18/4/2018, peça 69).*

158. *Inicialmente, antes de passar à resposta do Ministério sobre o caso, pondera-se que para fins regulatórios, a discussão toma relevância maior pois o WAAC é utilizado para definir a remuneração do concessionário no caso concreto, ou seja, a expectativa de receita é definida invariavelmente nesse contexto fático, de vinculação contratual, e não hipotético como é no caso da precificação de um ativo no qual há mera expectativa de alinhamento daquela remuneração projetada com as condições de mercado no futuro.*

159. *Para fins de precificação de ativos, considerar se o risco cambial está incluso ou não no Risco País torna-se uma discussão que deve balizar-se, mais do que pela forma de explicitação ou não da taxa, na razoabilidade das premissas e no valor que essas representam no contexto final da avaliação.*

160. *Ou seja, embora haja discussão sobre a consistência metodológica de uma taxa ser explícita ou não, no contexto de valoração de um ativo para fins de venda, no qual tal taxa não é parâmetro regulatório ou contratual futuro, torna-se o exame do quantum do valor individual dos parâmetros de entrada e do valor global do WAAC o aspecto mais importante.*

161. *Não se quer dizer com isso que não seja importante a discussão das melhores práticas de construção do WAAC, seja para fins regulatórios, com aspectos contratuais, seja para definição de valor de ativos para venda. Somente pondera-se que, para o caso em exame, a discussão sobre a razoabilidade dos parâmetros adotados e dos valores alcançados tende a ser mais objetiva e produtora se tratada com essa ótica.*

162. *Todavia, mesmo havendo as pontuações da Aneel trazidas pelo MPjTCU, considera-se que não há consenso sobre a obrigatoriedade ou não da utilização de Risco Cambial na avaliação econômico-financeira de empresas.*

163. *Dentro do setor elétrico, por exemplo, a EPE, nas avaliações para definição do preço de energia de leilões de concessões de hidrelétricas, tem como prática mensurar e aplicar o Risco Cambial de forma explícita.*

164. *Entende-se que, teoricamente, o Risco Cambial busca remunerar o investidor*

por investir em uma moeda sujeita a maiores volatilidades em detrimento de um câmbio sólido, como é o caso do dólar. De toda forma, como a variação do câmbio em economias emergentes está intrinsicamente relacionada à condução política desses países e às demais condições macroeconômicas, é razoável considerar que o Risco País pode incluir esse risco.

165. *Todavia, mesmo o Serviço A utilizando o Risco Cambial, o WACC calculado pelo Serviço A (7,57%) ficou menor do que o WACC do Serviço B (que variou entre 9,37 e 9,85%). Isso ocorre pela compensação de outros parâmetros utilizados para estimar a taxa de desconto.*

166. *Por exemplo, o Serviço A considerou custo de capital próprio de 10,77% e de capital de terceiros de 4,2 % ao passo que o Serviço B os considerou 12,62 % e 7,49%, respectivamente.*

167. *Em resposta ao ofício de diligência sobre tal questão, o MME encaminhou documentação, com Nota de Esclarecimento da responsável pelo Serviço A quanto à utilização do Risco Cambial (peça 70, p. 218):*

É importante ressaltar que o Risco Cambial é a parcela de precificação de risco excedente às expectativas de câmbio apontadas pelo mercado e após projeções inflacionárias.

Importante relevar essa visão, pois a Aneel não incorporou esse risco com o entendimento que este era devido às expectativas inflacionárias, não considerando o prêmio excedente exigido pelo investidor. Provavelmente o agente regulador evitou o tema em função da remuneração proposta, obtida por médias históricas, ter se encontrado próxima aos valores de mercado na época, sem a inclusão do referido prêmio. A presença desse prêmio na taxa de juros pode ser evidenciada em diversos autores com destaque para Garcia, Olivares (2001), Garcia e Didier (2003) e Galvão (2015), dentre outros.

Deste modo, para a remuneração do custo de oportunidade é indiscutível a inclusão dos prêmios de risco da taxa livre de risco americana, do risco país e do risco cambial. A ausência de qualquer um destes implicaria na aceitação de tese que o mercado estaria disposto a receber uma remuneração local inferior à taxa SELIC, se desconsiderados os prêmios pelo negócio.

168. *O MME, por meio do relatório constante da peça 72, explica que nos dados utilizados para cálculo do WACC, ‘a determinação do diferencial entre o dólar e o real pode ser realizada de maneiras distintas, não excludentes e tecnicamente defensáveis para o cálculo deste efeito’ (peça 72, p. 16-17):*

Iniciando a pelo Serviço B, este expressou o efeito cambial projetando a razão entre a taxa de inflação brasileira em relação à taxa de inflação americana. Essa abordagem incorpora a diferença de expectativas entre a inflação dos países como premissa de variação cambial (...).

Assim, incorporar a expectativa de flutuações cambiais como empregado no Serviço B representa expressar o risco cambial. Cumpre informar que essa metodologia também é utilizada pela Aneel.

De forma distinta, o Serviço A buscou projetar o efeito cambial como um dos fatores implícitos que afetam a percepção de remuneração do investidor. Na visão desses consultores, esses prêmios de risco são exigidos pelo investidor e se aplicarão ao mercado local, por isso não podem ser eliminados no cálculo do custo do capital próprio, mesmo que a empresa não esteja diretamente exposta ao câmbio, seja na forma de dívida ou produto.

169. *Assim, complementa (peça 72, p.18):*

A utilização do parâmetro estrangeiro para definir o padrão de risco mínimo aceitável é amplamente aplicada e demanda um ajuste para que o fluxo de receitas e despesas estimado em reais seja descontado por uma taxa expressa também em reais.

Sendo assim, o Serviço B, para compatibilizar o padrão monetário do fluxo com o padrão monetário da taxa de desconto, utiliza o diferencial entre a inflação americana e a

inflação brasileira. Já o Serviço A não faz esse diferencial entre taxas de inflação dos dois países, mas considera no cálculo do custo do capital próprio o componente de risco cambial.

Conforme previamente apresentado, ambas as utilizações têm como finalidade ajustar a taxa de desconto para que esta esteja expressa em reais brasileiros, da mesma forma que o fluxo de receitas e despesas.

170. *Foi solicitado ao MME que simulasse o impacto no valuation do Serviço A caso não fosse utilizado o Risco Cambial, no entanto, foi informado que (peça 72, p. 17):*

(...) a análise do Custo do Capital Próprio (Ke) deve ser feita de forma global. Não é possível excluir o efeito câmbio, nas projeções do Serviço A, sem que esse fator seja substituído por outro capaz de captar o diferencial entre o real e o dólar, dado que o ponto de partida da análise utiliza como taxa livre de risco a taxa de juros americana. Qualquer simulação no sentido de simplesmente ‘zerar’ o fator cambial implicaria em perda de consistência e comparabilidade entre as taxas de desconto. Estaríamos falando aqui de descontar um fluxo em reais por uma taxa de desconto em dólares.

171. *Não se pretende discutir o mérito em simular ou não o Custo de Capital Próprio (Ke) sem a utilização do Risco Cambial, mas tal simulação intende demonstrar o impacto deste parâmetro considerado no valor da taxa de desconto (WACC) calculado pelo Serviço.*

172. *A simulação consistiria em zerar o Risco Cambial (4,17% para 0%), o que levaria a uma redução no Custo de Capital Próprio de 10,77% utilizado para cálculo do WACC pelo Serviço A, já que o Ke é calculado por:*

$$Ke = Rf_{reais} + \beta.MRP$$

Equação 1: Custo de Capital Próprio (Ke)

onde Rf_{reais} é a taxa livre de risco em reais e MRP é o prêmio de risco de mercado.

173. *Único parâmetro da equação que depende do Risco País é o Rf_{reais}, já que:*

$$Rf_{reais} = Rf_{T-Bonds} + R_p + R_{cambial}$$

Equação 2: Risco País em reais (Rf_{reais})

onde Rf_{T-Bonds} é Taxa Livre de Risco em Dólar, R_p é o Risco País e R_{cambial} é o Risco Cambial.

174. *Dessa forma, ao zerar o Risco Cambial, a taxa livre de risco em reais é reduzida no mesmo montante e o Custo de Capital Próprio Nominal se reduz proporcionalmente menos, indo de 15,46% a 10,84%, levando a um Ke (Custo de Capital Próprio Real Livre de Impostos) de aproximadamente 6,3%.*

175. *Esse novo valor de Ke é muito inferior ao utilizado pelo Serviço B (12,62%) e implicaria em redução do WACC utilizado pelo Serviço A de 7,57% para 5,32%, já que o WACC é calculado por:*

$$WACC = \frac{(kd.A + Ke.(1-A))}{(1-T)}$$

Equação 3: Taxa de Desconto (WACC)

onde A é a alavancagem média de empresas do setor, T é a alíquota do Imposto de Renda e Kd é o Custo de Capital.

176. *Esse novo valor simulado (5,3%) é muito inferior à taxa usualmente praticada pela Aneel, próximo a 7,5%, conforme pode visto na Tabela 5, o que evidencia que o valor final do WACC, pelas premissas, parâmetros e metodologias empregadas pelo Serviço A, sem o risco cambial, seria inconsistente com as práticas comuns no setor elétrico brasileiro.*

177. *A Tabela 5 apresenta ainda comparação entre os valores calculados pelo Serviço A e os valores das taxas de desconto regulatória, que utilizam a metodologia desenvolvida pela Aneel:*

Tabela 5: WACC de mercado versus WACC regulatório – Serviço A.

WACC	2019	2023	2028	2033	2038	2043	2048
Mercado	7,30%	7,57%	7,61%	7,58%	7,58%	7,58%	7,58%
Regulatória	7,81%	7,97%	7,97%	7,42%	7,25%	7,30%	7,41%
Diferença	-0,51%	-0,40%	-0,37%	0,16%	0,33%	0,27%	0,17%

Fonte: peça 72, p.18.

178. Da tabela percebe-se que a taxa de desconto de mercado é, em média, 0,05% menor que a taxa regulatória, o que evidencia que a metodologia adotada pelo Serviço A não 'majora artificialmente a taxa de desconto do modelo financeiro' (peça 72, p. 18), ao contrário, se não fosse considerado o Risco Cambial na análise do Serviço A, os resultados do valuation poderiam ser considerados muito distantes da realidade praticada no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

179. Portanto, entende-se que, mesmo considerando a discussão da explicitação ou não do Risco Cambial, não resta evidente que o fator cambial explícito no cálculo do WACC, calculado pelo Serviço A, tenha sido adotado em duplicidade objetiva ao Risco País, causando distorções no resultado final do WACC que soassem desarrazoadas, principalmente se considerarmos que os demais parâmetros de construção da taxa de desconto, mesmo aquelas que são muito distintas para cada um dos serviços (exemplo do custo de capital de terceiros) foram construídos por meio de premissas válidas.

I.3. Resultados dos principais índices estimados e metodologias empregadas

180. A Tabela 6 traz os resultados dos principais índices estimados tanto pelo Serviço A, quanto pelo Serviço B, e as fontes utilizadas.

Tabela 6: Principais índices econômicos calculados pelo Serviço A e pelo Serviço B

	Serviço A	Serviço B
Inflação (IPCA)	4,23% (Bacen)	4,33% (Bacen)
Taxa Livre de Risco	2,49% (Treasury Bonds americanos de dez anos.)	2,78% (Média de dez anos do cupom norte americano T-Bond 10Y, entre os períodos de dezembro de 2006 a dezembro de 2016.)
Prêmio de Mercado	4,50% (Estimado mediante a diferença entre o retorno do índice S&P 500 e o retorno dos Treasury Bonds americanos de dez anos.)	6,90% (2016 Valuation Handbook – Guide to Cost of Capital.)
Risco País	3,34% (Empregou-se a diferença entre contratos negociados na BM&F Bovespa e a taxa livre de risco.)	2,53% (JP Morgan Index EMBI+ (Emerging Market Bond Index), considerado o período de dezembro de 2006 a dezembro de 2016.)
Risco Cambial	4,17% (Diferença entre os contratos DI -I	-

	<i>e o FRA de Cupom Cambial, ambos negociados na BM&F Bovespa.)</i>																							
<i>Beta Desalavancado</i>	<i>0,68</i>	<i>0,43</i>																						
<i>Beta Realavancado</i>	<i>1,10</i> <i>(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.)</i>	<i>0,76</i> <i>(Estimados a partir de informações de distribuidoras brasileiras comparáveis, extraídas do Bloomberg.)</i>																						
<i>Estrutura de Capital</i>	<i>48,8% Capital de Terceiros</i> <i>51,2% Capital Próprio</i>	<i>Alavancagem projetada, baseada em empresas comparáveis, assim como a diminuição da participação do capital de terceiros com o passar dos anos.</i>																						
<i>Custo de Capital Próprio Real</i>	<i>10,77%</i> <i>(CAPM)</i>	<i>12,62%</i> <i>(CAPM)</i>																						
<i>Custo de Capital de Terceiros Real</i>	<i>4,20%</i> <i>(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.)</i>	<i>7,49%</i> <i>(Estimado com os dados de taxa livre de risco, risco país, risco de crédito de empresas comparáveis e taxa de inflação americana.)</i>																						
<i>WACC Real</i>	<i>7,57%</i>	<p style="text-align: center;"><i>Rolling WACC</i></p> <table border="1"> <tr><td><i>2017</i></td><td><i>9,85%</i></td></tr> <tr><td><i>2018</i></td><td><i>9,44%</i></td></tr> <tr><td><i>2019</i></td><td><i>9,46%</i></td></tr> <tr><td><i>2020</i></td><td><i>9,39%</i></td></tr> <tr><td><i>2021</i></td><td><i>9,37%</i></td></tr> <tr><td><i>2022</i></td><td><i>9,44%</i></td></tr> <tr><td><i>2023</i></td><td><i>9,50%</i></td></tr> <tr><td><i>2024</i></td><td><i>9,57%</i></td></tr> <tr><td><i>2025</i></td><td><i>9,64%</i></td></tr> <tr><td><i>2026</i></td><td><i>9,71%</i></td></tr> <tr><td><i>>2026</i></td><td><i>9,71%</i></td></tr> </table>	<i>2017</i>	<i>9,85%</i>	<i>2018</i>	<i>9,44%</i>	<i>2019</i>	<i>9,46%</i>	<i>2020</i>	<i>9,39%</i>	<i>2021</i>	<i>9,37%</i>	<i>2022</i>	<i>9,44%</i>	<i>2023</i>	<i>9,50%</i>	<i>2024</i>	<i>9,57%</i>	<i>2025</i>	<i>9,64%</i>	<i>2026</i>	<i>9,71%</i>	<i>>2026</i>	<i>9,71%</i>
<i>2017</i>	<i>9,85%</i>																							
<i>2018</i>	<i>9,44%</i>																							
<i>2019</i>	<i>9,46%</i>																							
<i>2020</i>	<i>9,39%</i>																							
<i>2021</i>	<i>9,37%</i>																							
<i>2022</i>	<i>9,44%</i>																							
<i>2023</i>	<i>9,50%</i>																							
<i>2024</i>	<i>9,57%</i>																							
<i>2025</i>	<i>9,64%</i>																							
<i>2026</i>	<i>9,71%</i>																							
<i>>2026</i>	<i>9,71%</i>																							

Fonte: Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 9, item não digitalizável, arquivos 'Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Serviço B' e 'Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Serviço A').

181. *Além de premissas macroeconômicas, os Serviços A e B fizeram estimativas para a regulação e para a atuação das empresas. Por óbvio, essas estimativas diferem entre si, já que há muitas variáveis a se considerar. No entanto, ambas as metodologias e premissas utilizadas possuem razoabilidade técnica e econômica, além de rastreabilidade para que, no leilão, os proponentes possam identificar as diferenças e fazer suas próprias análises.*

182. *Importante ressaltar que a regulação do setor é igualmente aplicada a qualquer distribuidora, levando em consideração características da área de concessão como inputs ao modelo.*

Essa regulação acontece pari passu durante a vigência do contrato, verificando a necessidade de investimentos, alterando a tarifa de forma a capturar ganhos eficientes do concessionário e repassar, parte disso, para os consumidores. Dessa forma, as possíveis, e prováveis, situações reais que se diferenciarão das projeções feitas nos estudos estarão sob o escrutínio do Regulador, por ocasião das revisões tarifárias, para ajustes nas tarifas e nas condutas dos concessionários.

183. *Outrossim, pequenas variações na avaliação das distribuidoras decorrentes de aperfeiçoamentos ou correções modestas produziram pouco impacto no resultado final, dada a modelagem escolhida pelo Poder Concedente de vender conjuntamente a concessão e a empresa. Em razão disso, esta Unidade Técnica entendeu de menor risco e com menor possibilidade de atuação desta Corte esta parte de avaliação do valor das concessões, não deixando, todavia, de analisar todos os dados e métodos aplicados, de cada uma das seis áreas de concessão.*

184. *Embora diferentes, a análise revelou que, de forma geral, ambos os Serviços utilizaram metodologias usuais de mercado e que os parâmetros e premissas basearam-se em fontes oficiais e referenciais do setor financeiro para esse tipo de avaliação e de serviço. Também não foram identificados erros ou premissas desarrazoadas por meio das análises empregadas, conforme registrado na instrução à peça 28 (item II.2, p. 13-16).*

185. *A diferença nos resultados é natural, já que, por se tratar de previsões e projeções, a utilização de técnicas diferentes e, depois, o uso da média entre os serviços, diminui o nível de incerteza das projeções, o que é inerente a qualquer modelo preditivo.*

186. *Além disso, de acordo com o art. 31 do Decreto 2.594/1998, caso haja divergência entre os valores obtidos pelas consultorias superior a 20%, há a faculdade do CPPI, Conselho do Programa de Parcerias de Investimento, órgão que incorporou as responsabilidades do Programa nacional de Desestatização (PND), determinar a contratação de terceiro avaliador. As avaliações tiveram divergência média entre si de 12,8%, e a maior diferença entre os Serviços A e B foi de 18%.*

I.4. Da avaliação das dívidas que são transversais a todas distribuidoras

187. *A instrução precedente buscou demonstrar que 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 8.029/1990, são repassadas ao novo controlador, sendo, por certo, precificadas quando da definição do valor de leilão das distribuidoras.*

188. *Assim, ainda que a assunção de dívidas das distribuidoras subsidiárias da Eletrobras possa, à primeira vista, parecer prejudicial à Holding e, conseqüentemente, à União (acionista majoritária), ao se sopesar a outra possibilidade de tratamento da questão, a liquidação das empresas, percebe-se que a Holding se beneficia de um repasse bilionário de dívidas à concessão e seu novo operador. A opção por tal modelagem, que beneficia a Eletrobras em suposto prejuízo de possível outorga para União, ou tarifário para o usuário de serviço público daquelas regiões, foi questionada pelo MPjTCU e encontra-se analisada no tópico III.*

189. *Análise minuciosa sobre o assunto foi feita na instrução precedente (peça 28, § 250-264, p. 37-39), quando se concluiu que nesse cenário de elevados passivos, ante a aderência das simulações realizadas pelo BNDES e Eletrobras para os custos de eventual liquidação, 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.*

190. *Por óbvio, pelo modelo adotado para a desestatização, detalhado no §102-267 da instrução precedente (peça 28, p. 16-40), 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 de patrimônio líquido negativos devido ao grande montante de dívidas acumulado.*

191. *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.

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

193. 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).

194. 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, detalhada na instrução precedente (peça 28, §120 a 160, p. 18-25) 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.

195. A análise detida da flexibilização de métricas regulatórias foi realizada na Instrução anterior (peça 28), item II.3.1 (§120 a 160).

196. 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.

197. 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\$ 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.

198. 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.

199. A tabela a seguir, retirada da Proposta da Administração da Eletrobras (peça 25, p. 432) para subsidiar a 170ª AGE, ocorrida em 8/2/2018, demonstra o resumo de empréstimos e financiamentos dessas distribuidoras em junho de 2017.

Tabela 7: Resumo de empréstimos e financiamentos – Distribuidoras Eletrobras (junho/2017).

Fonte	RO + AFAC	Banco Mundial	RGR	Obrigação de Ressarcimento CCC	Partes Relacionadas	Petrobras	Total
Custo Médio	12,00%	6,59%	5,00%		7,50% (Selic)	7,50% (Selic)	
AmD	1.483,25	138,50	107,50	3.910,09	406,00	12.472,30	18.517,64
Boa Vista Energia	139,51	15,48	2,62	76,99	587,00	335,30	1.156,89
CEAL	1.401,33	133,12	54,11	-	53,00	-	1.641,56
CEPISA	1.423,42	128,39	233,35	-	31,00	-	1.816,16
CERON	700,32	105,99	63,18	164,56	2.369,00	2.546,60	5.949,64
ELETOACRE	357,89	49,70	7,36	81,61	-	461,80	958,36
Total	5.505,72	571,18	468,10	4.233,25	3.446,00	15.816,00	30.040,26

Fonte:

peça 25, p. 432.

200. Na tabela, percebe-se que essas empresas possuem dívidas com diversas fontes,

mas destacam-se as feitas com a própria Eletrobras Holding (recursos ordinários - RO) e Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (AFAC); repasses de recursos advindos do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) - somando R\$ 6 bilhões; recursos advindos do fundo de Reserva Global de Reversão (RGR); ressarcimentos ao fundo da Conta de Consumo de Combustível (CCC); empréstimos com outras partes relacionadas (R\$ 3,5 bilhões); e ainda com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) no total de R\$ 15,8 bilhões.

201. Esse alto endividamento faz com que o patrimônio líquido agregado das seis distribuidoras chegue a R\$ 14,8 bilhões negativos, segundo a própria Eletrobras (peça 25, p. 432).

202. De acordo com dados referentes a dezembro de 2016, obtidos dos estudos contratados pelo BNDES para o leilão (peça 9), mais da metade do endividamento bruto é atribuído a Amazonas Energia (59%), e, ainda, 63% da dívida da AmE é com a Petrobras (BR Distribuidora) e Companhia de Gás do Amazonas (Cigás).

203. Outrossim, 47% do passivo total das seis distribuidoras (R\$ 32,9 bilhões) é com a Petrobras (e Cigás), no montante de R\$ 15,4 bilhões; 29% da dívida (R\$ 10 bilhões) é com a própria Eletrobras e partes relacionadas e 5% (R\$ 1,6 bilhão) é relacionado a fundos setoriais (CCC), tendo a Eletrobras como garantidora. Apenas 19% das dívidas é com outros fornecedores e demais passivos, tais como processos judiciais e questões tributárias (R\$ 6,3 bilhões).

204. Portanto, as principais fontes de endividamento (com a holding, outras partes relacionadas, com a Petrobras e com fundos setoriais) serão abordadas e detalhadas separadamente nesse documento.

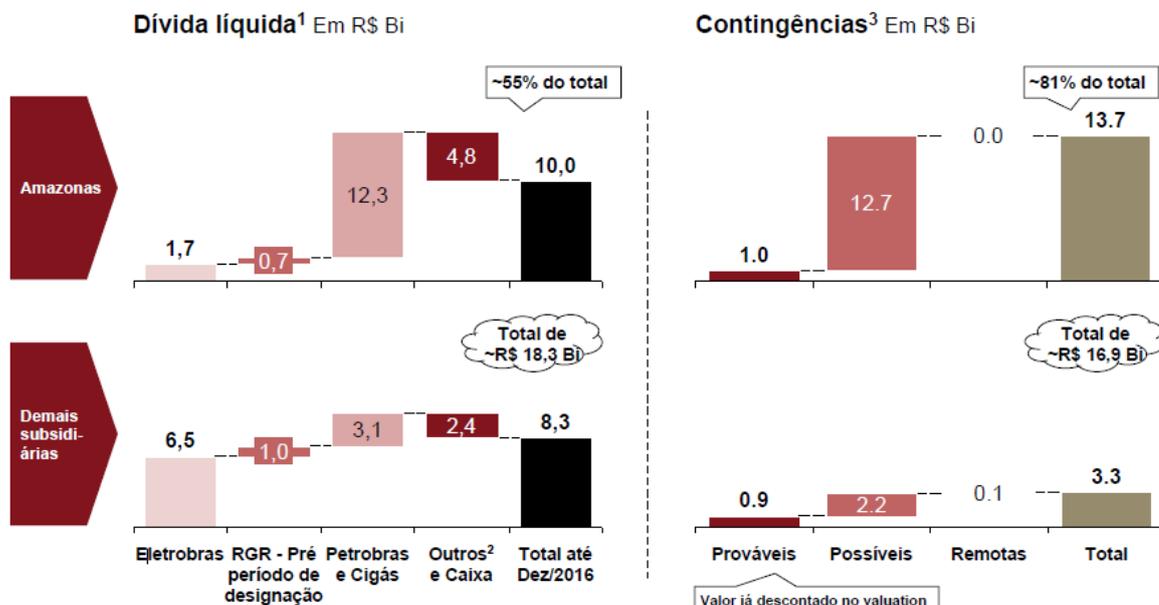
205. Não obstante, nos cálculos do equity value das empresas para a desestatização foram utilizadas as dívidas líquidas das empresas.

206. O conceito de Endividamento Líquido não está previsto nas práticas contábeis adotadas no Brasil, sendo uma definição contratual. Para fins das análises realizadas pelo Serviço B na due diligence contábil-patrimonial, foram considerados, além do endividamento bancário líquido do caixa, outros itens e transações com características de financiamento, tais como (peça 80, p. 21):

- Tributos e contribuições sociais – LP: composto, principalmente, por crédito de ICMS, PIS e COFINS relativos ao custo de compra de combustíveis os quais foram ressarcidos via CCC. Esse valor está 100% provisionado em Obrigações de ressarcimento - LP, não trazendo impacto para o endividamento líquido;
- Direito de ressarcimento - LP: Saldos a receber de CCC, os quais serão utilizados para quitação da dívida com fornecedores vencidos e a vencer; e
- Fornecedores LP: saldo de fornecedores vencido e repactuado, com prazo de vencimento (após repactuação) superior a 12 meses.

207. Os ajustes sugeridos e reportados foram preparados com base em informações e relatórios gerenciais, balancetes contábeis e questionamentos feitos à administração da Empresa.

208. A figura a seguir resume a composição das dívidas líquidas da AmE e das outras cinco empresas agregadas.



1) Em Dezembro/2016 (exclui RGR do período de designação)
 2) Inclui outros ativos e passivos (ex.: Fornecedores, outras instituições financeiras, CCC etc.)
 3) Em Dezembro/2016 (assume R\$ 130M como valor de contingência provável do Plano Bresser para a Ceal e não considera valores já provisionados de R\$ 2,1 Bi)
 Fonte: Due Diligence, Consórcio Mais Energia B

Figura 3: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 65, p.13).

209. Esse quadro de elevado endividamento vem se agravando ao longo dos anos de concessão, conforme é possível observar das figuras a seguir, que trazem dados das Demonstrações Financeiras dos últimos anos das seis distribuidoras (peça 70).

210. A Figura 4 traz o montante de dívidas referentes a financiamentos e empréstimos, sendo quase a totalidade junto à Eletrobras Holding, e a Figura 5 o montante de dívidas referentes a fornecedores.

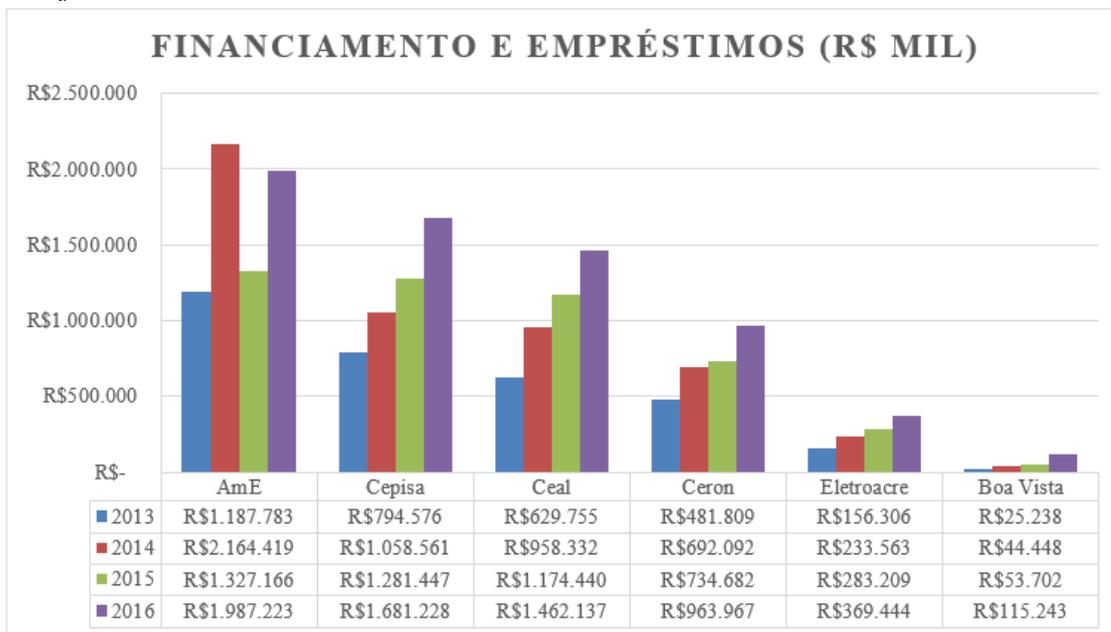


Figura 4: Montante de dívidas referentes a financiamentos e empréstimos (Fonte: elaboração própria a partir de dados da peça 70, p. 4-6).

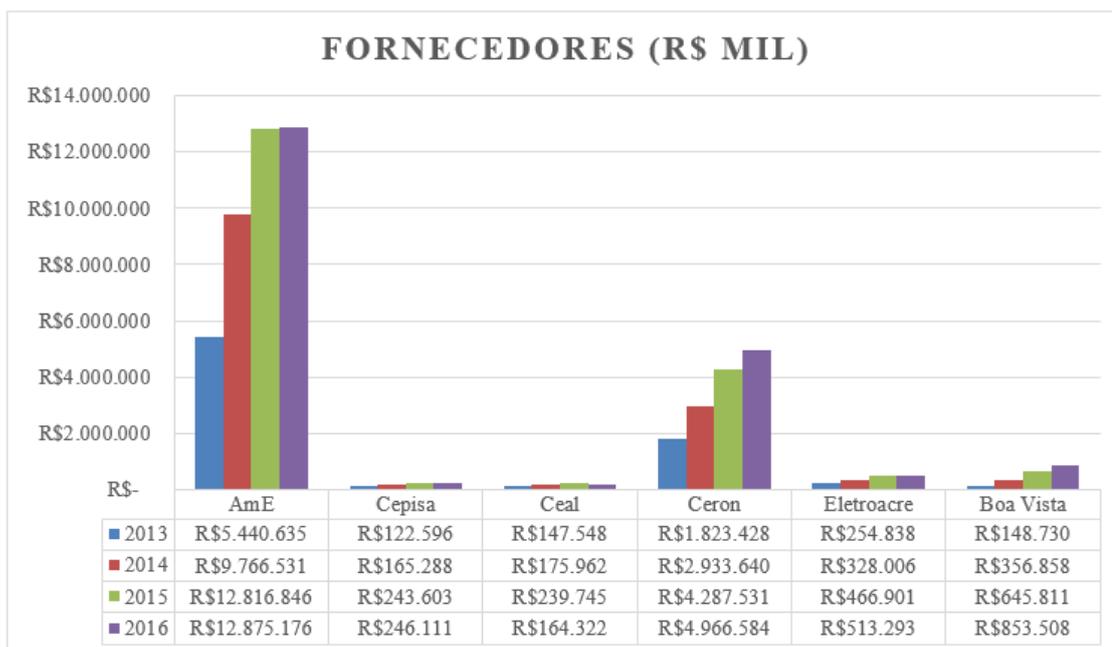


Figura 5: Montante de dívidas referentes a fornecedores (Fonte: elaboração própria a partir de dados da peça 70, p. 4-6).

211. Dos números apresentados, percebe-se que o endividamento das companhias vem apresentando crescimento contínuo, não sendo o endividamento tratado na data-base dos estudos aqui analisados, de 31 de dezembro de 2016, discrepante em relação aos anos anteriores.

212. No próximo tópico, detalham-se os elevados passivos das seis distribuidoras subsidiárias da Eletrobras, decorrentes da situação detalhada nas seções anteriores.

1.4.1. CCC

213. Pelas regras do setor elétrico nacional, a geração de energia elétrica no sistema isolado, ou seja, aquele que não está interligado ao resto do sistema elétrico através do Sistema Interligado Nacional (SIN), por ser mais custosa do que a geração do restante do País, já que depende em grande medida de geração termelétrica, faz jus a um subsídio pago pelos consumidores do sistema interligado nacional, denominado Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

214. Atualmente, existem 246 localidades isoladas no Brasil, onde vivem cerca de 760 mil consumidores. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista. Entre as capitais, Boa Vista (RR) é a única que ainda é atendida por um sistema isolado.

215. As distribuidoras que operam nas regiões do sistema isolado compram energia mais cara que a média das demais distribuidoras e depois são ressarcidas pela CCC até o montante que o custo da energia se iguale ao valor médio do restante do País (ACR médio).

216. 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.

217. Dessa forma, há a possibilidade de que a Eletroacre, Boa Vista, Ceron e AmE tenham valores apropriados dos fundos setoriais entre 2009 e 2016, referentes à 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.

218. Isso se deve pelo entendimento da Aneel de que parte dos valores gastos com a compra de energia por estas distribuidoras não faz jus ao subsídio da CCC. Essa energia foi comprada, em grande parte, com a Petrobras, o que conduziu a vultuosos valores de dívidas entre essas empresas e a Petrobras.

219. Parte da dívida dessas distribuidoras com a Petrobras (e BR Distribuidora) estão negociados em contratos de confissão de dívida (CCD) que têm como lastro os recebíveis da CCC. A decisão da Aneel pode impactar diretamente nesses contratos de CCDs firmados entre o Fundo CDE/CCC e as distribuidoras.

220. 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.

221. Em relação às obrigações de ressarcimento junto a CCC, apontadas nos dados da Eletrobras (R\$ 4,2 bilhões), importante informar que é apenas uma previsão dada pela Agência provisionada pela Eletrobras (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Nos estudos contratados pelo BNDES, como ainda não há decisão final pela Aneel, os valores constam como créditos esperados (ressarcimento) da CCC, no valor de cerca de R\$ 8,5 bilhões.

222. Os valores relativos à CCC que aparecem nos balanços das empresas nos estudos para o leilão (dez/2016) como passivo, cerca de R\$ 1,6 bilhão, se referem a obrigações de ressarcimento ao fundo em função de impostos (ICMS, PIS/CONFINS), conforme disposto no art. 3º, § 8º, da Lei 12.111/2009, que determina que 'no caso de efetivo aproveitamento de créditos tributários referentes a valores reembolsados pela CCC, o agente deverá ressarcir a este mecanismo o montante integral do crédito tributário aproveitado'.

223. 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 8).

Tabela 8: 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\$ 4,2 bilhões

Fonte: Estudos de Avaliação Econômico-Financeira, peça 9.

224. Se confirmada a glosa pela Aneel, o que hoje é um ativo de R\$ 8,5 bilhões nas distribuidoras, passará a ser um passivo de R\$ 4,2 bilhões, ou seja, o impacto será de aumento da dívida líquida em R\$ 12,7 bilhões. A companhia mais impactada é a Amazonas Energia que, em tese, teria a receber de R\$ 4 bilhões do fundo CCC, mas, na verdade, poderá ter que ressarcir R\$ 3 bilhões ao fundo.

225. Essa possível glosa se deve ao fato de a Eletrobras holding, como gestora dos fundos setoriais CDE e CCC até o ano de 2016, ter transferido às suas subsidiárias ressarcimento de valores gastos com a compra de energia nos sistemas isolados (nos estados do Amazonas, Roraima, Rondônia e Acre) além do que seria eficiente de acordo com a regulação e sem comprovantes necessários.

226. De acordo com a Aneel, através da NT 10/2016-SRG/Aneel (peça 64, p. 8):
 Ao se debruçar sobre essa questão, conclui-se que a **gestão da Eletrobras em relação ao Fundo CCC tem sido marcada por uma evidente falta de recursos adequados para tratar do tema**, fato este agravado, em alguma medida, pelo atual modelo de governança desse processo que impõe à **Gestora do Fundo processar o reembolso do benefício para empresas controladas pela própria Gestora**. Ou seja, além da gestão da CCC consumir recursos internos da Eletrobras (não gerando lucro como outras atividades da empresa), tendo em vista o atual desenho institucional de governança e por se tratar de um subsídio

pago pelos consumidores de todo o país, não há estímulos nem para que as subsidiárias da holding atuem com a devida eficiência, nem para que a holding aplique rigor nas regras contra as atuações ineficientes das suas subsidiárias. Por fim, constata-se que o cerne da questão está no desenho da governança setorial, sendo as atuações da holding e das subsidiárias um reflexo disso (grifos acrescentados).

227. *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.*

228. *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.*

229. *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.*

230. *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.*

231. *A 170ª Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Eletrobras, ocorrida em 8/2/2018, aprovou a venda das seis distribuidoras da empresa e, na ocasião, decidiu assumir as dívidas dessas subsidiárias, no montante total de R\$ 11,2 bilhões, conforme franqueado 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 20/2017, com redação dada pela Resolução CPPI 20/2017, no montante de R\$ 8,477 bilhões.*

232. *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.*

233. *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.*

234. *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.*

235. *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.*

236. *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.*

237. *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 nesta instrução, seria mais oneroso para a Empresa.*

238. *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).

239. 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.

240. 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.

241. 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.

1.4.2. Petrobras (BR Distribuidora) e Cigás

242. No que tange ao estoque de dívidas das subsidiárias de distribuição da Eletrobras com a Petrobras, principalmente com a BR Distribuidora, e a Cigás, Companhia de gás do Amazonas, as distribuidoras Amazonas Energia, Boa Vista, Eletroacre e Ceron vêm ao longo dos anos atrasando pagamentos com os fornecedores de combustível para geração termelétrica: óleo e gás natural.

243. A dívida começa a existir a partir da resolução da Aneel 347/2009, e posteriormente pela Resolução 427/2011, que, ao regulamentar a Lei 12.111/2009, impõe regras limitando o reembolso pela CCC às termelétricas a um determinado preço de referência dos combustíveis. Assim, as distribuidoras passaram a efetuar pagamentos menores aos fornecedores de combustível (BR Distribuidora e Cigás).

244. A partir da mudança na legislação, seja pela limitação trazida pela Resolução Normativa/Aneel 347/2009 ou pelo atraso na regulamentação da Lei 12.111/2009, houve um aumento significativo na inadimplência junto a esses fornecedores.

245. Ademais, com a edição da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, conversão da Medida Provisória 579/2012, ficou estabelecido que o provimento à CCC seria feito pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Entretanto, os recursos provenientes da CCC/CDE não foram suficientes para cobrir os gastos dessas distribuidoras com a energia no sistema isolado. Diante disso, houve um acúmulo crescente dos débitos vencidos dado que as distribuidoras não tiveram condições financeiras de realizar o pagamento do combustível comprado à Petrobras, BR Distribuidora e Cigás elevando consideravelmente a dívida de gás e óleo dessas empresas nos últimos anos.

246. A dívida da AmE, Boa Vista Energia, Eletroacre e Ceron com a Petrobras e BR Distribuidora atinge R\$ 15,8 bilhões (peça 25, dado de agosto de 2017). Desse total, R\$ 10,7 bilhões estão negociados em contratos de confissão de dívida (CCD) firmados com a Petrobras, BR Distribuidora e a Cigás, assinados em 2014, e R\$ 5,1 bilhões é de dívida em aberto (peça 25, p. 437).

Tabela 9: Dívida das distribuidoras com a Petrobras/ BR (R\$ mil)

Distribuidora	Dívida CCD Firmados	Dívida em Aberto	Total
Amazonas Energia	-9.022.500,00	-3.449.800,00	-12.472.300,00
Ceron	-1.241.500,00	-1.305.100,00	-2.546.600,00
Eletroacre	-301.600,00	-160.200,00	-461.800,00
Boa Vista	-162.700,00	-172.600,00	-335.300,00
Total	-10.728.300,00	-5.087.700,00	-15.816.000,00

Fonte: peça 25, p. 438.

247. A NT Aneel 10/2016-SRG/Aneel (peça 64, p. 8) apresenta valores referentes a janeiro de 2016, mas que se coadunam com os apontados nos estudos e nas demonstrações da Eletrobras: valor ainda pendente de reembolso igual a R\$ 5,3 bilhões e obrigações pendentes solicitadas pela Eletrobras em função dos CCDs de R\$ 9,5 bilhões. Ressalta-se que a Eletrobras Holding figura como garantidora dessas dívidas (peça 25, p. 432).

248. A principal devedora dentre as distribuidoras é a Amazonas Energia. Auditoria operacional recente do Tribunal (TC 021.469/2016-4) na AmE, no âmbito de uma fiscalização de orientação centralizada (FOC) realizada em 2016, destacou as dívidas da empresa devido ao fornecimento de combustível pela Petrobras e Cigás. Ressalta-se a conclusão do relatório (Acórdão 813/2017-Plenário-TCU):

31. A equipe de fiscalização verificou que, em junho de 2016, o passivo circulante e o não circulante da AmE alcançou cerca de R\$ 7,8 bilhões e R\$ 13,1 bilhões, respectivamente, sendo que, quando da conclusão da auditoria, 57% do circulante estava vencido a mais de sessenta dias.

32. Foi verificado que no passivo circulante, as maiores dívidas dizem respeito à **aquisição de combustível para a geração de energia** (R\$ 5 bilhões, aproximadamente) e ao **parcelamento de débitos com a Petrobras** (cerca de R\$ 800 milhões).

33. Em relação ao passivo não circulante, as maiores dívidas são relacionadas ao parcelamento de **débitos junto à Petrobras** (R\$ 7,9 bilhões), à obrigação de **ressarcimento da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC** (R\$ 2,2 bilhões), e **empréstimos com a Eletrobras** (R\$ 1,2 bilhão). (grifos acrescidos)

249. Os valores apontados no TC 021.469/2016-4 se referem a junho de 2016, quando as informações trazidas nos estudos são de dezembro de 2016 e dados mais atuais da Eletrobras de junho de 2017. No entanto, não há grande modificação da situação da AmE perante a Petrobras. Em junho de 2016, o TCU apurou passivo circulante com a Petrobras e Cigás de R\$ 5,8 bilhões e no passivo não circulante R\$ 7,9 bilhões; somando R\$ 13,7 bilhões.

250. Como apontado no TC 021.469/2016-4 (peça 63, p. 42-43):

219. Um dos resultados dessa situação, segundo a holding, foi o acúmulo de débitos das distribuidoras da Eletrobras junto a fornecedores de combustível e gás, especialmente a Petrobras e BR Distribuidora. De acordo com as informações, essa dívida foi objeto inicialmente de negociações para firmar Contratos de Confissão de Dívida (CCDs) que, **em 30/11/2014, somavam R\$ 8,6 bilhões.**

220. No entanto, a continuidade da situação de irregularidade nos repasses da CCC levou ao registro de **nova dívida das distribuidoras com a Petrobras, que até 31/8/2016 já alcançava o valor de R\$ 6,1 bilhões**, débito este que estava em tratativas para negociação de pagamento parcelado em condições similares ao primeiro CCD. (grifos acrescidos)

251. A tabela a seguir traz dado enviado pela Aneel (peça 64, p. 6), demonstrando os valores das dívidas em janeiro de 2016.

Tabela 10: Composição dos CCDs (jan/2016)

	1º CCD	2º CCD	3º CCD	TOTAL CCDs	Outras obrigações pendentes	TOTAL
AmE	3.101.476.231,00	1.694.272.320,00	1.858.846.402,81	6.654.594.953,81	-	-
CERON	1.027.373.669,00	462.627.654,00	562.373.780,39	2.052.375.103,39	-	-
Boa Vista	69.364.383,00	44.816.141,00	73.620.625,68	187.801.149,68	-	-
Eletroacre	61.343.696,00	94.407.876,00	66.122.968,50	221.874.540,50	-	-
Total CCDs	4.259.557.979,00	2.296.123.991,00	2.560.963.777,38	9.116.645.747,38	-	-
Pago em 2015	1º CCD			707.755.807,70	-	-
	2º CCD			347.573.634,64	-	-
Saldo				8.061.316.305,04	1.399.027.897,01	9.460.344.202,05

Fonte: peça 64, p. 6.

252. Ainda, no âmbito do TC 004.981/2011-1 (ainda não julgado), que realizou auditoria na BR Distribuidora, são demonstrados os recebíveis que a BR Distribuidora (Petrobras) tem perante as distribuidoras da Eletrobras. Os resultados da auditoria mostram a dívida do ponto de vista da BR Distribuidora, e apresentam os valores, por ano, demonstrando que, a partir de junho de 2013, a dívida, então no valor de R\$ 2,7 bilhões, cresceu em patamares não verificados anteriormente, culminando com o valor de R\$ 9,9 bilhões, em 2015.

253. As Demonstrações Contábeis da Petrobras com data base de dezembro 2016 trazem as informações de contas a receber relativas ao setor elétrico. Na figura a seguir, é apresentado o subtotal relacionado às distribuidoras da Eletrobras: R\$ 9,6 bilhões em dezembro de 2016.

	Consolidado							31.12.2016
	31.12.2015	Faturamentos	Recebimentos	Transferências(*)	Constituição, líquida de reversão	Transferências(*)	Atualização Monetária	
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)								
AME(**)	7.793	1.707	(2.513)	2.445	(1.070)	(1.255)	958	8.065
Ceron(***)	1.111	175	(237)	-	-	-	152	1.201
Outros	302	319	(347)	-	(9)	-	48	313
Subtotal	9.206	2.201	(3.097)	2.445	(1.079)	(1.255)	1.158	9.579
Terceiros								
Cigás	558	2.321	(1.069)	(2.445)	(153)	1.255	1	468
Outros	168	1.123	(1.274)	-	(10)	-	8	15
Subtotal	726	3.444	(2.343)	(2.445)	(163)	1.255	9	483
Contas a receber líquido	9.932	5.645	(5.440)	-	(1.242)	-	1.167	10.062
Contas a receber - Sistema Eletrobras	13.335	2.201	(3.097)	2.445	-	-	1.158	16.042
(-) PCLD	(4.129)	-	-	-	(1.079)	(1.255)	-	(6.463)
Subtotal	9.206	2.201	(3.097)	2.445	(1.079)	(1.255)	1.158	9.579
Contas a receber - Terceiros	3.018	3.444	(2.343)	(2.445)	-	-	9	1.683
(-) PCLD	(2.292)	-	-	-	(163)	1.255	-	(1.200)
Subtotal	726	3.444	(2.343)	(2.445)	(163)	1.255	9	483
Total de contas a receber	16.353	5.645	(5.440)	-	-	-	1.167	17.725
(-) PCLD	(6.421)	-	-	-	(1.242)	-	-	(7.663)
Contas a receber líquido	9.932	5.645	(5.440)	-	(1.242)	-	1.167	10.062

(*) Transferência de recebíveis vencidos da Cigás para AME, conforme previsto no contrato comercial de compra e venda de gás natural (contratos upstream e downstream) entre Petrobras, Cigás e AME.
 (**) Amazonas Distribuidora de Energia
 (***) Centrais Elétricas do Norte

Figura 6: Petrobras – Contas a receber da Eletrobras (Fonte: peça 157, p. 33).

254. A Petrobras divulgou fato relevante ao mercado (peça 159), em que comunicou que seu Conselho de Administração aprovou a reestruturação societária da BR Distribuidora, implicando operação societária de cisão parcial da BR, que consiste na separação dos recebíveis detidos pela BR decorrentes de Contratos de Confissão de Dívida (CCDs) com o Sistema Eletrobras.

255. Portanto, o que consta do informe da Petrobras é apenas a parte relativa aos CCDs, ficando ainda com a BR Distribuidora os passivos não firmados em contratos.

256. A figura a seguir apresenta parte das demonstrações contábeis da BR Distribuidora de dezembro de 2016, constando valor de contas a receber da Eletrobras em R\$ 6,2

bilhões.

	Saldo em 31 de dezembro de 2015			PECLD		Atualização Monetária	Saldo em 31 de dezembro de 2016
	Faturamento	Recebimentos		Constituição	Reversão		
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)							
Amazonas Distribuidora de Energia	4.499	1.577	(1.655)	(388)	23	596	4.652
Centrais Elétricas de Rondônia - CERON	1.047	175	(233)	(6)	6	152	1.141
Centrais Elétricas do Norte - ELETRONORTE	4	4	(8)	-	-	-	-
Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	125	175	(193)	(49)	41	37	136
Eletrobras Roraima (Boa Vista Energia S.A.)	132	133	(134)	(39)	22	21	135
Contas a receber líquido do Sistema Eletrobras	5.807	2.064	(2.223)	(482)	92	806	6.064
Partes relacionadas (Sistema Petrobras)							
Breitener Jaraqui	49	3	(2)	-	-	-	50
Breitener Tambaqui	23	4	(4)	-	-	-	23
Mansueta	13	25	(36)	-	-	-	2
Contas a Receber líquido do Sistema Petrobras	85	32	(42)	-	-	-	75
Terceiros							
Alcoa World Alumina Brasil LTDA	22	113	(122)	-	-	-	13
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	97	380	(422)	(164)	109	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses - CEMAT	1	12	(12)	-	-	-	1
Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	-	3	(8)	(78)	73	10	-
Cia de Energia de Pernambuco - CELPE	-	13	(13)	-	-	-	-
Cia de Energia de Roraima - CER	-	20	(20)	-	-	-	-
Geradora de Energia do Amazonas - GERA	2	24	(35)	-	9	-	-
Rio Amazonas Energia - RAESA	-	27	(55)	-	28	-	-
Contas a Receber líquido Terceiros	122	592	(687)	(242)	219	10	14
Total do contas a receber líquido	6.014	2.688	(2.952)	(724)	311	816	6.153
Contas a Receber do Sistema Eletrobras	8.443	2.064	(2.223)	-	-	806	9.090
(-) PECLD	(2.636)	-	-	(482)	92	-	(3.026)
Total do contas a receber líquido do Sistema Eletrobras	5.807	2.064	(2.223)	(482)	92	806	6.064
Contas a Receber do Sistema Petrobras	85	32	(42)	-	-	-	75
(-) PECLD	-	-	-	-	-	-	-
Total do contas a receber líquido do Sistema Petrobras	85	32	(42)	-	-	-	75
Contas a Receber de terceiros	1.216	592	(687)	-	-	10	1.131
(-) PECLD	(1.094)	-	-	(242)	219	-	(1.117)
Total do contas a receber líquido de Terceiros	122	592	(687)	(242)	219	10	14
Total do contas a receber	9.744	2.688	(2.952)	-	-	816	10.296
(-) PECLD	(3.730)	-	-	(724)	311	-	(4.143)
Total do contas a receber líquido	6.014	2.688	(2.952)	(724)	311	816	6.153

Figura 7: Petrobras Distribuidora – Contas a receber da Eletrobras (Fonte: peça 159, p. 70)

257. O Balanço Patrimonial da Cigás de dezembro de 2016 também demonstra a dívida da Amazonas Energia (AmE) com a Empresa: R\$ 3,2 bilhões referente ao CCD e R\$ 2 bilhões que não estão cobertas por CCD.

5. CONTAS A RECEBER		
	Saldo em 31/12/2016	Saldo em 31/12/2015
Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - CCD (a)	3.233.703	3.471.383
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	1.998.031	936.668
Breitener Tambaqui S.A.	46.051	39.668
Outros	2.834	3.655
Total	5.280.619	4.451.374
Circulante	2.238.855	1.232.755
Não circulante	3.041.764	3.218.619
Total	5.280.619	4.451.374

(a) Conforme mencionado na Nota Explicativa no 5.1, os valores a receber relativos ao Acordo de Confissão de Dívida, celebrado entre a Petrobras e a Amazonas Energia, com a intervenção da Eletrobras, foram classificados como ativo não circulante correspondente às parcelas 36a à 120a, a vencer de janeiro/2018 a janeiro/2025. O saldo do contas a receber está representado pela seguinte composição por idade de vencimento.

Clientes	aging vencido (dias)					Total
	A vencer	0 a 30	31 a 60	61 a 90	acima de 90	
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	273.418	144.625	48.122	350.477	1.456.318	2.272.960
Confissao de dívida - CCD	2.945.201	13.573	-	-	-	2.958.775
Breitener Tambaqui S.A.	-	571	389	453	44.638	46.051
Outros	699	2.059	-	-	76	2.834
Total	3.219.318	160.828	48.511	350.930	1.501.031	5.280.619

Figura 8: Cigás – Contas a receber da Eletrobras (Fonte: peça 156, p. 2).

258. Importante destacar que, nos CCDs firmado em 2014 entre a Petrobras e a Amazonas Distribuidora, com interveniência da Eletrobras, os créditos da Cigás junto à Amazonas Energia, já foram cedidos à Petrobras, e são pagos diretamente pela Amazonas Energia à Petrobras.

259. Assim, considerados os valores dos balanços da Petrobras (Holding), Cigás e BR Distribuidora, em dezembro de 2016, os passivos da Eletrobras somam aproximadamente R\$ 15,5 bilhões, valor condizente aos apresentados pelos estudos e pela própria Eletrobras.

1.4.3. Dívida com a Holding (e partes relacionadas)

260. A fiscalização de orientação centralizada realizada pelo Tribunal (TC 021.678/2016-2) também abordou a questão das dívidas da Empresas de Distribuição de Energia (EDEs) com sua Controladora (Eletrobras).

261. A tabela a seguir traz dados de 2014 e 2015 indicando os totais desses passivos.

Tabela 11: Dívida líquida das EDEs com a Eletrobras em 2014 e 2015

ANO/EDE	ACRE	ALAGOAS	AMAZONAS	PIAUI	RONDÔNIA	RORAIMA
2014	209,07	941,91	2,101,81	1.032,12	669,02	37,16
2015	264,71	1.132,30	1.141,79	1.272,10	679,13	50,02

Fonte: TC 021.678/2016-2, peça 63, p. 8.

262. À época da FOC (2015), os montantes chegavam a R\$ 4,5 bilhões, enquanto dados da Eletrobras (peça 25) trazem o valor de R\$ 5,5 bilhões relativos a junho de 2017, apenas referentes a empréstimos de recursos ordinários e AFAC. Dado o cenário de prejuízos operacionais que essas empresas apresentaram em 2015 e 2016, o cenário de endividamento das distribuidoras com sua controladora teve continuidade, chegando aos montantes apresentados nos estudos.

263. Conforme Informação Técnica Conjunta da Eletrobras (peça 25, p. 420), foram realizados aportes pela Eletrobras em suas distribuidoras no valor de aproximadamente R\$ 22,9 bilhões (valores corrigidos pela SELIC até jun/17) desde o ano 2000.

Tabela 12: Aporte de recursos da Eletrobras nas distribuidoras

Empresas	Histórico	Atualizado SELIC
Amazonas Energia	R\$ 2.688.321.197,10	R\$ 7.159.690.493,17
Boa Vista Energia	R\$ 80.089.295,37	R\$ 87.058.647,95
Ceal	R\$ 860.153.755,76	R\$ 2.610.616.440,89
Cepisa	R\$ 1.536.692.720,96	R\$ 5.267.936.674,59
Ceron	R\$ 1.655.015.610,24	R\$ 6.531.674.654,86
Eletoacre	R\$ 392.140.618,49	R\$ 1.230.955.731,94
TOTAL	R\$ 7.212.413.197,92	R\$ 22.887.932.643,40

Fonte: peça 25, p. 420.

264. Segue figura com os créditos que a Eletrobras Holding tem a receber de suas subsidiárias de distribuição, retratados nas demonstrações financeiras da Eletrobras de dezembro de 2016, que totalizam R\$ 7,3 bilhões.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2016		RESULTADO	31/12/2015		RESULTADO
		ATIVO	PASSIVO		ATIVO	PASSIVO	
Amazonas Energia - D	Empréstimos e financiamentos	1.991.981	-	-	1.327.167	-	-
	Outros ativos	12.635	-	-	138.713	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	117.446	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	385.220	-	-	235.020
		2.122.062	-	385.220	1.465.879	-	235.020
ED ALAGOAS	Empréstimos e financiamentos	1.457.930	-	-	1.166.748	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	159.155	-	-	8.307	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1.652	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	190.526	-	-	139.861
		1.617.085	-	190.526	1.176.707	-	139.861
ED PIAUÍ	Empréstimos e financiamentos	1.639.734	-	-	1.224.315	-	-
	Outros ativos	-	-	-	37	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	295.402	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	213.157	-	-	158.746
		1.935.136	-	213.157	1.224.352	-	158.746
ED RONDÔNIA	Empréstimos e financiamentos	965.389	-	-	739.481	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	245	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1.611	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	115.197	-	-	98.496
		965.389	-	115.197	741.337	-	98.496
ELETOACRE	Empréstimos e financiamentos	370.511	-	-	283.014	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	69.462	-	-	12.787	-	-
	Outros ativos	-	-	-	809	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	47.385	-	-	36.938
		439.973	-	47.385	296.610	-	36.938
ED RORAIMA	Empréstimos e financiamentos	115.692	-	-	54.419	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	80.089	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	7	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	9.586	-	-	7.291
		195.781	-	9.586	54.426	-	7.291

Figura 9: Créditos da Eletrobras com as suas subsidiárias de distribuição (peça 158, p. 350-351)

265. Essa dívida se refere a Recursos Ordinários (RO), Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (AFAC), repasses de recursos do BIRD, e recursos advindos do fundo de Reserva

Global de Reversão (RGR).

266. *Os ROs e AFACs são operações de crédito contratados junto à Eletrobras para cobertura de déficit operacional como: compra de energia de curto prazo, refinanciamento de dívidas, programa de demissão voluntária, etc, e são atualizados monetariamente pela taxa SELIC.*

267. *Ainda, existe R\$ 3,5 bilhões de dívidas com outras partes relacionadas, tais como Eletronorte e Chesf, R\$ 571 milhões de empréstimos do BIRD e R\$ 468 milhões de RGR antes do período de designação.*

268. *O recurso oriundo do BIRD tem como finalidade a cobertura de custos do projeto denominado 'Projeto de Melhoria da Performance Operacional e Financeira das Empresas de Distribuição – Projeto Energia +’.*

269. *A Conta de Reserva Global de Reversão financia projetos de melhoria e expansão para empresas do setor energético e, até 2016, era gerida pela Eletrobras.*

270. *Na seção II, serão apresentados dados mais aprofundados do endividamento bruto (total dos passivos onerosos) por distribuidora. As informações constam dos estudos contratados pelo BNDES para a privatização das Companhias (peça 9), com data base de dezembro de 2016, bem como das demonstrações contábeis das empresas (peças 149 a 155).*

I.5. Contingências

271. *As contingências, tipo de classificação e valores, são oriundas das diligências jurídica, contábil-patrimonial e ambiental e podem ser classificadas quanto ao objeto ao qual se referem: contencioso, tributário, trabalhista ou atuarial.*

272. *Há três tipos de contingência, de acordo com sua probabilidade de perda dos valores envolvidos e, conseqüentemente, incorporação no processo de valuation, conforme listado abaixo:*

a) *Prováveis:*

- *Alto risco de perda do valor envolvido nos processos judiciais e administrativos; e*
- *Usualmente precificadas em valuations, reduzindo o valor do equity.*

b) *Possíveis:*

- *Potencial risco de perda do valor envolvido nos processos judiciais e administrativos; e*
- *Usualmente não precificadas em valuations, sendo eventualmente tratadas em negociações específicas entre as partes vendedora e compradora.*

c) *Remotas:*

- *Baixo risco de perda dos valores envolvidos nos processos judiciais e administrativos; e*
- *Usualmente não precificadas em valuations.*

273. *As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam relativamente a sua probabilidade de ocorrência conforme a tabela abaixo.*

Tabela 13: Classificação por probabilidade e valores das contingências

<i>Contingências (R\$ milhões)</i>	<i>Ame</i>	<i>Boa Vista</i>	<i>Ceal</i>	<i>Cepisa</i>	<i>Ceron</i>	<i>Eletoacre</i>
<i>Provável</i>	<i>(R\$1.156,51)</i>	<i>(R\$ 5,04)</i>	<i>(R\$ 1.412,40)</i>	<i>(R\$ 145,08)</i>	<i>(R\$ 538,96)</i>	<i>(R\$ 224,65)</i>
<i>Possível</i>	<i>(R\$ 12.703,13)</i>	<i>(R\$ 91,09)</i>	<i>(R\$ 603,18)</i>	<i>(R\$ 239,12)</i>	<i>(R\$ 971,22)</i>	<i>(R\$ 319,85)</i>
<i>Remoto</i>				<i>(R\$ 16,01)</i>	<i>(R\$ 64,14)</i>	

Fonte: Estudos – peças 79, 90, 101, 112, 123 e 134.

274. *Para fins de apuração das Contingências, foram realizadas as due diligence nas frentes jurídica, tributária/trabalhista (incluindo previdenciária), ambiental e atuarial.*

275. *A due diligence jurídica teve por objetivo identificar a situação legal das*

distribuidoras e os principais riscos legais que pudessem afetar, materialmente, o patrimônio líquido das empresas. Foram consideradas as seguintes áreas: Regulatória, Societária, Contratual (incluindo contratos financeiros), Propriedade Intelectual, Seguros, Imobiliária e Contencioso (judicial e administrativo).

276. Devido ao grande volume de processos, adotou-se como critério de materialidade para a análise individual aqueles que continham valores de causa ou valores envolvidos (em condenação) acima de R\$ 5 milhões para a AmE, e de R\$ 2 milhões para as demais (peça 70, p. 60).

277. Foram sugeridos ajustes para processos com risco de perda provável que não estavam provisionados nos balanços das distribuidoras, ou ainda, provisionados à menor ou a maior.

278. A due diligence tributária e trabalhista teve por objetivo a revisão dos procedimentos fiscais, trabalhista e previdenciário adotados nos últimos 2 anos (ano base 2015 e 2016) com foco na identificação de potenciais contingências não materializadas.

279. A due diligence ambiental buscou avaliar os principais aspectos ambientais e sociais das distribuidoras, frente à legislação aplicável, a análise da gestão ambiental e social de tais aspectos e a identificação de eventuais deficiências e situações que possam resultar em riscos e custos significativos às Companhias. Foram analisados os seguintes temas: resíduos sólidos, PCB/ascarel, ruído, emissões atmosféricas, efluentes, recursos hídricos, áreas de preservação permanente, supressão vegetal, prestadores de serviço, acidentes ambientais, passivos ambientais, invasões de faixa de servidão, conflitos com populações indígenas, práticas de engajamento e diálogo com as populações do entorno, autuações, multas e termos de ajuste de conduta.

280. Por fim, a due diligence atuarial fez análise das premissas atuariais utilizadas nos planos de benefícios pós-emprego de acordo com aspectos regulatórios e benchmarks de mercado, recálculo da provisão matemática contabilizada pelas empresas de acordo com os critérios estabelecidos pelo CPC 33 RI e análise da situação dos fundos de previdência complementar dos empregados e outros aspectos que pudessem gerar algum tipo de ajuste relevante nas provisões do plano.

281. Na Tabela 14 são apresentadas as contingências prováveis, ou seja, aquelas que foram utilizadas no cálculo do valuation das empresas, de acordo com a sua origem ou objeto. A consideração desse tipo de contingência nas demonstrações contábeis é prática usual em balanços.

Tabela 14: Classificação por origem e valores das contingências prováveis

Contingências Prováveis (R\$ milhões)	Amazonas	Boa Vista	Ceal	Cepisa	Ceron	Eletroacre
BNDES	(R\$ 975)	R\$ 1,3	(R\$ 1.385)	(R\$ 104)	(R\$ 501)	(R\$ 216)
Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)	(R\$ 603,1)	-	(R\$ 22,7)	(R\$ 53,3)	(R\$ 367,7)	(R\$ 77,9)
Contingências Jurídicas (R\$)	(R\$ 373,2)	R\$ 0,85	(R\$ 1.364,6)	(R\$ 51,0)	(R\$ 132,8)	(R\$ 138,4)
Ajustes Atuariais (R\$)	R\$ 0,45	R\$ 0,45	R\$ 1,9			
Adequações Ambientais (R\$)	(R\$ 184,5)	(R\$ 6,3)	(R\$ 29,6)	(R\$ 40,9)	(R\$ 38,7)	(R\$ 8,4)
Contingências prováveis +	(R\$ 1.156,51)	(R\$ 5,04)	(R\$ 1.412,40)	(R\$ 145,08)	(R\$ 538,96)	(R\$ 224,65)

Adequações Ambientais

Fonte: Estudos – ‘Relatório de Modelagem da Desestatização’.

282. Da tabela, pode-se notar que as contingências prováveis foram somadas às adequações ambientais propostas pelo relatório de avaliação socioambiental. Trata-se do saneamento e mitigação de questões relacionadas a resíduos sólidos, ruído, emissões atmosféricas, efluentes, recursos hídricos, áreas de preservação permanente, supressão vegetal, prestadores de serviço, acidentes ambientais, passivos ambientais, invasões de faixa de servidão, conflitos com populações indígenas, práticas de engajamento e diálogo com as populações do entorno, autuações, multas e termos de ajuste de conduta.

283. Uma contingência em especial é responsável pela quase totalidade da categoria ‘possível’, trata-se de uma ação civil pública impetrada pela Associação Nacional dos Consumidores - ANDECO contra todas as Concessionárias de Energia Elétrica do país, referente a prevenção e reparação de danos difusos contra consumidores, com pedido de liminar para que as empresas não cobrem nas faturas de energia dos consumidores, as perdas demandadas, mesmo que por rateio, assim como as perdas experimentadas por erro de faturamento ou de medição, furtos e fraudes do período de 2010 a 2014.

284. A ANDECO pleiteia também a anulação de todas as Resoluções da Aneel que permitam a cobrança e a inclusão nas faturas de valores cobrados de perdas não-técnicas e técnicas. O valor da ação é de R\$ 27 bilhões, porém o valor cobrado às empresas da Eletrobrás é:

- a) Amazonas Energia: R\$ 10,9 bilhões.
- b) Boa Vista: R\$ 234,3 milhões.
- c) Ceron: R\$ 2,5 bilhões;
- d) Cepisa: R\$ 3,6 bilhões.
- e) Ceal: R\$3,8 bilhões
- f) Eletroacre: R\$ 501 milhões

285. A autora alega que, inobstante haver autorização da Aneel, a cobrança rateada de valores de perdas não técnicas (fraudes, furtos, erros de medição, faturamento e fornecimento sem medição) é indevida e que, portanto, serão as distribuidoras condenadas a ressarcir aos consumidores regulares, em dobro, os valores cobrados no período de 2010 a 2014, conforme seus respectivos balanços. Pleiteia, ainda, a anulação de todas as Resoluções da Aneel que permitam a cobrança e inclusão nas faturas dos valores cobrados de perdas não técnicas.

286. Como as due diligences consideram a ocorrência como de risco possível, não provável, esse valor não está consubstanciado no equity final das empresas. Tal consideração é baseada no fato de que o processo se encontrava, à época dos estudos, em fase de conhecimento e sem sentença. Ainda, a referida ação representa 73% do valor de contingencias possíveis trazidas na Tabela 13.

287. Importa indicar que nos relatórios de Modelagem de Desestatização, para as distribuidoras Boa Vista, Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre, não estão inseridos os valores de contingencia possível referente a ação da ANDECO nos quadros apresentados (Tabela 13). Tal consideração aumentaria o montante de contingências possíveis em, aproximadamente, R\$8,1 bilhões. No entanto, nos relatórios de Due Diligence Jurídica constam os referidos valores.

II. Da análise individualizada por distribuidora

288. Será evidenciado abaixo o exame do valuation, dívidas e contingências de cada distribuidora, retomando quando necessário as conclusões da evidenciação das análises transversais realizadas nos tópicos precedentes. Para cada distribuidora, far-se-á também uma contextualização histórica e situação atual da qualidade da prestação do serviço, da hígidez e da econômico-financeira da empresa.

289. Esta seção visa atender à manifestação do MPTCU, especialmente, a recomendação de realizar (peça 46, p. 7):

‘análise individualizada da viabilidade das concessões associadas à privatização das respectivas empresas, evidenciando-se a revisão dos números inerentes a cada licitação, a avaliação de razoabilidade das premissas e a demonstração analítica dos balanços, projeções econômico-financeiras e contingências que sustentam a precificação das empresas e das concessões’.

290. O Despacho do Ministro relator (peça 68) determina que tal solicitação seja atendida, de forma segregada na instrução com informações e análises a respeito de cada distribuidora, no que não for uniforme para todas.

291. Dessa forma, serão aqui apresentados os principais dados e resultados das projeções que resultaram nos valores de avaliação das concessões de distribuição de energia elétrica a serem licitadas, realizadas pelos Serviços A e B, contratados pelo BNDES (peça 9), no que é diferente em cada distribuidora.

292. As informações, metodologias, técnicas e premissas de caráter geral foram apresentados nas seções anteriores.

II.1. Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE)

II.1.1. Histórico e caracterização básica da área de concessão

293. A área de concessão da AmE, localizada no estado do Amazonas, região norte do Brasil, possui dimensões continentais: o estado do Amazonas é a maior unidade federativa do País, com uma área de 1.559.159 km², constituindo-se na nona maior subdivisão mundial e com território que é maior do que as áreas somadas de países como França, Espanha e Suécia (peça 83, p. 6).

294. O estado tem quase quatro milhões de habitantes, sendo que 50% da população se encontra na capital Manaus.

295. Em relação ao mercado consumidor, a AmE tem seu mercado representado por consumidores alocados nos níveis da Alta, Média e Baixa Tensão, sendo o último mais expressivo com relação ao número de consumidores (99,7%), mercado (54,4%) e faturamento (59,3%), segundo dados de 2016 (peça 83, p. 7).

296. A seguir, tabela com a evolução do mercado da AmE por classe de consumo entre 2012 e 2016.

Tabela 15: Evolução do mercado consumidor da AmE entre 2012 e 2016.

Classe / Ano	Mercado por Classe Tarifária (MWh)					Taxa de Variação	
	2012*	2013	2014	2015	2016	Período% (2012/2016)	Geométrica% (a.a.)
Residencial	1.508.849	1.737.539	2.000.143	2.152.857	2.187.534	45%	10%
Industrial	1.832.457	1.750.733	1.700.752	1.685.274	1.483.470	-19%	-5%
Comercial	1.140.947	1.215.185	1.268.683	1.354.504	1.342.078	17%	4%
Rural	66.087	74.425	79.599	78.604	79.392	20%	5%
Iluminação Pública	130.483	183.746	177.044	173.061	158.453	21%	5%
Poder Público	487.414	529.166	560.899	629.227	621.990	27%	6%
Serviço Público	213.158	219.721	200.124	176.084	185.467	-13%	-3%
Demais	41.291	63.385	59.644	59.907	21.220	-49%	-15%
TOTAL	5.420.686	5.773.899	6.046.889	6.309.519	6.079.604	12%	3%

Fonte: peça 83, p. 28.

297. O estado do Amazonas é atendido, em parte, pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) compreendendo a capital Manaus e municípios próximos; e por sistemas isolados espalhados por todo o interior do estado.

298. Mesmo estando interconectada ao SIN, cerca de 20% da energia para atendimento à capital e municípios próximos é suprida por termelétricas a gás natural. As usinas conectadas ao sistema permitem maior confiabilidade, minimizando o impacto de eventuais desligamentos das linhas e evitando interrupções generalizadas.

299. *Já o interior do estado do Amazonas é atendido por sistemas isolados. São 61 municípios atendidos por 95 termelétricas, que contam com 573 grupos geradores (em geral, movidos à óleo diesel). Além disso, os portes dos municípios e das centrais geradoras são distintos, variando desde 50kW de potência instalada até 30MW (peça 83, p. 22).*

300. *O Sistema de Distribuição de Alta Tensão do Amazonas é atendido por um único ponto de suprimento, oriundo de Tucuruí, no Pará, por meio de uma linha de transmissão de 1.438 km, em circuito duplo, de 500 kV que chega até a subestação Lechuga, na capital do estado (peça 83, p. 22).*

301. *Em relação aos ativos relacionados à concessão, em que pese a avaliação conduzida pelo Serviço B ter concluído terem boas condições durante as visitas realizadas, foram constatadas subestações com mais de 30 anos de instalação e operação. Em função do obsolescência dos equipamentos em geral, muitas subestações ainda necessitam de operadores para as operações manuais. Também há alimentadores com pouca flexibilidade na transferência de cargas em situações de contingência de operação, devido ao carregamento excessivo. Assim, há necessidade de novas subestações transformadoras e linhas de subtransmissão (peça 83, p. 7).*

302. *O parque termelétrico da AmE apresenta problemas que afetam o fornecimento de energia elétrica para os municípios atendidos no interior da concessão. Há, em áreas rurais do interior, a necessidade de revitalização de ativos em razão dos problemas provocados pela excessiva exposição à umidade. Também há problemas operacionais relacionados ao sistema de baixa tensão, provocados por falha na gestão das cargas conectadas e consumo irregular, provocando queima de transformadores (peça 83, p. 7).*

303. *Auditoria Operacional recente na Amazonas Energia, realizada pela Secex-AM, constatou, principalmente: 'elevado índice de perdas de energia, situação econômico-financeira crítica, índice de inadimplência acima do limite regulatório e índices de qualidade insatisfatórios' (Acórdão 813/2017-TCU-Plenário, de 26/4/2017, peça 143, p. 4).*

304. *Cabe salientar que o nível de perdas de energia no sistema da AmE é extremamente elevado, especialmente em relação ao aspecto comercial das perdas. O patamar Perdas Não Técnicas (PNT) reais está muito acima da meta regulatória, sendo superior a 100% do que se fatura em toda baixa tensão da Companhia.*

305. *No relatório que levou ao Acórdão 813/2017-TCU-Plenário, se demonstrou as várias fiscalizações realizadas pelo TCU na Empresa acerca das PNTs, que conduziram aos Acórdãos: Acórdão 636/2004 – TCU – 1ª Câmara, Acórdão 1.150/2007 – TCU – Plenário, Acórdão 2.627/2008 – TCU – Plenário, Acórdão 43/2011 – TCU – Plenário e Acórdão 1.256/2015 – TCU – Plenário. Da análise de todos esses julgados de auditoria e monitoramentos na Estatal, a equipe de auditoria entendeu que a AmE vem envidando esforços no combate às perdas comerciais sem, no entanto, ter conseguido reverter o quadro de maneira significativa.*

306. *No gráfico é possível perceber a evolução das Perdas Não Técnicas da Amazonas Energia e a comparação das PNT reais com as regulatórias, de 2012 a 2016.*

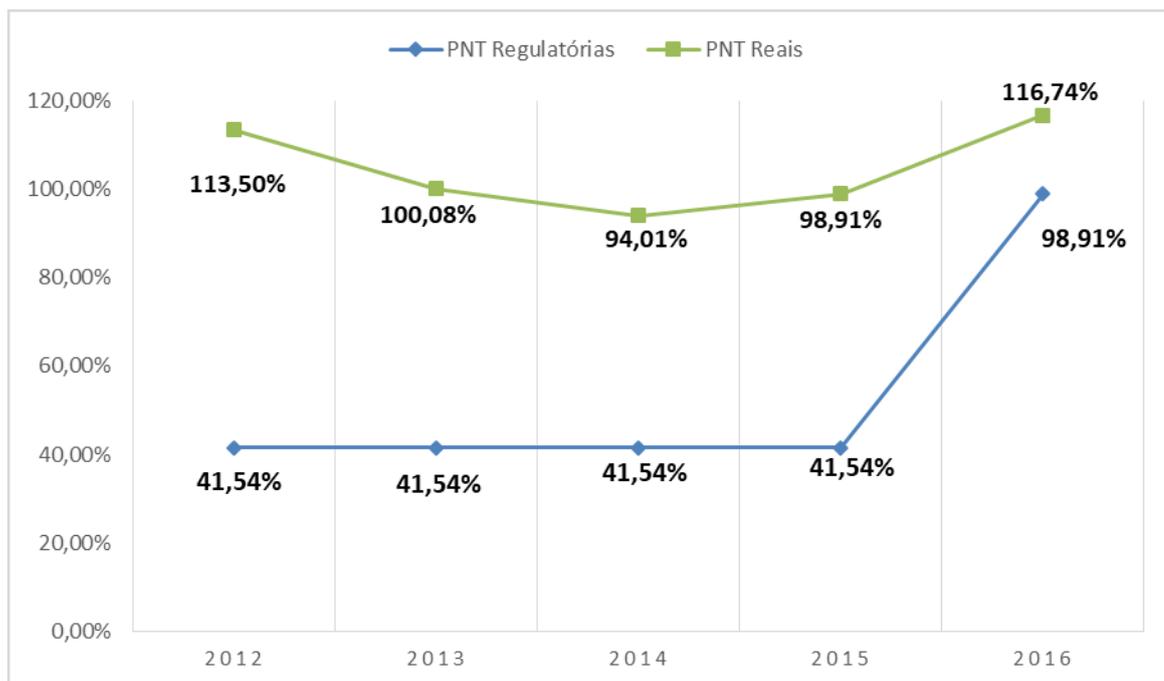


Figura 10: Histórico PNT AmE (fonte: elaboração própria com dados da peça 83, p. 38).

307. Importa informar, nessa seara, que o Acórdão 454/2017–TCU–Plenário, que trata da prestação de contas da AmE referente ao exercício de 2014, julgou irregulares as contas dos administradores responsáveis pela gestão das perdas da AmE, aplicando-lhes a multa prevista no art. 58, inciso I, da Lei 8.443/1992.

308. Os demais indicadores de qualidade, dentre eles os principais são Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), também apresentam valores além dos limites regulatórios, o que acarreta em obrigação da distribuidora em compensar financeiramente os usuários e, conseqüentemente, em prejuízos à Empresa. No caso da AmE, entre 2013 e 2015, a companhia deixou de arrecadar, com essas falhas, aproximadamente R\$ 30,5 milhões (peça 143, p. 34).

309. Em relação aos custos operacionais (PMSO), o histórico da distribuidora é de consecutivos prejuízos anuais, já que seus custos realizados são bastante superiores aos regulatórios, como pode ser observado no gráfico a seguir.

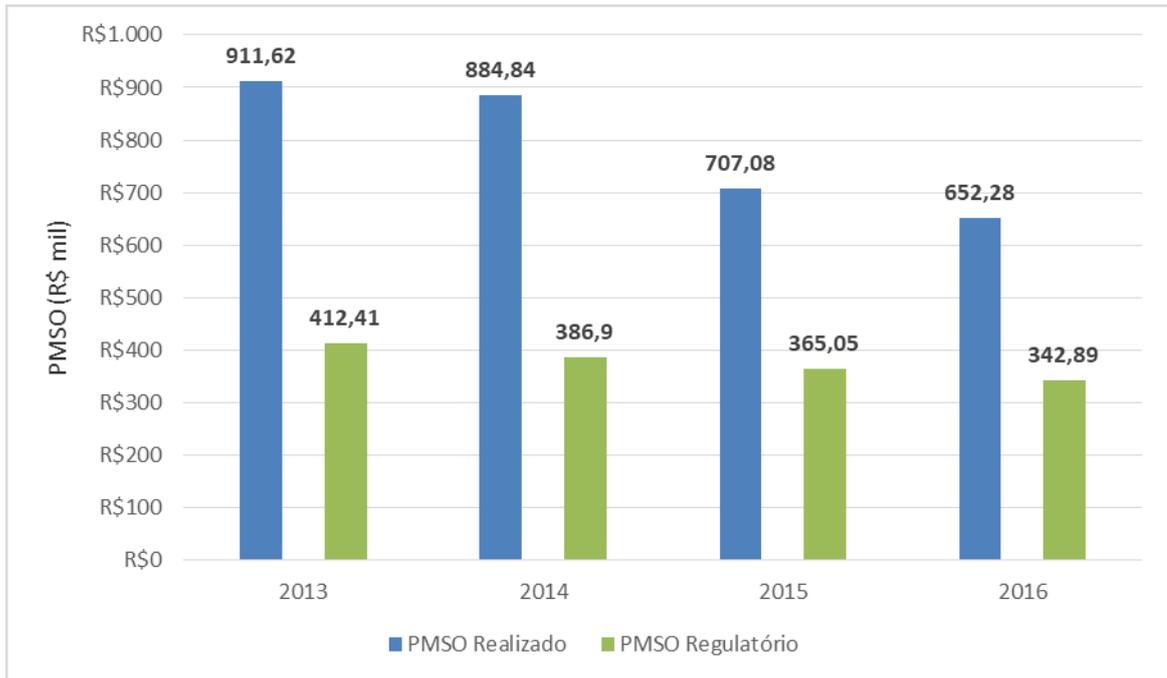


Figura 11: PMSO Realizado versus PMSO Regulatório AmE – 2013 a 2016 (fonte: peça 25, p. 521) 310. Em relação à avaliação da higidez econômico-financeira da Amazonas Energia, a Fiscalização (TC 021.469/2017-4) constatou ‘elevado endividamento, além de o lucro da empresa antes de juros, impostos (tributos sobre a renda), depreciação e amortização (LAJIDA) ter sido sucessivamente negativo entre 2011 e 2015’, e ainda (peça 143, p.35):

31. A equipe de fiscalização verificou que, em junho de 2016, o passivo circulante e o não circulante da AmE alcançou cerca de R\$ 7,8 bilhões e R\$ 13,1 bilhões, respectivamente, sendo que, quando da conclusão da auditoria, 57% do circulante estava vencido a mais de sessenta dias.

32. Foi verificado que no passivo circulante, as maiores dívidas dizem respeito à aquisição de combustível para a geração de energia (R\$ 5 bilhões, aproximadamente) e ao parcelamento de débitos com a Petrobras (cerca de R\$ 800 milhões).

33. Em relação ao passivo não circulante, as maiores dívidas são relacionadas ao parcelamento de débitos junto à Petrobras (R\$ 7,9 bilhões), à obrigação de ressarcimento da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC (R\$ 2,2 bilhões), e empréstimos com a Eletrobras (R\$ 1,2 bilhão).

34. Parte relevante do passivo da companhia diz respeito, portanto, a dívidas decorrentes da aquisição de combustíveis para a geração de energia por meio de usinas termelétricas. Embora parte desse custo seja reembolsado pela CCC, atrasos no repasse, especialmente em 2013, levaram a AmE a não pagar seus fornecedores, entre eles, a BR Distribuidora. Ademais, a parte coberta pela empresa representa valor acentuado (R\$ 1 bilhão, aproximadamente, entre 2012 e 2015) (grifos acrescidos).

311. Com esse histórico, além das informações de caráter transversal apresentadas nas seções precedentes e em outros trabalhos recentes deste Tribunal, buscou-se demonstrar resumidamente o quadro atual da empresa de elevado endividamento e necessidade de vultuosos investimentos para que os serviços sejam prestados dentro dos parâmetros regulatórios de qualidade e eficiência.

312. Os Serviços A e B fizeram a avaliação econômico-financeira da área de concessão da Amazonas Energia a partir dos mesmos dados de entrada, mas utilizando premissas

econômicas e fazendo projeções diferentes, o que resulta em resultados diferentes, porém sem significativa discrepância entre eles.

II.1.2. Projeção de mercado

313. A primeira projeção realizada por ambos os Serviços foi a evolução do mercado e das unidades consumidores, utilizando as metodologias e premissas descritas no item I.1.2.

314. Basicamente, ambos os Serviços utilizam os dados históricos de mercado, número de UCs e crescimento médio anual por classe de consumo. Nos últimos dez anos, a AmE teve crescimento médio anual de 3,9% do seu mercado (peça 25, p. 496).

315. O Serviço A estimou a projeção de consumo energético e composição do consumo total de energia para a AmE de maneira segregada por classe de consumo de forma a captar as heterogeneidades entre os grupos.

316. Para projetar a demanda de energia para os próximos trinta anos, findo em fevereiro/2048, a consultoria fez uma análise histórica da evolução do consumo de energia e suas distribuições entre as classes, utilizando um período observável de consumo de 2007 até 2016, com os resultados demonstrados nas Figura 12 e Figura 13.

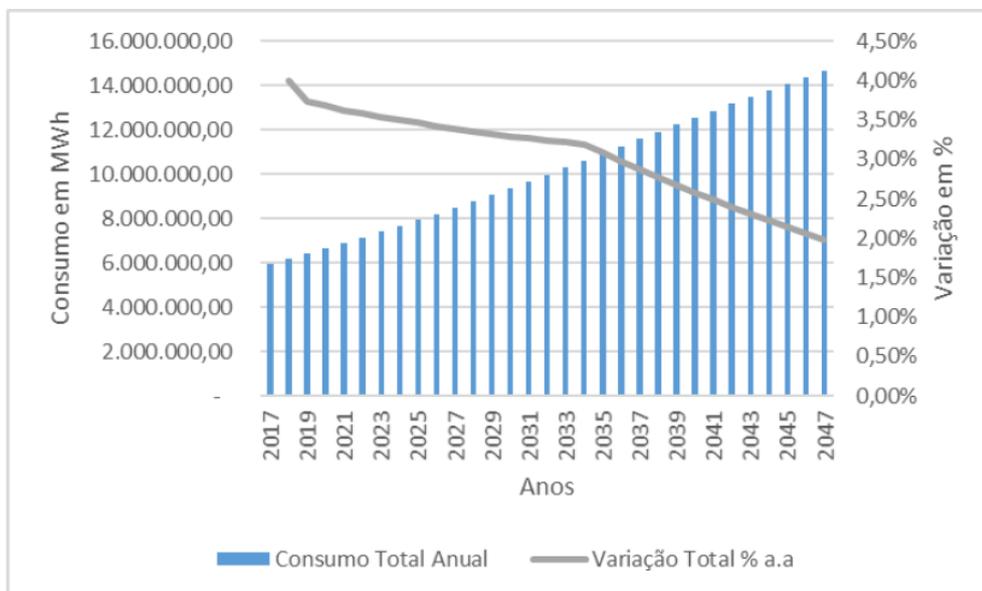


Figura 12: Valores da Projeção de Mercado AmE – Serviço A (Fonte: peça 74, p.4.).

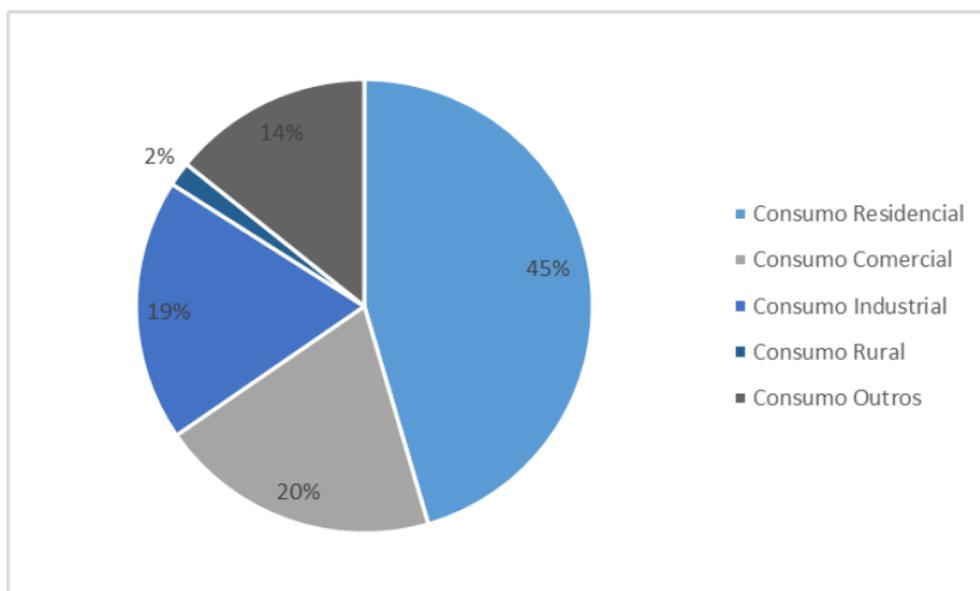


Figura 13: Composição do Mercado AmE – Serviço A (Fonte: peça 74, p.4.).

317. Ainda, o Serviço A projetou também a demanda por nível de tensão utilizando a média histórica da baixa tensão dos últimos cinco anos. A ideia é que há certa estabilidade na composição do consumo de energia entre as classes. Dessa forma, foi definido o consumo projetado para a baixa tensão e a porcentagem residual foi dividida entre média e alta tensão de acordo com as proporções históricas. Os percentuais fixados de 2017 a 2047 são 51% para BT, 32% para MT e 17% para AT.

318. De forma comparativa, a Figura 14 apresenta o mercado projetado para a Amazonas Energia até 2046, por classe de consumo, realizado pelo Serviço B.

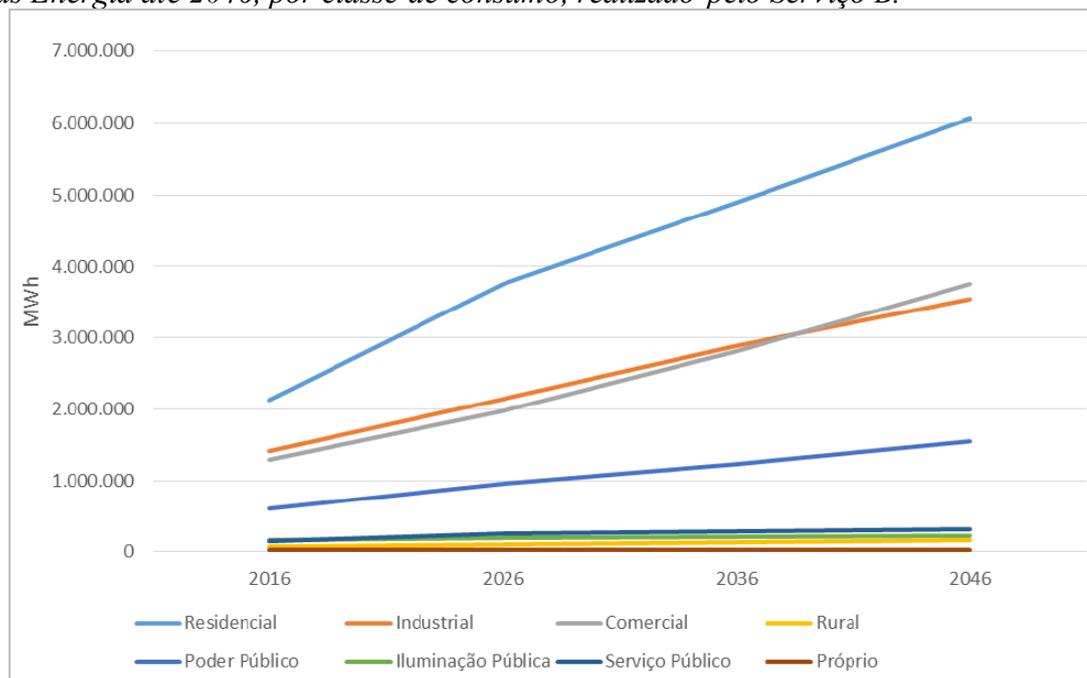


Figura 14: Valores da Projeção de Mercado AmE – Serviço B (Fonte: peça 78, p. 45).

319. Este Serviço utilizou valores históricos com períodos que se iniciavam em 2004, 2009, 2010 ou 2012, dependendo da classe de consumo projetada e terminavam sempre em novembro de 2016, para projetar a evolução do mercado, tanto por classe de consumo quanto por nível de tensão, utilizando-se de extrapolação linear.

320. Em cada classe de consumo os modelos podem diferir dependendo da distribuidora. Após inúmeros testes, as variáveis auxiliares utilizadas nos modelos por classes de consumo da AmE são apresentadas abaixo.

Tabela 16: Variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe – Serviço B - AmE

Classe	Variáveis	
	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	População
Industrial	PIB e Emprego	Emprego
Comercial	PIB	PIB
Rural	PIB e População Rural	PIB
Poder Público	População e/ou PIB	População
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População	População
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 78, p. 35.

321. Dos gráficos pode-se observar que, para o ano de 2036, por exemplo, o consumo projetado pelo Serviço B é de 12.481.525 MWh enquanto para o Serviço A é de 11.219.102

MWh. Essa pequena diferença (10%) não apresenta grande impacto no valuation porque a regulação atua de forma a incorporar na tarifa o custo da energia para atendimento ao mercado de forma pass through (parcela A) e a remuneração do serviço da distribuidora através de mecanismos de regulação por incentivos (parcela B).

322. O Serviço A obteve projeções de crescimento médio anual de 3,05% para o consumo da distribuidora no período de março de 2018 até fevereiro de 2048. Para o Serviço B, o crescimento médio anual do consumo da distribuidora ficou na ordem de 3,41% para o período de 2017 até 2048.

323. A Tabela 17 compara a média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período.

Tabela 17: Média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período – AmE.

Média Geométrica dos Consumos dos Serviço A e B									
Serviços	RESIDENCIAL Δ% a.a	INDUSTRIAL Δ% a.a	COMERCIAL Δ% a.a	RURAL Δ% a.a	PODER PÚBLICO Δ% a.a	ILUM. PÚBLICA Δ% a.a	SERVIÇO PÚBLICO Δ% a.a	PRÓPRIO Δ% a.a	TOTAL Δ% a.a
A	3,74%	2,75%	2,20%	3,72%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	3,05%
B	3,48%	3,05%	3,55%	2,61%	3,15%	1,04%	2,36%	0,58%	3,41%
Diferenças (A-B)	0,26%	-0,30%	-1,35%	1,11%	-0,47%	1,64%	0,32%	2,10%	-0,36%

Fonte: Peça 25, p.506.

324. Foi projetado também o crescimento do Número de Unidades Consumidoras (UCs) tanto pelo Serviço A, quanto pelo Serviço B

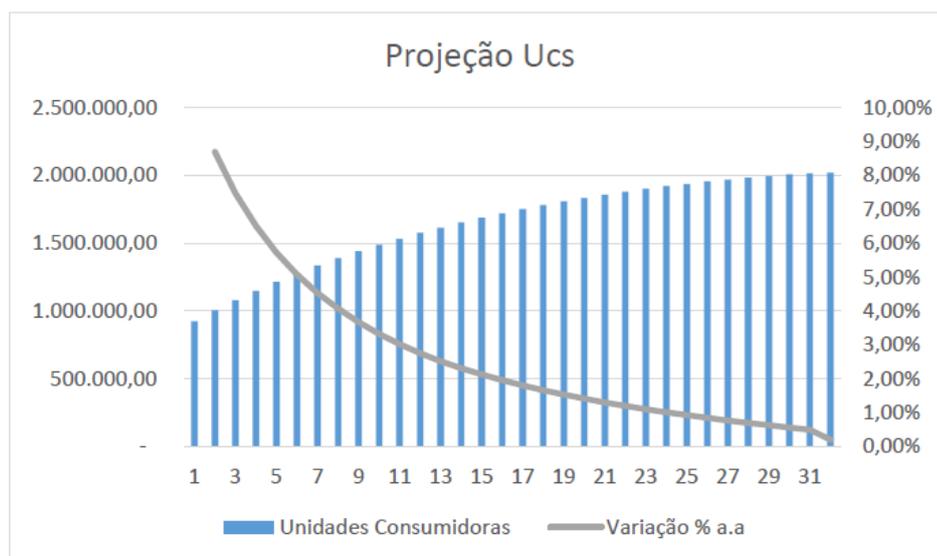


Figura 15: Valores da Projeção de UC AmE – Serviço A (Fonte: peça 74, p. 5).

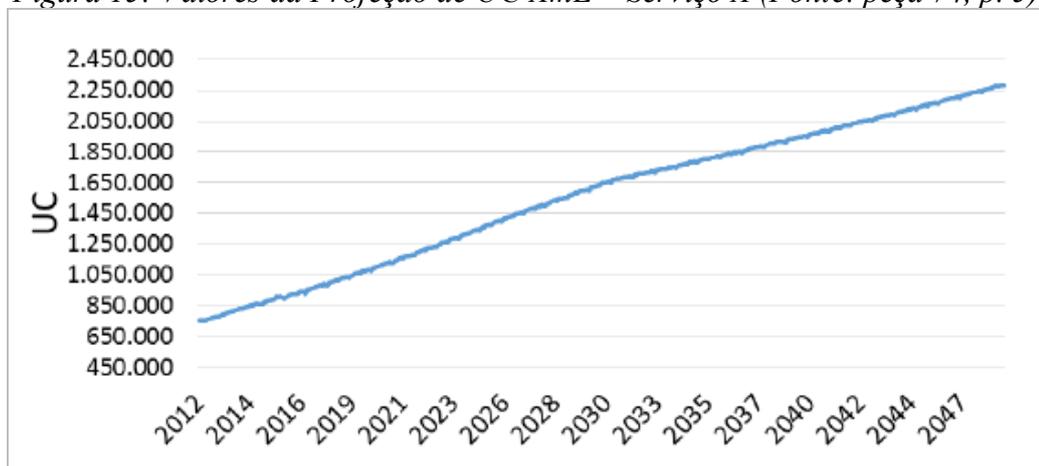


Figura 16: Valores da Projeção de UC AmE – Serviço B (Fonte: peça 78, p. 47).

325. Com base na trajetória dos gráficos das UCs dos Serviços A e B, temos uma comparação entre suas evoluções ao longo do período. Nota-se que nos primeiros 10 anos a taxa de crescimento do Serviço A é superior ao do B, o contrário acontece nos últimos 20 anos.

326. Em relação ao balanço de contratação de energia, o Serviço B considerou os contratos de energia existentes, o nível de sobrecontratação atual e a projeção do PLD. Já o Serviço A não fez o tratamento da sobrecontratação, considerando que qualquer sobra seria vendida no mercado spot pelo custo médio de compra de energia pela distribuidora.

327. Ambos os Serviços realizaram projeção de extensão de sua rede, já que tal dado tem impacto na projeção de investimentos da distribuidora, bem como nos custos operacionais (PMSO).

328. O Serviço A utilizou os dados históricos de extensão de rede entre 2001 e 2016 e adicionou a expansão previstas nos Planos Decenais, realizados pela EPE, e os PDDs da distribuidora. O Serviço B utilizou modelo econométrico com base na elasticidade com o número de unidades consumidoras, extraída do histórico entre 2007 e 2016.

II.1.3. Projeção de perdas

329. As projeções de Perdas foram realizadas conforme detalhado no item I.1.4.

330. As Perdas Não Técnicas (PNT) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

331. No caso da Amazonas Energia, os limites regulatórios de Perdas Não Técnicas a serem utilizados nos processos tarifários são regulados por meio da Resolução Homologatória 2.184/2016. 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 18.

Tabela 18: Flexibilização das Perdas Não Técnicas (AmE)

Distribuidora	Amazonas Energia
2016	98,91%
2017	93,18%
2018	87,44%
2019	81,70%
2020	75,96%
2021	70,23%
2022	64,64%
2023	58,75%
2024	53,01%
2025	47,28%

Fonte: Resolução Homologatória Aneel 2.184/2016.

332. Para as PT, o Serviço A projetou valor constante de 7,77% da energia injetada ao longo da concessão, enquanto o Serviço B utilizou os níveis estabelecidos na Resolução Homologatória 2.184/2016 e, a partir de 2028, usou como parâmetro as PT por segmento de tensão de empresas compatíveis para modelar uma curva eficiente de PT, levando em consideração os ciclos tarifários. A trajetória de redução inicia-se com PT de 7,77% em 2017 chegando em 2047 no valor de 6,42%.

333. Em relação às PNT, seguem os resultados das projeções para cada ano de concessão da Amazonas Energia.

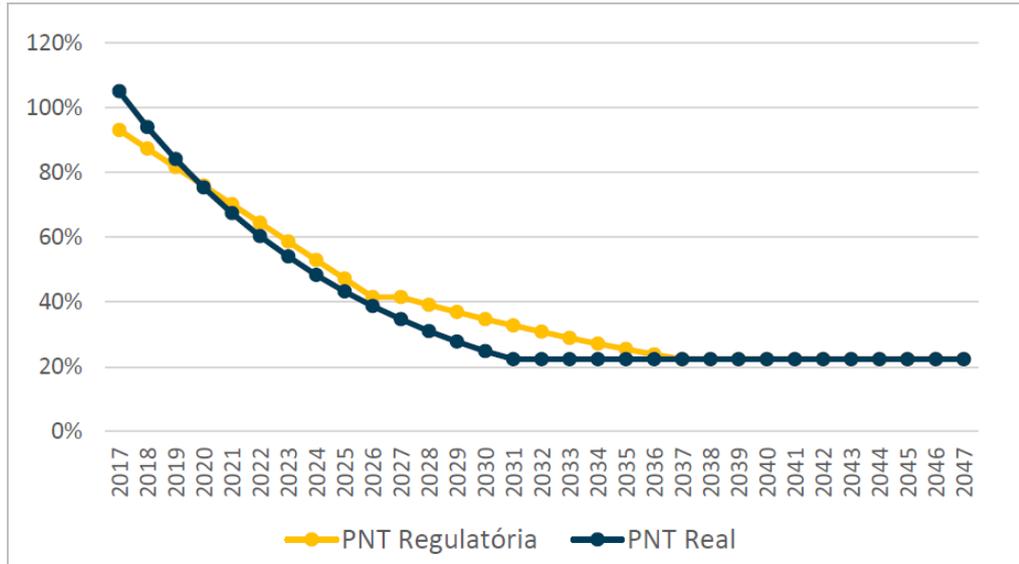


Figura 17: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – AmE – Serviço A (Fonte: peça 76, p. 3)

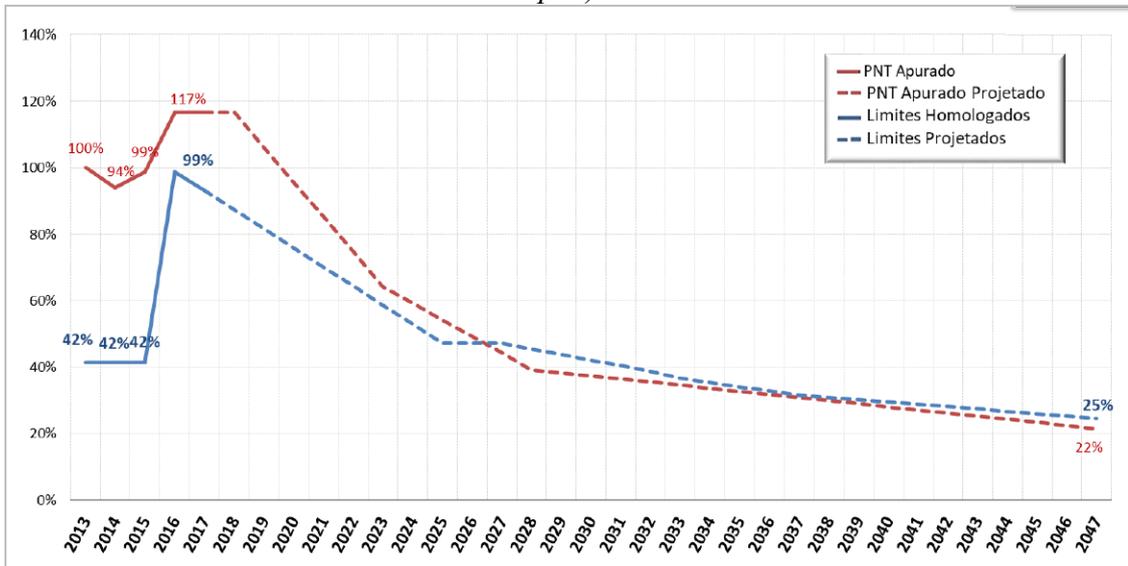


Figura 18: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – AmE – Serviço B (Fonte: peça 78, p. 91).

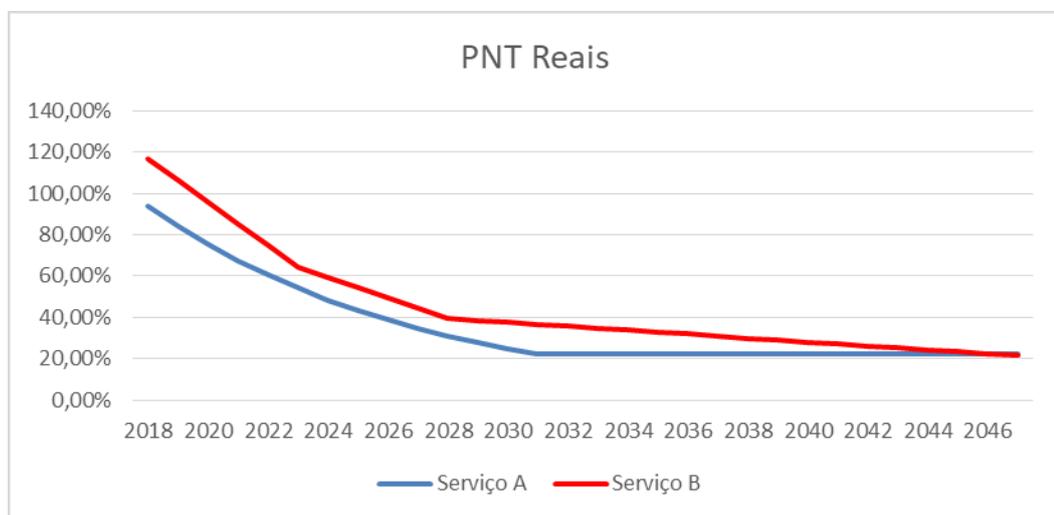


Figura 19: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – AmE (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 73, item não digitalizável, e peça 78, item não digitalizável).

334. A trajetória das PNT reais projetada pelo Serviço A tem como ponto de partida o valor de 2016, 117,5%, e a curva vai reduzindo até 2031, quando alcança o valor realizado pela Light (benchmarking utilizado) de 22,4% do mercado de BT, ficando neste nível até o fim da concessão (peça 76, p. 1-3).

335. As PNT regulatórias deste Serviço têm decréscimo linear até 2026, quando atinge 41,54%, e depois seguem uma diminuição gradual até chegar ao patamar de 22,38% em 2037 e se mantendo nesse valor até o fim da concessão.

336. Para o Serviço B, no ano de 2018, os índices de PNT reais se manterão em 117% e a partir de 2019 se inicia uma nova fase no combate eficiente às PNT. A trajetória apresenta uma redução acentuada das perdas nos cinco primeiros anos e posteriormente a curva decresce gradualmente, tendo como referência as reduções de PNT reais das empresas Celpa, Cemar e Celpe (utilizadas como benchmarking). Desta forma, no final de 2047 a projeção do índice de PNT reais fica em 22,0%; valor semelhante ao projetado pelo Serviço A (peça 78, p. 90-94).

337. Já as PNT regulatórias do Serviço B, de 2017 a 2025, os níveis são os da Resolução Homologatória 2.184/2016 e, de 2026 a 2047, a trajetória de redução começa com 93,18% em 2017 chegando em 2047 no valor de 25% sobre o Mercado de BT.

II.1.4. Projeção de custos operacionais (PMSO)

338. Os custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispendios) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

339. No caso da Amazonas Energia, em relação à flexibilização dos custos operacionais, 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, para a Amazonas Energia é de R\$ 278.384.333 (data base de novembro de 2016).

340. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a AmE, realizadas pelos Serviços A e B, pelas metodologias detalhadas no item I.1.3.

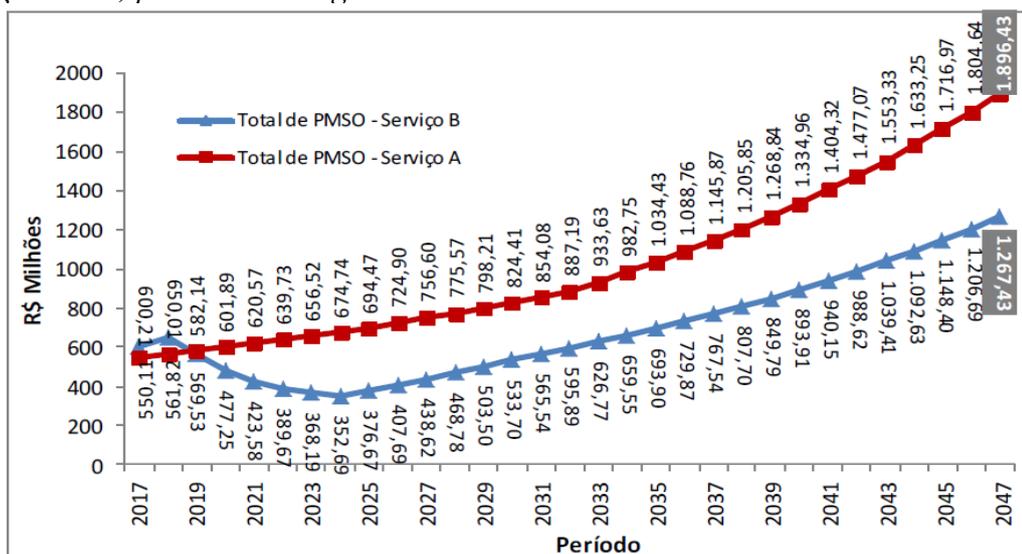


Figura 20: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – AmE (Fonte: peça 25, p. 532).

341. É possível verificar que o Serviço A projetou valores maiores que o Serviço B. Como se trata de PMSO, ou seja, despesas operacionais, conclui-se que o Serviço B adotou uma

projeção mais arrojada do que o Serviço A. Percebe-se também que a projeção do PMSO para o Serviço B se inicia maior e, depois do ano 2019, começa a cair e assim vai seguindo com valores menores de projeção até o final do período. Essas diferenças de valores não possuem impacto expressivo no valuation se o PMSO da empresa estiver dentro do nível regulatório e for refletida na tarifa.

342. As tabelas com os dados da projeção de gastos, separadamente por ano e por rubrica (pessoal, materiais, serviços e outros gastos) podem ser encontradas nas peças 74, p. 19-26, e peça 78, item não digitalizável.

343. Quanto à previsão de inadimplência e receitas irrecuperáveis, ambos os serviços utilizam a mesma metodologia utilizada pela Agência Reguladora (no 4CRTP, as receitas irrecuperáveis passaram a compor a Parcela A da Receita Requerida), bem como os mesmos dados de receitas irrecuperáveis regulatórias, propostos pela Aneel: 1,88% para residencial; 1,50% para industrial; 0,98% para comercial; 1,98% para rural; 0,28% para poder público; 0,05% para iluminação pública; e 0,08% para serviços públicos.

344. Porém, as projeções de inadimplência se diferem principalmente nos primeiros dez anos, o que leva a resultados diferentes no fluxo de caixa.

345. O ano de partida, 2017, apresenta valores significativamente diferentes entre os Serviços quando observados os dados nos relatórios (peças 75, p. 50, e 78, p. 95). Por exemplo, para a classe residencial o percentual de receitas irrecuperáveis do Serviço A é de 5,22%, enquanto do Serviço B é de 2,95 %.

346. Essa discrepância se deve, primeiramente, a erro material do relatório do Serviço B (peça 78) ao transcrever os dados da tabela utilizada para os cálculos. Na tabela (item não digitalizável da peça 78, aba 'R_Irrecuperaveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

347. Em segundo, para projeção do valor de 2017 com base no valor realizado de 2016, o Serviço A utilizou o seguinte critério: calculou dez/16 a partir da mediana entre do valor faturado não recebido sobre o valor faturado total entre os meses de dez/11 e nov/12, inclusive, chegando ao valor de receitas irrecuperáveis na data base de dez/16. Sobre o valor de dez/16 aplicou-se o percentual de variação anual proposto pela Aneel no indicador entre o 3CRTP e o 2CRTP, chegando-se ao valor estimado para dez/17 (peça 168, p. 1).

348. Já o Serviço B, estimou como ponto de partida de receitas irrecuperáveis a mediana de receitas não faturadas no período de 49 a 60 meses para o final de 2016. Não foi aplicado nenhum percentual de variação (redução do percentual) de 2016 para 2017. O valor de 2016 foi replicado para 2017. Por esta razão, os valores de partida do serviço B apresentam-se um pouco maiores do que o serviço A (peça 168, p. 1).

349. Entende-se, portanto, que as divergências foram explicadas e não se trata de erro nas avaliações.

350. A partir daí os números do Serviço B foram estimados em uma queda linear atingindo o nível regulatório em 10 anos.

351. No Serviço A não há um ano específico para se atingir o nível regulatório, foi estabelecida uma meta, acima do nível regulatório, e uma curva de redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel nos ciclos tarifários anteriores (4CRTP, 3CRTP e 2CRTP). Com essa premissa utilizada, a taxa de receitas irrecuperáveis se estabiliza quando alcança a meta estabelecida. A tabela a seguir traz a diferença entre a meta regulatória e a meta estabelecida pelo Serviço A.

Tabela 19: Meta de inadimplência estabelecida pelo Serviço A para a AmE

Classe de Consumo	Meta Serviço A (%)	Meta Aneel no 4CRTP (%)
Residencial	2,36	1,88
Industrial	1,69	1,5
Comercial	0,78	0,98

Rural	5,04	1,98
Poder Público	0,19	0,28
Iluminação	0,31	0,05
Pública		
Serviço Público	0,25	0,08
Outros	0,24	0,14

Fonte: peça 75, p. 49-52.

352. O Serviço A explica que o nível de receitas irrecuperáveis efetivas que a companhia alcança (meta) trata-se da média das receitas irrecuperáveis efetivas das companhias benchmark nas datas de referência de dez/12 e dez/13 por classe consumidora. Os benchmarks utilizados consideram as empresas privatizadas das regiões Norte e Nordeste e incluem Cemar, Cosern, Celpe, Celpa e Coelba, conforme agrupamento realizado pela Aneel (peça 168, p. 2).

353. No entendimento do Serviço, a consideração das receitas irrecuperáveis dos benchmarks faz com que cada empresa atinja uma média de receitas irrecuperáveis de mercado em situação de privatização, que não necessariamente se alinha com as receitas irrecuperáveis regulatórias, aproximando-se da realidade que muitas dessas distribuidoras (avaliadas e benchmark) têm vivido (peça 168, p. 2).

354. Dessa forma por fim, buscou-se aproximar as receitas irrecuperáveis a serem realizadas pelas distribuidoras avaliadas ao longo do período de concessão, àquelas verificadas no mercado, representado pelos benchmarks (peça 168, p. 2).

355. Com tal premissa, para o Serviço A, os níveis de inadimplência permanecem acima dos níveis regulatórios durante todos os 30 anos de concessão e implicam em um custo de R\$ 77,4 milhões (3,44 % do total faturado).

356. Dessa forma, os Serviços adotaram premissas diferentes para projeção do nível de inadimplência e das receitas irrecuperáveis e, por conseguinte, tiveram resultados diferentes. Todavia, ambas as metodologias foram realizadas coerentemente e com premissas razoáveis, de maneira que não é possível indicar qual seria a mais adequada ao caso concreto, visto que se trata de projeção, por definição futura e incerta.

II.1.5. Projeção de investimentos

357. Partindo das metodologias descritas no item I.1.5, apresentam-se as diferenças nos resultados entre os consórcios nos valores de investimentos previstos.

Tabela 20: Valores estimados de investimentos – Ame

Serviço A							R\$ milhões	
Investimento	1º Quinquênio 2018-2022	2º Quinquênio 2023-2027	3º Quinquênio 2028-2032	4º Quinquênio 2033-2037	5º Quinquênio 2038-2042	6º Quinquênio 2043-2047	Soma do período	
Expansão AT	1.183	237	433	433	433	433	3.152	
Expansão MT/BT	683	683	683	683	683	683	4.096	
Melhoria	468	200	200	200	200	200	1.468	
Renovação (manutenção)	34	1.054	1.296	1.583	1.912	868	6.747	
Luz para Todos	73	-	-	-	-	-	73	
Infraestrutura e apoio	1	-	-	-	-	-	1	
Reposição	-	-	-	-	-	-	-	
Total	2.442	2.173	2.612	2.899	3.228	2.184	15.536	

Serviço B							R\$ milhões	
Investimento	1º Quinquênio 2018-2022	2º Quinquênio 2023-2027	3º Quinquênio 2028-2032	4º Quinquênio 2033-2037	5º Quinquênio 2038-2042	6º Quinquênio 2043-2047	Soma do período	
Expansão AT	1.429	170	339	170	339	170	2.617	
Expansão MT/BT	691	346	346	346	346	346	2.418	
Melhoria	474	248	248	248	248	248	1.713	
Renovação (manutenção)	34	8	10	8	10	8	77	
Luz para Todos	735	-	-	-	-	-	735	
Infraestrutura e apoio	1	-	-	-	-	-	1	
Reposição	-	-	-	-	-	-	-	
Total	3.364	771	942	771	942	771	7.561	

Fonte: peça 25, p. 538.

358. *Observa-se que a diferença entre os consórcios está em R\$ 8 bilhões, notadamente no item Renovação (manutenção) em que o Serviço A estima que, a partir do 2º quinquênio, os investimentos são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos e o Serviço B os calcula a partir da participação destes no Plano Quinquenal de 2018 a 2022.*

359. *Cabe destacar que essa diferença do volume de investimentos projetados não possui impacto expressivo no valuation, pois o investimento aumenta a Base de Remuneração da empresa, a ser reconhecida (ou não, caso não sejam investimentos prudentes) pela reguladora quando dos processos de revisão tarifária, e, se for o caso, estará refletido em uma tarifa mais alta.*

360. *Por fim, devido aos diferentes critérios para projeção da base de ativos, incluindo diferenças nos investimentos, critérios de glosa e depreciação, os valores finais de Base de Remuneração Líquida (BRRL) para a AmE são diferentes entre os Serviços. O Serviço A chega a uma base de R\$ 38,1 bilhões em 2048 e o Serviço B em R\$ 5,7 bilhões.*

II.1.6. Resultados do valuation da concessão

361. *A avaliação do Serviço A calculou o enterprise value de R\$ 2.687.563.915,43 para AmE, considerando a outorga de nova concessão. Descontadas as dívidas, passivos com fornecedores e contingências prováveis, o equity value da AmE calculado pelo Serviço A é de R\$ 8.431.847.736,90 negativos (peça 76, p. 24).*

362. *O Serviço B calculou o enterprise value de R\$ 2.223.734.395,42 e equity value de R\$ 8.895.677.256,91 negativos (peça 78, p. 185).*

363. *Com relação à avaliação por múltiplos de mercado, o Serviço A obteve o enterprise value da AmE igual a R\$ 2.384.424.000, o que representa uma diferença de 13% com relação ao valor da avaliação econômico-financeira. Já o Serviço B não obteve o valor do enterprise value, mas realizou análises comparativas de diferentes múltiplos implícitos ao resultado da avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.*

364. *Esses resultados devem ser analisados junto à situação financeira da Empresa Amazonas Energia, que foi objeto de estudo apenas do Serviço B, por meio das análises técnico-operacional (peça 83); as due diligences contábil patrimonial (peça 80) e jurídica (peça 81); as avaliações ambiental (peça 82), atuarial (peça 84) e de recursos humanos (peça 85); e pelo estudo de modelagem da desestatização (peça 79).*

II.1.7. Avaliação da empresa

365. *Conforme relatado anteriormente, o TC 021.469/2016-4 tratou de auditoria*

operacional na Amazonas Energia, no âmbito de uma fiscalização de orientação centralizada (FOC) realizada em 2016, com intuito de analisar a qualidade dos serviços prestados, o empenho no combate às perdas elétricas, a eficiência gerencial e a saúde financeira da entidade.

366. O Acórdão 813/2017-TCU-Plenário (peça 143) traz a conclusão da referida auditoria: Com relação à **saúde financeira da distribuidora**, concluiu-se que a situação da Amazonas Energia é crítica.

A situação econômico-financeira atual é insustentável porque ela apresenta um nível extremamente elevado de perdas elétricas, sendo dentre todas as distribuidoras de energia elétrica brasileiras a que apresenta o nível mais elevado de perdas, e porque a empresa apresenta custos operacionais superiores às receitas operacionais, tendo apresentado 'Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization' (Ebitdas) negativos e em valores vultosos em todos os exercícios no período de 2011 a 2015. Tal situação levou a empresa a apresentar como **resultado do exercício prejuízo em todos esses anos**, chegando em 2015 a prejuízos acumulados no valor de R\$ 8,952 bilhões.

Agrava ainda a situação financeira da distribuidora a inadimplência que chegou a R\$ 368 milhões em junho de 2016, a não cobertura total por meio da CCC dos valores gastos com combustíveis utilizados na geração térmica, bem como o fato de os repasses da CCC não serem imediatos.

367. Dos resultados da Auditoria é possível observar também o elevado montante de dívidas da empresa, e sua principal causa:

Observa-se que parte do **elevado passivo da empresa refere-se à aquisição de combustíveis**. Tal passivo equivalia em dezembro de 2015 a R\$ 3,563 bilhões e mais R\$ 8,293 bilhões relativos a parcelamento de dívidas com a Petrobrás. Em junho de 2016 tal passivo já havia se elevado para o valor de R\$ 5,061 bilhões e mais R\$ 8,668 bilhões relativos a parcelamento de dívidas com a Petrobrás.

O custo da geração de energia no interior do estado do Amazonas por meio de usinas termelétricas, com a necessidade de aquisição de combustível, tem impacto no Ebitda e no resultado da empresa. Embora parte desse custo seja reembolsado pelo fundo CCC, a parte suportada pela empresa ainda representa um valor elevado, conforme quadro abaixo. Ademais, atrasos no repasse dos valores pelo fundo CCC (especialmente em 2013) levaram a Amazonas Energia a não pagar tempestivamente seus fornecedores de combustível, o que levou a um aumento do valor das despesas financeiras.

368. Atualmente, a Empresa, que atende 977 mil consumidores (1,2% do Brasil), tem apurado prejuízos repetitivos (R\$ 4,9 bilhões em 2016 e R\$ 2,3 bilhões em 2015), chegando a um prejuízo acumulado no montante de R\$ 13,9 bilhões em dez/2016 e um passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) no montante de R\$ 9,3 bilhões (peça 80, p. 8).

369. Adicionalmente, o endividamento líquido ajustado da Empresa (após ajustes e reclassificações da due diligence contábil-patrimonial) é de R\$ 9,9 bilhões, contra um EBITDA ajustado negativo de R\$ 1,2 bilhão (peça 80, p. 8).

370. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da AmE (peças 149 e 150), auditados pela Auditoria independente KPGM.

371. No ano da data base dos estudos (2016), as demonstrações apresentam passivo a descoberto no total de R\$ 9,3 bilhões, passivo circulante de R\$ 6,3 bilhões e não circulante de R\$ 14,1 bilhões (peça 149, p.8), além de resultado do exercício igual a R\$ 4,97 bilhões negativos (peça 149, p. 9).

372. A Figura 21 mostra o endividamento bruto da Amazonas Energia, na data base de dezembro de 2016.

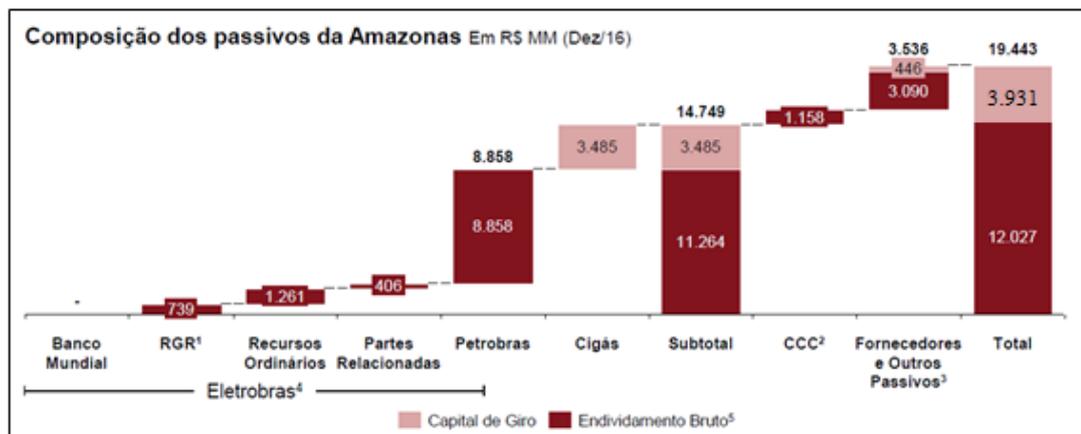


Figura 21: Composição dos passivos da Amazonas Energia (dez/2016) (Fonte: peça 79, p. 27, com correções nos valores algébricos).

373. Do passivo bruto total da AmE (cerca de R\$ 19 bilhões), fora a possível glosa de direitos da CCC apresentadas no item I.5.1 desta instrução (aproximadamente R\$ 7 bilhões), 63% se refere às dívidas com a Petrobras e Cigás, 12% com a Holding, detalhada no item I.4.3, 6% com a CCC (obrigações de ressarcimento ao fundo em função de impostos) e os outros 18% se referem a dívidas com outros fornecedores, tributos, contribuições sociais, passivos regulatórios, encargos setoriais e provisões para causas judiciais.

374. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 149), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

375. É possível verificar o crescimento contínuo do endividamento da AmE a partir das demonstrações financeiras da Companhia dos últimos anos. A tabela a seguir demonstra os dados de dívidas da AmE referentes a empréstimos e financiamentos, todos tomados junto à Eletrobras; e as dívidas referentes a fornecedores, principalmente junto à Petrobras e à Cigás (aproximadamente 70%).

Tabela 21: Endividamento da AmE ao longo dos últimos anos.

	Amazonas - Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)			
	2013	2014	2015	2016
<i>Empréstimos com a Eletrobras - Circulante</i>	472.434	646.856	141.776	88.542
<i>Empréstimos com a Eletrobras - Não Circulante</i>	715.349	1.517.563	1.185.389	1.898.681
Total	1.187.783	2.164.419	1.327.165	1.987.223
	Amazonas - Fornecedores (R\$ mil)			
	CIRCULANTE			
<i>Fornecedores de materiais e serviços nacionais (a)</i>	4.603.744	1.465.845	3.733.502	5.937.475
<i>Transferência para passivo não circulante</i>	0	0	0	-2.461.012
<i>Fornecedores - Produtores Independentes</i>	0	313.326	337.006	336.112
<i>Fornecedores de energia AmGT (b)</i>	0	0	280.421	159.726
<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE</i>	564	15.430	165.689	33.552
<i>Encargos de uso da rede elétrica</i>	0	0	6.957	11.673

<i>Parcelamentos Petrobras (c)</i>	236.696	645.162	645.145	801.854
Total Circulante (A)	4.841.004	2.439.763	5.168.720	4.819.380
NÃO CIRCULANTE				
<i>Parcelamentos Petrobras (c)</i>	599.631	7.326.768	7.648.126	8.055.796
<i>Transferência do passivo circulante</i>	0	0	0	2.461.012
<i>Diferença de preço da parcela do transporte do gás (e)</i>	0	0	0	-2.364.318
<i>Diferença do preço do óleo – Res. Aneel 427/2011 (e)</i>	0	0	0	-96.694
Total Não Circulante (B)	599.631	7.326.768	7.648.126	8.055.796
TOTAL (A)+(B)	5.440.635	9.766.531	12.816.846	12.875.176

Fonte: Peça 70, a partir das demonstrações financeiras da Amazonas Distribuidora de Energia de 2014, 2015 e 2016.

376. A figura a seguir, advinda da due diligence contábil-patrimonial da Amazonas Energia, apresenta a composição do endividamento líquido da AmE na data base de dezembro de 2016. É possível observar os ajustes realizados decorrentes das due diligences.

Endividamento líquido

Em R\$ mil	Dez-15	Dez-16
Caixa e equivalentes de caixa	68.251	71.343
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	117.122	28.708
Empréstimos - CP	(141.777)	(88.542)
Empréstimos - LP	(1.185.389)	(1.898.881)
Arrendamento mercantil - CP	(132.972)	(136.862)
Arrendamento mercantil - LP	(1.119.183)	(1.032.842)
Endividamento financeiro líquido	(2.393.948)	(3.056.678)
Tributos e contribuições sociais - LP	2.365.377	1.421.805
Cauções e depósitos judiciais - LP	296.285	413.730
Direito de ressarcimento - LP	4.350.275	3.573.069
Fornecedores -LP	(7.648.126)	(8.055.796)
Partes Relacionadas a pagar - LP	-	(158.036)
Benefício pós emprego - LP	(921)	(2.160)
Provisões para causas judiciais	(316.138)	(1.630.713)
Obrigações de ressarcimento - LP	(2.150.827)	(1.157.893)
Outros passivo -LP	(174.101)	(63.270)
Outros itens de dívida	(3.278.176)	(5.659.264)
Endividamento líquido reportado	(5.672.124)	(8.715.942)
Reclassificação entre capital de giro e endividamento líquido	(700.998)	(1.242.427)
1 Saldos a receber de CCC vencidos e parcelados	6.843	5.709
2 Fornecedores vencidos	(1.086.227)	(1.141.024)
3 Reclassificação partes relacionadas	438.478	40.144
4 Outros passivos - CP	(59.892)	(147.258)
Subtotal	(700.998)	(1.242.427)
Ajustes propostos pela "due diligence"	NQ	(658)
5 Saldo restrito de caixa	NQ	(658)
Subtotal	NQ	(658)
Endividamento líquido ajustado	(6.373.122)	(9.959.027)
Outras considerações	1.666.651	1.715.800

Fonte: balançotes contábeis auditados e análise PwC.

Figura 22: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 80, p. 21).

377. A due diligence contábil-patrimonial reclassificou algumas dívidas entre capital de giro e endividamento líquido, tais como: saldos a receber de CCC vencidos e parcelados, fornecedores vencidos, partes relacionadas e outros passivos. Foi também proposto ajuste no saldo restrito de caixa, já que determinados montantes mantidos na conta de caixa e equivalentes de caixa não possuíam disponibilidade imediata. Ainda, foram considerados como endividamento as exposições tributárias, trabalhistas e previdenciárias classificadas com risco de perda provável (peça 80, p. 21-26).

378. Como se pode observar tanto nos balanços da empresa, quanto nos resultados do Serviço B, as principais rubricas de endividamento da AmE são relativas ao fornecimento de

combustível (Petrobras e Cigás), dívidas com partes relacionadas (Eletrobras Holding) e fundos setoriais (CCC).

379. A parte do endividamento relativa à Petrobras foi detalhada no item I.4.2, mas acrescenta-se algumas informações específicas da Amazonas Energia.

380. A AmE possui Contrato de Compra e Venda de Gás Natural (OC 1902/2006) celebrado em 1/6/2006, com vigência até 30/11/2030, entre a Amazonas e a Companhia de Gás do Amazonas (Cigás), com a interveniência/anuência da Petrobras e da Eletrobras, com o correspondente Contrato de Fornecimento de Gás Natural celebrado entre a Petrobras e a Cigás, com a interveniência/anuência da Amazonas e a Eletrobras.

381. O contrato entre a Petrobras e a Cigás, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da Cigás, para fins de geração termoelétrica pela Amazonas, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a Cigás possui contra a Amazonas vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. Desta forma, parte do montante devido à Cigás já se encontra cedido à Petrobras (peça 158, p. 267).

382. Conforme detalhado no item I.4.2, em junho de 2016, o TCU apurou passivo circulante com a Petrobras e Cigás de R\$ 5,8 bilhões e no passivo não circulante R\$ 7,9 bilhões; somando R\$ 13,7 bilhões. Esses números apurados pelo Tribunal se referem a junho de 2016, enquanto os estudos contratados pelo BNDES são de dezembro de 2016.

383. A AmE celebrou contratos de confissão de dívida (CCD), com garantia fidejussória prestada pela União. O Balanço da Eletrobras com data base de dezembro de 2016 apresenta os seguintes montantes de saldo devedor, referentes a cada um dos CCDs.

Tabela 22: CCDs da AmE

	Data de assinatura	Montante	Saldo devedor (dez/2016)
1º CCD	31/12/2014	R\$ 3.257.366	R\$ 3.849.402
2º CCD	31/12/2014	R\$ 2.925.921	R\$ 3.436.584
3º CCD	31/12/2014	R\$ 1.018.441	R\$ 1.205.588

Fonte: peça 158, p. 267.

384. Os passivos nos quais a credora é a própria Controladora (Eletrobras) foram detalhados no item I.4.3.

385. É possível perceber pela Tabela 21 que os prejuízos operacionais dos últimos anos, fizeram com que a AmE pegasse emprestado vultuosos recursos com a Holding; situação semelhante às das demais subsidiárias de distribuição da Eletrobras.

386. A figura a seguir, retirada das demonstrações contábeis da Eletrobras mostra os créditos que a Controladora tinha com a AmE (peça 158, p. 350) em dezembro de 2016, totalizando R\$ 2,1 bilhões.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2016			31/12/2015		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Amazonas Energia - D	Empréstimos e financiamentos	1.991.981	-	-	1.327.167	-	-
	Outros ativos	12.635	-	-	138.713	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	117.446	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	385.220	-	-	235.020
			2.122.062	-	385.220	1.465.879	-

Figura 23: Créditos da Eletrobras com a AmE - dezembro de 2016 (fonte: peça 158, p. 350).

387. Ainda, conforme relatado no item I.4.1, a situação da AmE pode se agravar, caso confirmada a glosa pela Aneel de direitos esperados da CCC, causando um impacto no patrimônio líquido da empresa de até R\$7 bilhões.

388. Haja vista a decisão da Eletrobras de assumir esses créditos duvidosos junto à CCC, bem como o mesmo montante em dívidas, a AmE ficou blindada dessa decisão da Aneel.

389. Reitera-se que tal decisão foi tomada pela Eletrobras para tentar garantir o sucesso do certame de privatização da Companhia, já que os estudos contratados pelo BNDES indicaram o grave risco de insucesso do leilão se esses créditos permanecessem nas companhias a

serem licitadas.

390. *Portanto, entende-se não haver dívidas quanto aos passivos existentes nos balanços da AmE, haja vista as diversas fontes que demonstram a existência dos mesmos, tanto pela ótica dos devedores quanto a dos credores, assim como os trabalhos anteriores realizados pelo Tribunal, onde se viu a degradação da situação econômico-financeira da distribuidora.*

391. *Além dessas dívidas, são levadas em conta na avaliação as contingências prováveis, que diminuem o valor da empresa. Elas são de origem jurídica, contábil, ambiental e atuarial.*

392. *As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam quanto a sua probabilidade de ocorrência e as prováveis, contabilizadas nos estudos, se separam por fonte.*

Tabela 23: Classificação por origem e valores das contingências prováveis

	<i>Contingências Prováveis (R\$ milhões)</i>	<i>Contingências Possíveis (R\$ milhões)</i>	<i>Contingências remotas (R\$ milhões)</i>
<i>Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)</i>	<i>(R\$ 603,1)</i>	<i>(R\$ 12.703)</i>	<i>-</i>
<i>Contingências Jurídicas (R\$)</i>	<i>(R\$ 373,2)</i>		<i>-</i>
<i>Ajustes Atuariais (R\$)</i>	<i>R\$ 0,45</i>		<i>-</i>
<i>Adequações Ambientais (R\$)</i>	<i>(R\$ 184,5)</i>		<i>-</i>
TOTAL	(R\$ 1.160,35)	(R\$ 12.703,13)	-

Fonte: elaboração própria com dados da peça 79, p. 29.

393. *A due diligence jurídica (peça 81) aborda as contingências jurídicas da empresa, enquanto os relatórios de avaliação ambiental (peça 82), atuarial (peça 84) e de recursos humanos (peça 85) tratam dos demais tipos de contingência.*

394. *A título de exemplo, a tabela a seguir sumariza as contingências relativas a ações cíveis envolvendo a distribuidora. É possível observar a quantidade de ações em que a AmE está envolvida, o que torna dificultoso auditar em detalhes cada uma dessas contingências.*

Tabela 24: Ações cíveis da AmE

Classificação do risco de perda	Quantidade de Ações	Valor (R\$)*
Perda provável	420	1.239.579.000,00
Perda possível	3.284	11.680.031.000,00
Perda remota	56	10.934.000,00
TOTAL	3.760	12.930.544.000,00

Fonte: peça 81, p. 18.

395. *Na due diligence jurídica foram analisadas um total de 56 ações cíveis relevantes segundo os critérios de materialidade (acima de R\$ 5 milhões) em que a Amazonas figura como ré; verificando a necessidade de ajuste na provisão contábil para ações cíveis no valor total de R\$ 38.555.119,86.*

396. Quanto ao contencioso tributário, foram analisados dados sobre trinta processos administrativos e judiciais que podem representar passivo para a distribuidora. A AmE está envolvida em uma contingência total aproximada de R\$ 2,6 bilhões, sendo que R\$ 491 milhões referem-se a contencioso e R\$ 2,2 bilhões não contencioso, conforme relatório de provisões apresentado pela distribuidora.

397. A auditoria jurídica realizada nos processos tributários relevantes verificou um total de perda provável de R\$ 472.643.018,59. Considerando a provisão existente exclusivamente para os processos objeto da avaliação jurídica, no valor de R\$ 210.782.306,90, verificou-se a necessidade de ajuste na provisão no valor total de R\$ 261.860.711,69.

398. Ainda, foram analisadas 56 das 2.706 ações relativas ao contencioso trabalhista, com perda estimada total de R\$ 87 milhões, implicando em ajuste de provisão de R\$ 4.334.231,20 (peça 81, p. 16).

399. O equity final para a Amazonas Energia foi calculado pelo Serviço B, com base da média dos resultados do valuation de cada serviço, subtraído do total de dívidas e contingências prováveis, e ainda com ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017.

Tabela 25: Resultado da avaliação - AmE

<i>AmE</i>	
Enterprise Value - Serviço A	R\$2.687.563.915,43
Enterprise Value - Serviço B	R\$2.223.734.395,42
Média dos Serviços	R\$2.455.649.155,43
Diferença dos Serviços	17%
Dívida Líquida	-R\$9.959.027.395,23
Contingências Prováveis	-R\$1.160.384.257,10
Valuation final	-R\$8.663.762.496,91
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$248.054.062,03
Equity ajustado	-R\$8.911.816.558,94
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-
Equity Value Final	-R\$8.911.816.558,94
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$12.060.245.607,63

Fonte: peça 79, p. 52-56.

400. Pela tabela, conclui-se ser a privatização da empresa seria a melhor alternativa para a Eletrobras, mesmo com a assunção de R\$ 8,9 bilhões de dívidas, haja vista que o cenário de liquidação implicaria em um custo de R\$ 12 bilhões para a Holding.

401. Ademais, o resultado do valuation da concessão na área do estado do Amazonas, realizada pelos Serviços A e B, chega ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 2,5 bilhões, na média, para os trinta anos do contrato de concessão. Ou seja, foi apurado valor positivo para a exploração do serviço de distribuição no Amazonas, desde que o novo concessionário implemente as mudanças necessárias a fim alcançar eficiência operacional e a saúde financeira das empresas. Ou seja, trata-se de uma concessão tecnicamente viável.

402. Do ponto de vista da União e dos usuários do serviço público de distribuição, conforme será detalhado no item III, a privatização associada à concessão por trinta anos de prestação do serviço também é a opção mais vantajosa, no entendimento do Poder Concedente, haja vista a garantia da continuidade da prestação do serviço e os elevados aportes financeiros necessários na Eletrobras no cenário de liquidação da empresa.

403. Importa ressaltar que a flexibilização de certos parâmetros regulatórios causa impacto nas tarifas dos usuários da AmE, calculado pela Aneel em 9,8% (peça 20, p.12), e também submetem o usuário a um período de prestação do serviço abaixo dos parâmetros de qualidade. No entanto, essa flexibilização independe da privatização da Empresa e traz metas mais realistas para a

melhoria do serviço.

404. *Por fim, os exames realizados na instrução precedente sobre os eventuais impactos de novos investimentos não programados no plano de investimentos da AmE em face da chegada de conexões de transmissão previstas no Leilão de Transmissão em curso, Leilão Aneel 2/2018 (peça 28, p. 46-47), indicaram a necessidade de proposta de encaminhamento no sentido de 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.*

II.1.8. Atualização sobre a desverticalização da AmE

405. *A instrução precedente (peça 28, §307-315, p. 43-44) tratou do processo de desverticalização da Amazonas Energia S.A. e apontou que a efetiva separação das empresas Amazonas Distribuidora (AmE-D) e Amazonas Geração e Transmissão (AmE-GT) era condição sine qua non para a continuidade da privatização da Distribuidora, conforme estabelecido no art. 3º, § 4º da Resolução CPPI nº 20, de 8 de novembro de 2017.*

406. *A Aneel, por meio da Resolução Autorizativa 6.883, de 27 de fevereiro de 2018, deu anuência para a desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. mediante 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. A operacionalização da desverticalização se daria mediante Termo de Dação em Pagamento das ações da AmGT pela Amazonas Distribuidora de Energia S.A., a ser pactuado com a Eletrobras, para liquidação de dívidas da distribuidora com a Holding, devendo ser comprovado o referido registro até 30/4/2018.*

407. *O Ministério de Minas Energia encaminhou o Ofício 153/2018-SE/MME, de 4/5/2018, informando que (peça 166, p. 2):*

Em atendimento à esta estrutura de segregação societária anuída pela ANEEL, a Amazonas Distribuidora de Energia S/A e a ELETROBRAS celebraram em 1º de março de 2018 um Instrumento Particular de Dação em Pagamento e outras avenças, tendo por objeto a dação, pela distribuidora, da integralidade das ações que possuía na Amazonas Geração e Transmissão de Energia S/A, em pagamento pela dívida líquida apurada, sendo que o valor da participação acionária foi determinado com base em Laudo de Avaliação elaborado pela Deloitte Touche Tohmatsu Consultores LTDA. Este documento foi protocolado na Junta Comercial do Amazonas, formalizando a segregação societária das companhias.

408. *Conforme informado na instrução precedente, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) deveria anuir com a cessão do contrato de compra e venda de gás da AmE-D para a AmE-GT. No entanto, a Petrobras exigia que fossem negociadas as dívidas em aberto das distribuidoras subsidiárias da Eletrobras como condição para sua anuência. Eletrobras e Petrobras desenvolveram, portanto, negociações relativas às dívidas das empresas de distribuição relacionadas ao fornecimento de combustível líquido e de gás natural para a geração de energia termoeleétrica, incluindo a dívida da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. As negociações levaram a acordo assinado em 30/4/2018, envolvendo três instrumentos: i) cessão do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural; ii) celebração do 4º aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, e iii) celebração de Contratos de Confissão de Dívidas.*

409. *Em 27/4/2018, após reunião do Conselho de Administração da Eletrobras, foi protocolado na Junta Comercial do Amazonas e na Aneel a comprovação da efetiva transferência das ações e registro em livro, bem como foi assinado o Termo de Cessão pela Amazonas Distribuidora de Energia S.A., pela Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. e pela Eletrobras. Em 30/4/2018, após assinatura do acordo, o mesmo documento foi assinado pela Petrobras (peça 166, p.*

3).

410. *Em 30/4/2018, a Petrobras divulgou Fato Relevante (peça 167) ao mercado com a confirmação de assinatura de acordo com a Eletrobras e as distribuidoras controladas por esta. O valor do acordo é de aproximadamente R\$ 17 bilhões, sendo R\$ 10,7 bilhões referentes aos Contratos de Confissão de Dívida (CCDs) firmados em 2014 e R\$ 6,1 bilhões são relativos às dívidas em aberto, sendo R\$ 4,5 bilhões em garantias com condição de eficácia em caso de privatização, que deverão ser quitados em 36 prestações mensais atualizadas por taxas de mercado.*

411. *Ademais, a Petrobras informa que (peça 167, p. 1):*

A Eletrobras se comprometeu a assumir aproximadamente R\$ 11 bilhões do valor total negociado, por intermédio de Instrumentos de Assunção de Dívida (IADs), que contam com garantias reais oferecidas pela Eletrobras, condicionados à efetiva privatização das distribuidoras.

Além dos CCDs e IADs mencionados acima, também foram celebrados um Termo Aditivo aos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural e um Termo de Cessão de Direitos e Obrigações do Contrato da Amazonas Energia para a Amazonas Geração e Transmissão. Em relação à dívida acumulada pela Amazonas Energia com a Petrobras, em virtude do fornecimento de gás natural no âmbito do Estado do Amazonas, permanece em discussão, em ação de cobrança, uma parcela não incluída nessas negociações, no montante aproximado de R\$ 3 bilhões.

412. *Dessa forma, o MME anuncia que (peça 166, p. 2):*

Assim sendo, todos os requisitos legais estabelecidos na Lei nº 9.074, de 1995, art. 4º, §§ 5º e 6º e na própria Resolução Autorizativa nº 6.883, de 27 de fevereiro de 2018, foram plenamente atendidos, estando segregadas societariamente as atividades de geração e transmissão das atividades desenvolvidas pela Amazonas Distribuidora de Energia S.A. Destaque-se, contudo, que a Resolução Autorizativa nº 6.883, de 27.02.2018, conferiu um prazo de 30 dias, contado da implementação da operação (30 de abril de 2018), para a apresentação das cópias autenticadas dos documentos comprobatórios da formalização das operações de que trata o art. 3º, além dos documentos relacionados no art. 3º, § 2º.

413. *Não existem, portanto, óbices relativos à desverticalização da Amazonas Energia para o prosseguimento do leilão de privatização da Companhia AmE-D.*

414. *Quanto a Cigás, busca-se um acordo para que a empresa anua com a cessão do contrato para a AmGT por meio de garantias de pagamentos futuros da geradora/transmissora e pelo pagamento pelo débito junto a ela, hoje em aproximadamente 40 milhões. Contudo, essa questão não é óbice ao leilão, já que é possível manter o contrato de gás com a AmE-D e essa repassar o insumo à AmE-GT, mesmo não sendo o arranjo ideal por impor ao novo concessionário fazer essa gestão.*

II.2. Boa Vista Energia S.A (Boa Vista)

II.2.1. Histórico e caracterização básica da área de concessão

415. *O estado de Roraima tem, aproximadamente, 510 mil habitantes, distribuídos em 15 municípios, sendo que 64% da população se encontra na capital Boa Vista. Com uma área de 224 mil km², Roraima apresenta a menor densidade populacional do País; apenas 2,27 habitantes por km² (peça 94, p. 6).*

416. *O estado não está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O projeto de interconexão de Boa Vista ao SIN foi licitado em 2011 e teve como vencedor o Consórcio TransNorte, formado pelas empresas Alupar e Eletronorte, cujo prazo determinado para energização datava de janeiro de 2015. Contudo, passados seis anos, a obra ainda não foi iniciada, devido à falta de autorização ambiental da Funai (Fundação Nacional do Índio) para a passagem do linhão por 125 quilômetros na Terra Indígena Waimiri-Atroari, localizada ao Norte do Amazonas e ao Sul de Roraima (peça 94, p. 7).*

417. *A única linha de transmissão para abastecimento de Boa Vista vem do sistema*

hidroelétrico de Guri, na Venezuela. Com o país vizinho passando por forte crise política e econômica, aliada a uma hidrologia desfavorável no passado recente, têm sido frequentes os cortes de fornecimento. Buscando contornar essa situação, a empresa conta com três usinas termelétricas para atendimento à capital, despachadas para atendimento da carga em momentos de contingência/falhas no sistema Guri (peça 94, p. 7).

418. Em relação ao mercado consumidor, a capital (Boa Vista) possui consumidores alocados nos níveis da Média e Baixa Tensão (BT), sendo o último mais expressivo: a classe BT é responsável pela maior parcela do faturamento (64%), com os consumidores classificados como Baixa Renda responsáveis pelo maior aumento no consumo entre os anos de 2013 a 2016, de 70% no período (peça 94, p. 7).

419. A seguir, tabela com a evolução do mercado da distribuidora na capital, Boa Vista, por classe de consumo entre 2012 e 2016.

Tabela 26: Evolução do mercado consumidor da Boa Vista entre 2012 e 2016.

Classe / Ano	Mercado por Classe Tarifária (MWh)					Taxa de Variação	
	2012*	2013	2014	2015	2016	Período% (2012/2016)	Geométrica% (a.a.)
Residencial	269.088	313.480	363.282	394.397	418.551	56%	12%
Industrial	13.692	14.210	15.904	16.292	20.070	47%	10%
Comercial	131.676	142.907	157.020	178.757	187.338	42%	9%
Rural	10.440	13.142	16.145	14.569	13.443	29%	7%
Iluminação Pública	23.796	23.352	27.711	30.992	41.222	73%	15%
Poder Público	70.320	79.508	83.653	83.464	85.281	21%	5%
Serviço Público	16.740	18.814	19.532	21.194	22.078	32%	7%
Demais	2.364	166.573	189.424	205.824	224.495	9.396%	212%
TOTAL	538.116	771.986	872.672	945.489	1.012.477	88%	17%

Fonte: peça 94, p. 26.

420. Com relação ao interior do estado, as informações são escassas (não há segregações de mercado e usuários por nível de tensão ou classe tarifária). Em 2014, de acordo com a única informação pública disponível acerca do mercado da Cerr, o mercado consumidor no interior do estado era de 95.318 MWh, divididos em 39.122 consumidores de BT (99,6%) e 122 consumidores de MT. Ressalta-se ainda que mais da metade (53,2%) dos consumidores de BT são classificados como baixa renda (peça 94, p. 28).

421. No entanto, a equipe de planejamento da Boa Vista entende que o interior do estado tem demanda reprimida de atendimento, sejam empresas agrícolas ou clientes residenciais, inseridos no âmbito do Programa Luz para Todos (peça 94, p. 7).

422. Com relação às perdas não técnicas (PNT), observa-se que a cidade de Boa Vista viola os patamares regulatórios, com notória tendência de crescimento observada no ano de 2016 em relação ao ano de 2015.

423. No caso do interior do estado, a única informação disponível de perdas consta da Nota Técnica nº 35 SGT/Aneel. Nesta Nota Técnica constam dados de perdas técnicas como sendo 10,19% do total de energia injetada e perdas não técnicas equivalentes a 85% do mercado de baixa tensão (peça 94, p. 7-8).

424. Em relação ao sistema elétrico da capital, em que pese terem sido observados ativos em boas condições durante as visitas realizadas pela equipe do Serviço B, foram constatados sistemas com pouca flexibilidade na transferência de cargas em situações de contingência de operação, devido ao carregamento excessivo de alimentadores. Além disso, há necessidade de investimentos em subestações para interconexão ao SIN, prevista para 2021. Dessa forma, há necessidade de novas subestações transformadoras e linhas de subtransmissão (peça 94, p. 8).

425. Auditoria Operacional recente na Boa Vista, realizada pela Secex-RR,

constatou, principalmente, 'que a qualidade do serviço prestado não atende aos padrões regulatórios e vem piorando nos últimos anos' e, ainda, que 'a situação financeira atual é insustentável porque a empresa apresenta custos superiores as suas receitas (Acórdão 177/2017-TCU-Plenário, de 8/2/2017, peça 144, p. 34-35).

426. O principal motivo para esse desequilíbrio, de acordo com a equipe de fiscalização, são as despesas de pessoal, já que a distribuidora paga 'os maiores salários médios entre as distribuidoras de energia elétrica' do País (peça 144, p. 35).

427. É necessário destacar as dívidas da empresa, bem acima de sua receita operacional líquida (peça 144, p. 18):

No ano de 2015 o endividamento da empresa atingiu o montante de R\$ 900,88 milhões, crescimento de 51,30% em relação ao ano de 2014. Com o serviço da dívida totalizando R\$ 53,70 milhões. A situação, na data da auditoria, é um pouco melhor, com dívidas reconhecidas de R\$ 819,54 milhões. Os principais credores são os geradores da energia (tanto a Eletronorte, que realiza a importação de energia, como as usinas térmicas utilizadas) e a Petrobrás, devido ao combustível utilizado para geração

428. Ressalta-se que esta Corte de Contas proferiu o Acórdão 902/2015-TCU-Plenário, no qual determinou à Boa Vista que suspendesse o fornecimento de energia elétrica e ajuizasse as ações de cobrança judicial contra órgãos e entidades do setor público inadimplentes com a empresa pelo fornecimento de energia elétrica no montante total de aproximadamente R\$ 400 milhões de reais em 2016 (peça 143, p. 20). Cabe mencionar que a Secex/RR autuou processo de monitoramento (TC 017.642/2016-7) com vistas a acompanhar e verificar o cumprimento dos mandamentos constantes do acórdão supramencionado.

429. Ademais, a figura a seguir demonstra a situação de prejuízos operacionais que a empresa vem apresentando nos últimos anos. O PMSO realizado está muito acima do valor regulatório para todos os anos analisados.

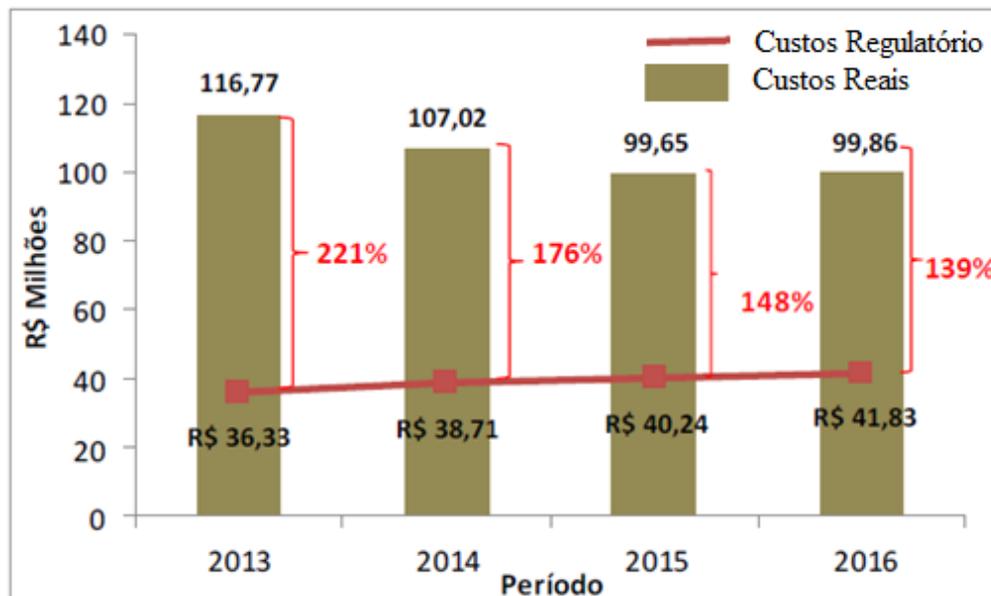


Figura 24: Comparação custos operacionais reais e regulatórios da Boa Vista entre 2013 e 2016 (fonte: peça 25, p. 598).

430. Com esse histórico, além das informações de caráter transversal apresentadas nas seções precedentes e em outros trabalhos recentes deste Tribunal, buscou-se demonstrar resumidamente o quadro atual da empresa de elevado endividamento e necessidade de vultuosos investimentos para que os serviços sejam prestados dentro dos parâmetros regulatórios de qualidade e eficiência.

431. Os Serviços A e B fizeram a avaliação econômico-financeira da área de concessão da Boa Vista a partir dos mesmos dados de entrada, mas utilizando premissas econômicas e fazendo projeções diferentes, o que resulta em resultados diferentes, porém sem significativa discrepância entre eles.

II.2.2. Projeção de mercado

432. A primeira projeção realizada por ambos os Serviços foi a evolução do mercado e das unidades consumidores, utilizando as metodologias e premissas descritas no item I.1.2.

433. Nos últimos dez anos, de 2007 a 2016, a Eletrobras Distribuição Roraima teve crescimento médio anual de 8,7%, sendo o maior crescimento relativo o da classe residencial, de 10,3% (peça 25, p. 569).

434. As figuras a seguir apresentam a projeção de consumo energético e composição do consumo total de energia para a Boa Vista pelos Serviços A e B. O Serviço A fez projeção apenas para a capital Boa Vista, enquanto o Serviço B fez as projeções separadamente para a capital e para o interior do Estado. Essa diferença não compromete os resultados já que os valores para o interior são bem inferiores ao da capital.

435. O Serviço A projetou também a demanda por nível de tensão, chegando aos percentuais de 75% para BT e 25% para a MT, durante todo o período (2017-2047) (peça 86, p. 64).

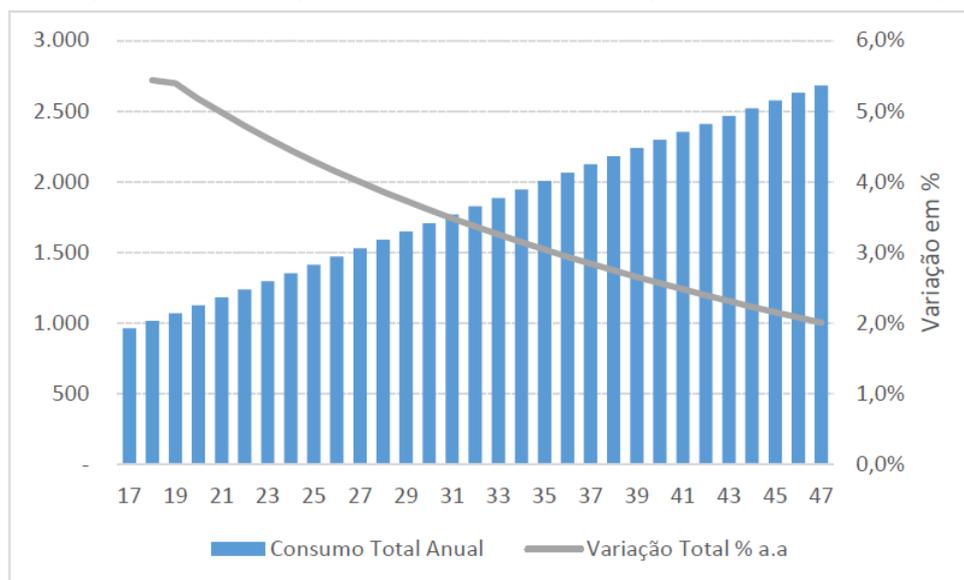


Figura 25: Valores da Projeção de Mercado da Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 86, p. 63).

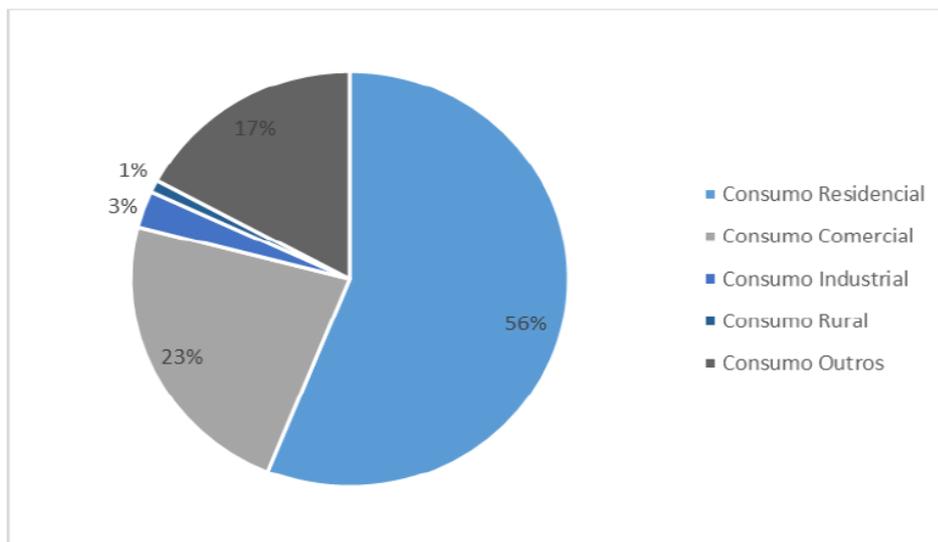


Figura 26: Composição do Mercado da Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 86, p. 62).

436. As variáveis auxiliares utilizadas nos modelos por classes de consumo da Boa Vista pelo Serviço B são apresentadas abaixo.

Tabela 27: Variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe – Serviço B – Boa Vista

Classe	Variáveis	
	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	População
Industrial	PIB	PIB
Comercial	PIB e População	PIB e População
Rural	PIB e População Rural	PIB
Poder Público	População, PIB e Univariado	Univariado
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População	População
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 78, p. 35.

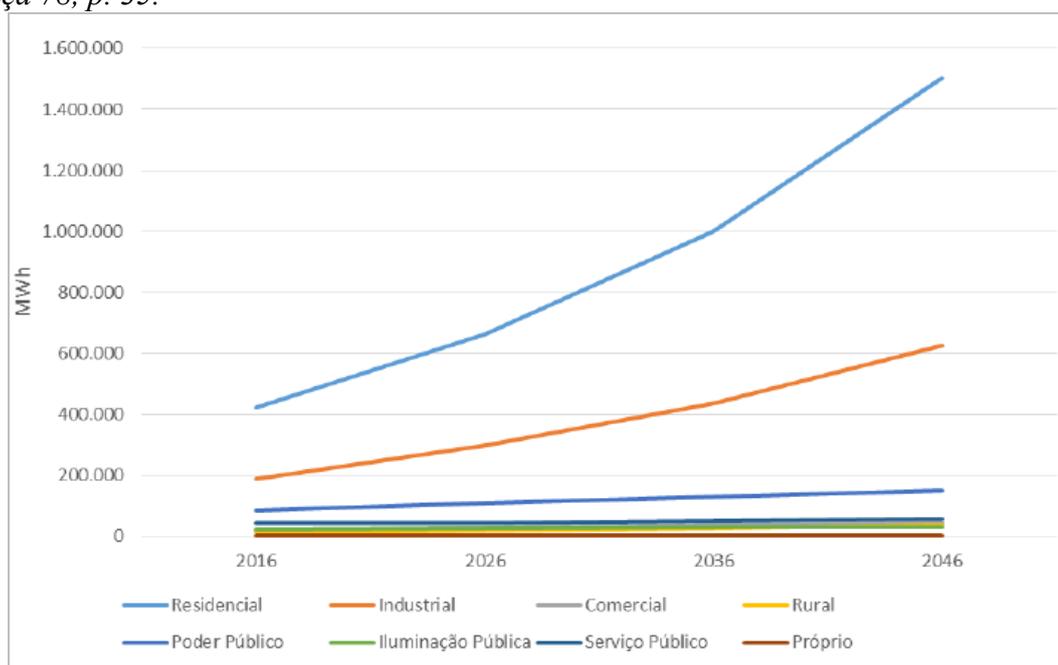


Figura 27: Valores da Projeção de Mercado da Boa Vista (capital) – Serviço B (Fonte: peça 89, p. 46).

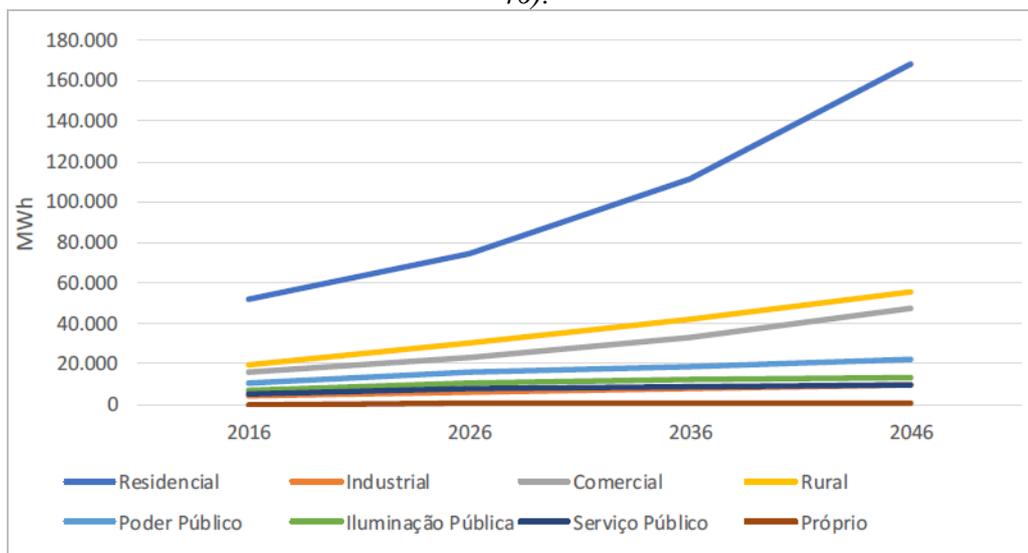


Figura 28: Valores da Projeção de Mercado da Boa Vista (Interior) – Serviço B (Fonte: peça 89, p. 48).

437. Para a projeção do mercado do interior, o Serviço B adotou a expectativa para crescimento do mercado de energia fornecida pela empresa, para os anos de 2017 a 2026 (5% a.a.); e a partir de 2027, utilizou as mesmas taxas de crescimento de cada classe de consumo de Boa Vista (capital). Com relação à segregação por classe de consumo, essa foi feita considerando a participação de cada classe sobre o consumo total em outubro de 2014, última informação disponível no site da Aneel (peça 89, p. 39).

438. Para o ano de 2040, por exemplo, o consumo projetado pelo Serviço B é de 2.239.586 MWh (1.972.361 MWh para a capital e 267.225 MWh para o interior) enquanto para o Serviço A é de 2.297.696 MWh. Essa pequena diferença (3%) não apresenta grande impacto no valuation porque a regulação atua de forma a incorporar na tarifa o custo da energia para atendimento ao mercado de forma pass through (parcela A) e a remuneração do serviço da distribuidora através de mecanismos de regulação por incentivos (parcela B).

439. O Serviço A obteve projeções de crescimento médio anual de 3,50% para o consumo da capital no período de março de 2018 até fevereiro de 2048. Para o Serviço B, o crescimento médio anual do consumo da distribuidora ficou na ordem de 3,83% para o período de 2017 até 2048 (peça 25, p. 581).

440. A Tabela 28 compara a média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período, apenas para a capital, já que o Serviço A não fez projeções para o interior.

Tabela 28: Média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período – Boa Vista.

Média Geométrica dos Consumos dos Serviço A e B									
Serviços	RESIDENCIAL Δ% a.a	INDUSTRIAL Δ% a.a	COMERCIAL Δ% a.a	RURAL Δ% a.a	PODER PÚBLICO Δ% a.a	ILUM. PÚBLICA Δ% a.a	SERVIÇO PÚBLICO Δ% a.a	PRÓPRIO Δ% a.a	TOTAL Δ% a.a
A	3,67%	3,40%	3,92%	1,68%	3,19%	3,19%	3,19%	3,19%	3,50%
B	4,32%	4,05%	2,67%	3,20%	1,89%	1,07%	1,12%	0,49%	3,83%
Diferenças (A-B)	-0,65%	-0,65%	1,25%	-1,52%	1,30%	2,12%	2,07%	2,70%	-0,33%

Fonte: Peça 25, p.581.

441. Ambos os Serviços projetaram também o crescimento do Número de Unidades Consumidoras (UCs). Os resultados estão nas figuras a seguir.

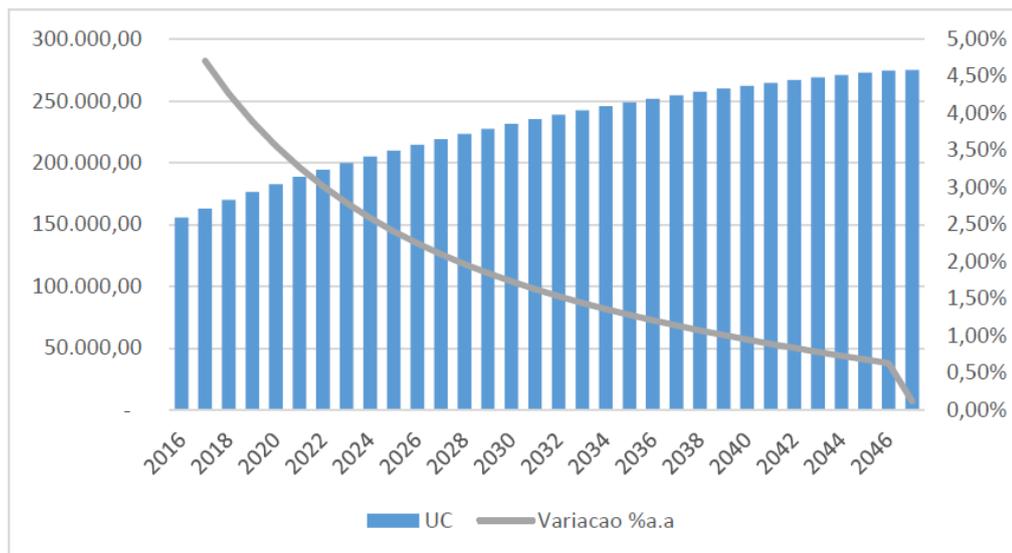


Figura 29: Valores da Projeção de UC Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 86, p. 65).

442. O Serviço A utilizou um modelo que teve como base dois parâmetros, a relação População/UC Residenciais e o crescimento médio das UC Residenciais dos últimos seis anos. A lógica na escolha dos parâmetros é que as classes Residencial e Comercial correspondem a 96% das UC da Eletrobras Distribuição Roraima.

443. O mesmo crescimento projetado de UC residencial foi extrapolado para as demais classes. Como resultado das projeções, observa-se um crescimento das UC nos primeiros anos com variação inicial superior a 4,5%, com redução gradual do crescimento até atingir crescimento nulo em 2047.

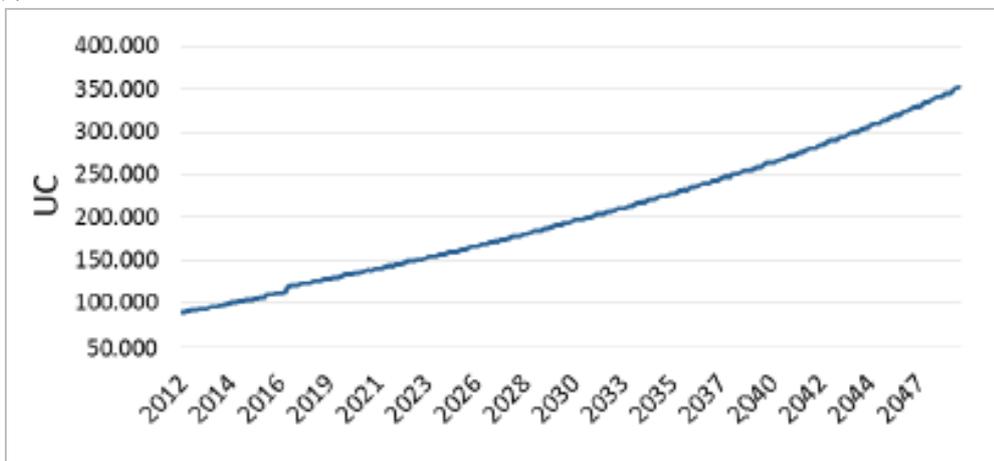


Figura 30: Valores da Projeção de UC Boa Vista – Serviço B (Fonte: peça 89, p. 50).

444. O Serviço B realizou projeções separadas para as UCs residenciais e para as demais. A evolução de UC Residenciais tem como base o crescimento dos domicílios residenciais e da cobertura de energia elétrica que estes domicílios possuem ao longo de 2017 a 2048, já para as demais UCs, a série é baseada na projeção do consumo médio, excluída a classe residencial.

445. O Serviço B, projetou também para o interior, chegando ao seguinte resultado:

Tabela 29: Resumo da Projeção de UCs da Boa Vista (interior)

Distribuidora	2016	2026	2036	2046	2017/2026 (% a. a.)	2027/2036 (% a. a.)	2037/2046 (% a. a.)
Interior	46.469	64.714	90.909	126.711	3,4%	3,5%	3,4%

Fonte: Peça 89, p.51.

446. Com base na trajetória dos gráficos das UC dos Serviços A e B temos uma comparação entre suas evoluções ao longo do período para a capital. Nota-se que nos primeiros 10 anos a taxa de crescimento do Serviço A é superior ao do B, o contrário acontece nos últimos 20 anos.

447. Em relação ao balanço de contratação de energia, o Serviço B considerou os contratos de energia existentes, o nível de sobrecontratação atual e as projeção do PLD. Já o Serviço A não fez o tratamento da sobrecontratação, considerando que qualquer sobra seria vendida no mercado spot pelo custo médio de compra de energia pela distribuidora.

448. Ambos os Serviços realizaram projeção de extensão de sua rede, já que esse dado tem impacto na projeção de investimentos da distribuidora, bem como nos custos operacionais (PMSO).

449. Cabe citar que, em janeiro de 2017, a Boa Vista energia passou a atender ao interior do estado (antiga área de atuação da Cerr). Assim, os Serviços A e B projetaram o avanço físico levando em consideração as novas características da área de concessão.

450. O Serviço A utilizou os dados históricos de extensão de rede entre 2001 e 2016 e adicionou a expansão previstas nos Planos Decenais, realizados pela EPE, e os PDDs da distribuidora. O Serviço B utilizou modelo econométrico com base na elasticidade com o número de unidades consumidoras, extraída do histórico entre 2007 e 2016.

451. Para o ano inicial das projeções, 2017, os serviços partiram de pontos diferentes. Enquanto o Serviço A informou extensão de rede de 10.322 km em BT/MT, 226 km em AT e zero para o Programa Luz Para Todos; o Serviço B informou 1.307 km para BT, 1.967 km para MT, 708 km para AT. A diferença ocorre porque o Serviço A projetou extensão para todo o Estado de Roraima, incluindo os ativos da área de concessão da Cerr e o Serviço B fez apenas para a capital.

II.2.3. Projeção de perdas

452. As projeções de Perdas foram realizadas conforme detalhado no item I.1.4.

453. As Perdas Não Técnicas (PNT) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

454. No caso da Boa Vista, os limites regulatórios de Perdas Não Técnicas a serem utilizados nos processos tarifários são regulados por meio da Resolução Homologatória 2.184/2016. 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 30.

Tabela 30: Flexibilização das Perdas Não Técnicas (Boa Vista)

Distribuidora	Boa Vista + Cerr*
2016	25,98%
2017	24,49%
2018	23,00%
2019	21,51%
2020	20,02%
2021	18,53%
2022	17,04%
2023	15,55%
2024	14,07%
2025	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

455. Para as PT, o Serviço A projetou valor constante de 7,04% da energia injetada ao longo da concessão (peça 88, p. 21), enquanto o Serviço B utilizou os níveis estabelecidos na

Resolução Homologatória 2.184/2016 até 2027 e, a partir de 2028, usou como parâmetro as PT por segmento de tensão de empresas compatíveis para modelar uma curva eficiente de PT, levando em consideração os ciclos tarifários. A trajetória de redução inicia-se com PT de 7,62% em 2017 chegando em 2047 no valor de 7,04% (peça 89, p. 83).

456. Apresentam-se os resultados para as projeções de Perdas Não Técnicas (PNT) para cada ano de Concessão da Boa Vista, por serviço.

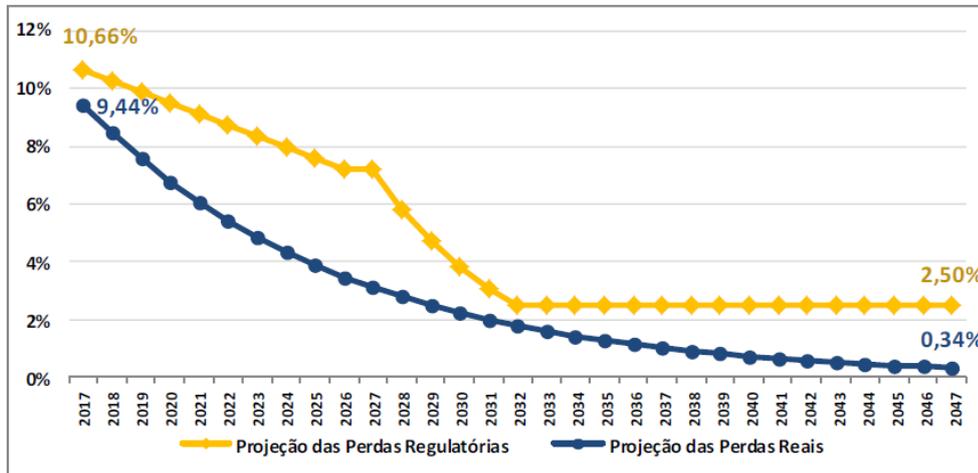


Figura 31: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 88, p. 24)

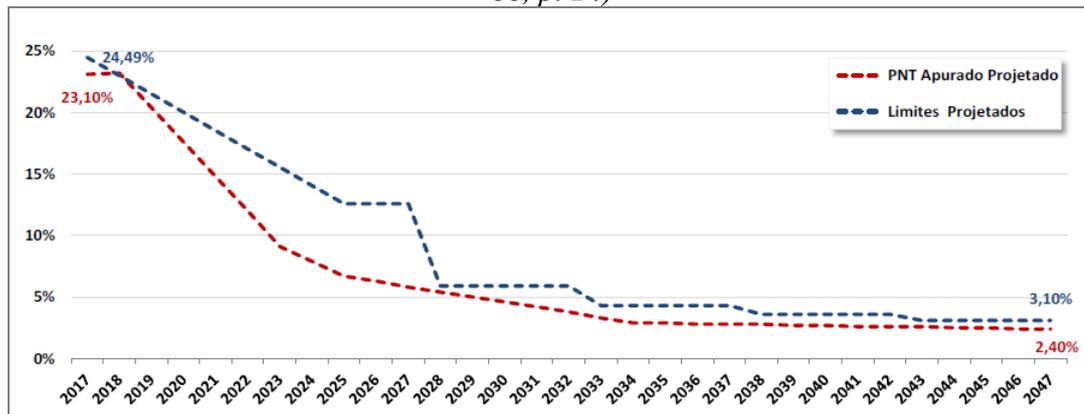


Figura 32: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Boa Vista – Serviço B (Fonte: peça 25, p. 593)

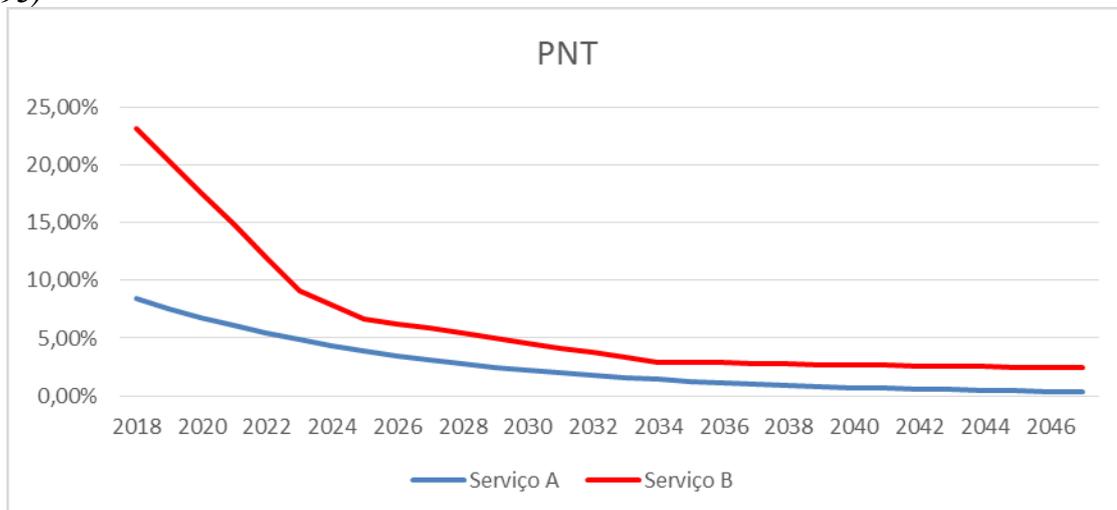


Figura 33: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão –

Boa Vista (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 88, item não digitalizável, e peça 89, item não digitalizável).

457. A trajetória das PNT reais preparada pelo Serviço A tem como ponto de partida o valor em 2016, de 9,44%, a curva vai reduzindo até 2047, quando alcança o valor de 0,34% do mercado de BT.

458. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018 os índices de PNT reais se mantêm constantes em 23,10% e, a partir de 2019, se inicia uma nova fase no combate eficiente a PNT. A trajetória apresenta uma redução acentuada das perdas nos 5 primeiros anos e posteriormente a curva decresce gradualmente, tendo como referência as reduções de PNT Reais das empresas Santa Maria e Forcel na modelagem da Boa Vista Energia e AmE na modelagem da Cerr (benchmarks). Desta forma, no final de 2047, a projeção do índice de PNT reais fica em 2,40%.

459. Importa acrescentar que os valores de Perdas Não Técnicas reais para Cerr foram calculados pelo Serviço B tendo como referência o ano de 2015, que se assumiu igual ao valor regulatório de 2016 (conforme REN 784/16). A partir de então, adotou-se uma trajetória de queda no curto prazo igual a 1,5 vezes a trajetória de queda da Amazonas Energia, uma vez que seu patamar e do interior do estado de Roraima são semelhantes (até 2023). A partir de 2023, adotou-se uma convergência para os níveis da Boa Vista de forma linear até 2033. A maior velocidade na redução de perdas se deve ao fato da Cerr apresentar um nível de complexidade menor que o da AmE.

460. Observa-se diferença relevante entre as curvas dos Serviços A e B. Essa discrepância se deve porque os serviços definiram PNT regulatórias distintas. A tabela a seguir traz os valores de PNT regulatórias por ano para cada Serviço.

Tabela 31: PNT Regulatórias para Boa Vista

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Serviço A	10,28%	9,89%	9,5%	9,12%	8,73%	8,35%	7,96%	7,58%	7,19%	7,19%
Serviço B	23,0%	21,5%	20,0%	18,5%	17,0%	15,6%	14,1%	12,6%	12,6%	12,6%
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Serviço A	5,82%	4,71%	3,81%	3,09%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Serviço B	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Serviço A	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Serviço B	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%

Fonte: Peça 70, p. 106 e p. 55.

461. Essa diferença se deve pelo fato do Serviço A ter considerado em suas projeções apenas os referenciais regulatórios para a concessão de Boa Vista (capital), constantes da Resolução 2.184/2016, enquanto o Serviço B utilizou o referencial para toda a área de concessão (Boa Vista + Cerr).

II.2.4. Projeção de custos operacionais (PMSO)

462. Os custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispendios) foram um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

463. No caso da Boa Vista, em relação à flexibilização dos custos operacionais, a

Anel 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, para a Boa Vista é de R\$ 31.521.350 (data base de novembro de 2016).

464. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Boa Vista, realizada pelos Serviços A e B, conforme metodologias detalhadas no item I.1.3.

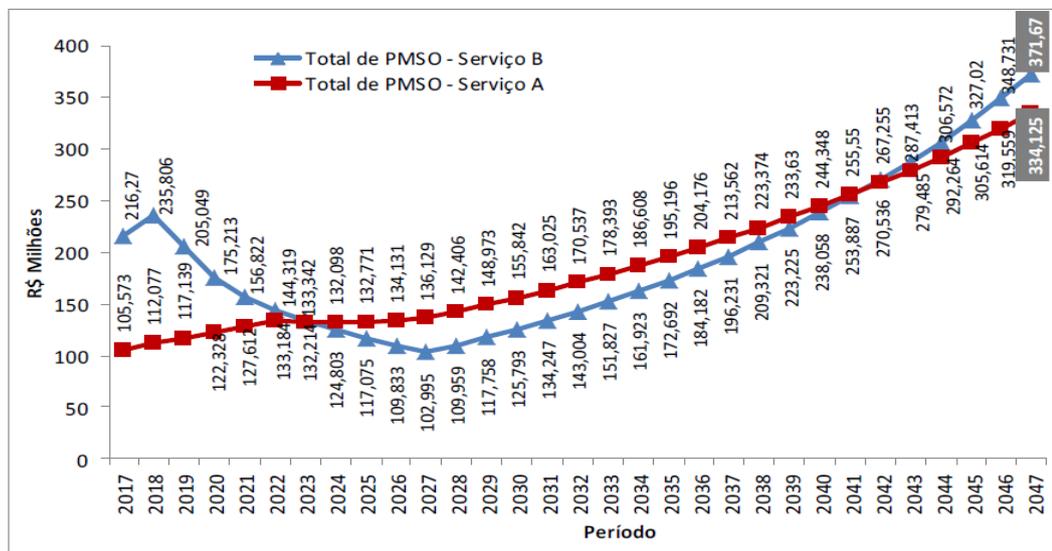


Figura 34: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Boa Vista (Fonte: peça 25, p. 609).

465. A partir da análise gráfica, pode-se perceber um comportamento um pouco atípico em relação à projeção do Serviço B. As diferenças entre os Serviços são maiores nos anos iniciais e possuem um pico no ano de 2018, quando o valor da diferença atinge R\$ 123,7 milhões. A partir deste ponto, a projeção do Serviço B tem uma trajetória descendente onde cruza a projeção do Serviço A no ano de 2023 e vai até o seu valor mínimo de PMSO no ano de 2027 (R\$ 103 milhões). A partir daí as projeções seguem uma mesma tendência findando o período com uma diferença de R\$ 37,5 milhões.

466. A razão para os Serviços partirem de valores tão diferentes no ano de 2017 é a metodologia que cada Serviço utilizou baseada no histórico de PMSO.

467. O Serviço B projetou o PMSO regulatório a partir do valor de 2016, atualizado pelo IPCA, e com adicional de R\$ 52 milhões/ano referentes à projeção de gastos no interior (antiga área da Cerr). Tal premissa provocou uma variação de 61,6% em relação ao PMSO regulatório de 2016, que passou de R\$ 100 milhões para R\$ 162 milhões.

468. O serviço A, de outra forma, projetou o PMSO regulatório de 2017 a partir da média dos custos PMSO apurados entre janeiro/2012 a dezembro/2016, atualizados pelo IPCA, e, ainda, incorporando outros ajustes, conforme apontado no item I.1.3 (§ 74-78). Um ajuste especialmente importante nesse caso é o que promove a desconsideração na amostra de contas variáveis com variação superior a 60% mais desvio padrão em relação ao valor mínimo e máximo da amostra.

469. Acontece que uma rubrica que compõe o grupo de PMSO ('Matéria prima e insumo p/ produção de energia', classificada no grupo 'Serviços de Terceiros') apresentou variação na ordem de 252% entre dezembro/2015 e dezembro/2016, conforme detalhado nas demonstrações contábeis da empresa (peça 151, p. 39). Considerando a metodologia aplicada pelo Serviço A, este valor foi desconsiderado da amostra.

470. Dessa forma, o Serviço A projetou PMSO efetivo em aproximadamente de R\$ 105 milhões para 2017.

471. É importante lembrar que essa diferença de valores não possui impacto expressivo no valuation se o PMSO da empresa estiver dentro do nível regulatório. A seguir é apresentada a comparação entre os níveis regulatórios e reais projetados pelos dois Serviços.

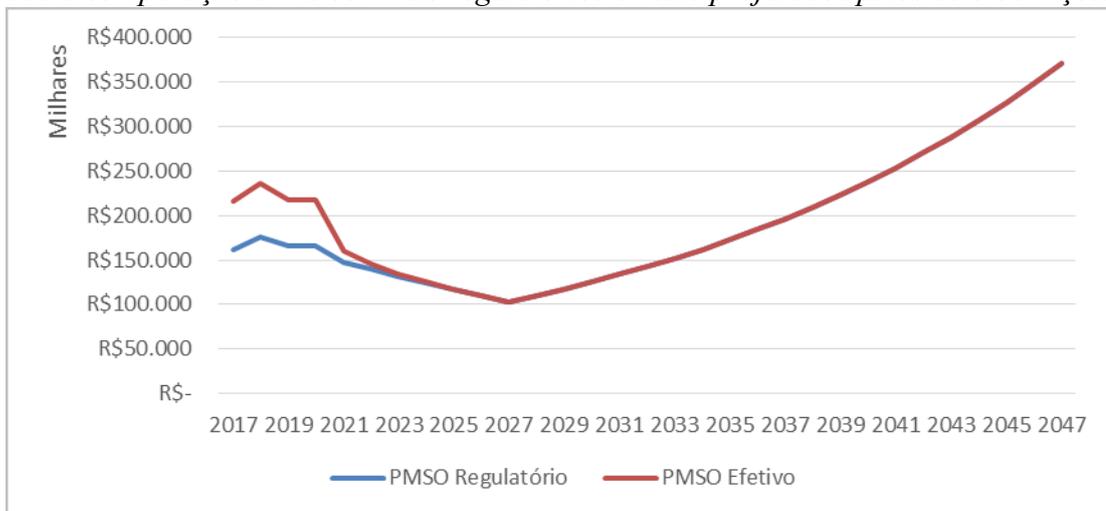


Figura 35: PMSO efetivo versus PMSO regulatório para Boa Vista – Serviço B (fonte: elaboração própria com dados da peça 89, item não digitalizável).

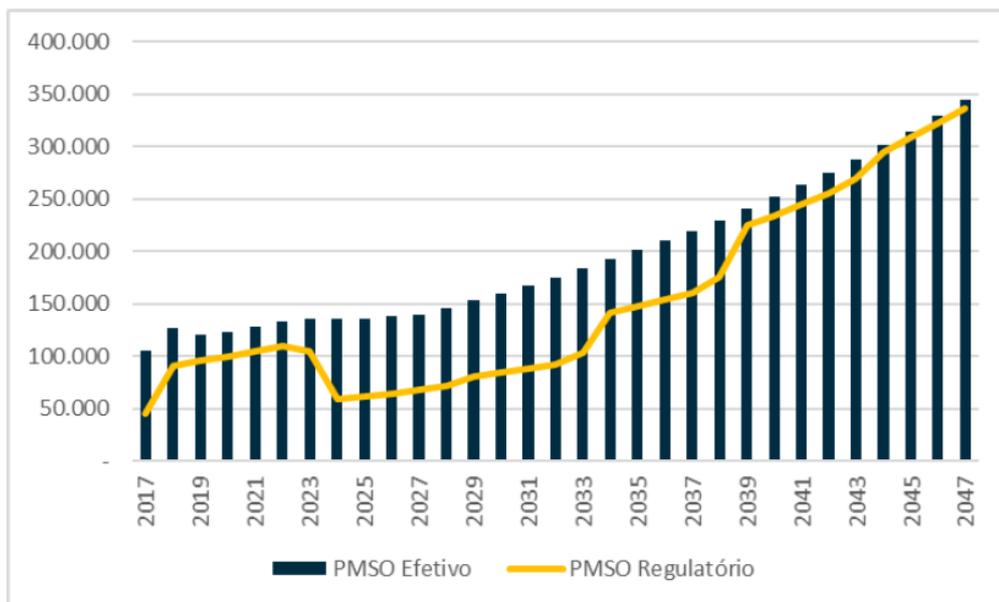


Figura 36: PMSO efetivo versus PMSO regulatório para Boa Vista – Serviço A (fonte: peça 88, p. 37).

472. Apesar da diferença de metodologia utilizada para definição do ponto de partida (2017) e da curva de eficiência dos custos operacionais, verifica-se que o PMSO estimado pelos dois Serviços ao longo de todo o período da concessão (de março/2018 a fevereiro/2048), apresenta variação de aproximadamente 16,14% a valor presente, dentro, portanto, do limite de 20% estabelecido no art. 31 do Decreto 2.594/1998.

473. As tabelas com os dados da projeção de gastos, separadamente por ano e por rubrica (pessoal, materiais, serviços e outros gastos) podem ser encontradas nas peças 87, p. 4-9, e peça 89, item não digitalizável.

474. Quanto à previsão de inadimplência e receitas irrecuperáveis, ambos os serviços utilizam a mesma metodologia utilizada pela Agência Reguladora (no 4CRTP, as receitas irrecuperáveis passaram a compor a Parcela A da Receita Requerida), bem como os mesmos dados de receitas irrecuperáveis regulatórias, propostos pela Aneel: 0,08% para residencial; 0,00% para industrial; 0,06% para comercial 0,02% para rural; 0,00% para poder público; 0,00% para iluminação pública; e 0,00% para serviços públicos. Porém, as projeções de inadimplência se diferem

principalmente nos primeiros dez anos, o que leva a resultados diferentes no fluxo de caixa.

475. O ano de partida, 2017, apresenta valores significativamente diferentes entre os Serviços quando observados os dados nos relatórios (peças 88, p. 17 e 89, p. 102). Por exemplo, para a classe residencial o percentual de receitas irrecuperáveis do Serviço A é de 1,39 %, enquanto do Serviço B é de 2,95 %.

476. Essa discrepância se deve, primeiramente, a erro material do relatório do Serviço B (peça 89) ao transcrever os dados da tabela utilizada para os cálculos. Na tabela (item não digitalizável da peça 89, aba 'R Irrecuperáveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

477. Em segundo, para projeção do valor de 2017 com base no valor realizado de 2016, o Serviço A utilizou o seguinte critério: calculou dez/16 a partir da mediana entre do valor faturado não recebido sobre o valor faturado total entre os meses de dez/11 e nov/12, inclusive, chegando ao valor de receitas irrecuperáveis na data base de dez/16. Sobre o valor de dez/16 aplicou-se o percentual de variação anual proposto pela Aneel no indicador entre o 3CRTP e o 2CRTP, chegando-se ao valor estimado para dez/17 (peça 168, p. 1).

478. Já o Serviço B, estimou como ponto de partida de receitas irrecuperáveis a mediana de receitas não faturadas no período de 49 a 60 meses para o final de 2016. Não foi aplicado nenhum percentual de variação (redução do percentual) de 2016 para 2017. O valor de 2016 foi replicado para 2017. Por esta razão, os valores de partida do serviço B apresentam-se um pouco maiores do que o serviço A (peça 168, p. 1). Entende-se, portanto, que as divergências foram explicadas e não se trata de erro nas avaliações.

479. A partir daí os números do Serviço B foram estimados em uma queda linear atingindo o nível regulatório em 10 anos.

480. No Serviço A não há um ano específico para se atingir o nível regulatório, foi estabelecida uma meta, acima do nível regulatório, e uma curva de redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel nos ciclos tarifários anteriores (4CRTP, 3CRTP e 2CRTP). Com essa premissa utilizada, a taxa de receitas irrecuperáveis se estabiliza quando alcança a meta estabelecida. A tabela a seguir traz a diferença entre a meta regulatória e a meta estabelecida pelo Serviço A.

Tabela 32: Meta de inadimplência estabelecida pelo Serviço A para a Boa Vista

Classe de Consumo	Meta Serviço A (%)	Meta Aneel no 4CRTP (%)
Residencial	2,36	0,08
Industrial	1,69	0,00
Comercial	0,78	0,06
Rural	5,04	0,02
Poder Público	0,19	0,00
Iluminação Pública	0,31	0,00
Serviço Público	0,25	0,00
Outros	0,24	0,00

Fonte: peça 88, p. 17-19.

481. O Serviço A explica que o nível de receitas irrecuperáveis efetivas que a companhia alcança (meta) trata-se da média das receitas irrecuperáveis efetivas das companhias benchmark nas datas de referência de dez/12 e dez/13 por classe consumidora. Os benchmarks utilizados consideram as empresas privatizadas das regiões Norte e Nordeste e incluem Cemar, Cosern, Celpe, Celpa e Coelba, conforme agrupamento realizado pela Aneel (peça 168, p. 2).

482. No entendimento do Serviço, a consideração das receitas irrecuperáveis dos benchmarks faz com que cada empresa atinja uma média de receitas irrecuperáveis de mercado em situação de privatização, que não necessariamente se alinha com as receitas irrecuperáveis

regulatórias, aproximando-se da realidade que muitas dessas distribuidoras (avaliadas e benchmark) têm vivido (peça 168, p. 2).

483. Dessa forma por fim, buscou-se aproximar as receitas irrecuperáveis a serem realizadas pelas distribuidoras avaliadas ao longo do período de concessão, àquelas verificadas no mercado, representado pelos benchmarks (peça 168, p. 2).

484. Com tal premissa, para o Serviço A, os níveis de inadimplência permanecem acima dos níveis regulatórios durante todos os 30 anos de concessão e implicam em um custo de R\$ 24,9 milhões (9,75 % do total faturado).

485. Dessa forma, os Serviços adotaram premissas diferentes para projeção do nível de inadimplência e das receitas irrecuperáveis e, por conseguinte, tiveram resultados diferentes. Todavia, ambas as metodologias foram realizadas coerentemente e com premissas razoáveis, de maneira que não é possível indicar qual seria a mais adequada ao caso concreto, visto que se trata de projeção, por definição futura e incerta.

II.2.5. Projeção de investimentos

486. Partindo das metodologias descritas no item I.1.5, apresentam-se as diferenças nos resultados entre os consórcios nos valores de investimentos previstos.

Tabela 33: Valores estimados de investimentos – Boa Vista

Serviço A							R\$ milh es
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Expansão AT	72	34	53	53	53	53	317
Expansão MT/BT	43	15	29	29	29	29	173
Melhoria	5	5	5	5	5	5	30
Renovação (manutenção)	55	173	190	209	228	97	952
Luz para Todos	6	-	-	-	-	-	6
Infraestrutura e apoio	26	-	-	-	-	-	26
Reposição	-	41	-	-	-	-	41
Total	207	268	277	296	315	184	1.545

Serviço B							R\$ milh es
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Expansão AT	73	43	86	43	86	43	374
Expansão MT/BT	44	10	10	10	10	10	95
Melhoria	5	4	4	4	4	4	27
Renovação (manutenção)	58	15	25	15	25	15	154
Luz para Todos	96	-	-	-	-	-	96
Infraestrutura e apoio	26	7	7	7	7	7	59
Reposição	-	-	-	-	-	-	-
Total	300	80	133	80	133	80	804

Fonte: peça 25, p. 615.

487. Novamente, observa-se que a diferença entre os consórcios está em R\$ 741 milhões, notadamente no item Renovação (manutenção) em que o Serviço A estima que a partir do 2° quinquênio os investimentos são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos e o Serviço B os calcula a partir da participação destes no Plano Quinquenal de 2018 a 2022.

488. Cabe destacar que essa diferença do volume de investimentos projetados não possui impacto expressivo no valuation, pois o investimento aumenta a Base de Remuneração da empresa, e conseqüentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.

489. Por fim, devido aos diferentes critérios para projeção da base de ativos, incluindo diferenças nos investimentos, critérios de glosa e depreciação, os valores finais de Base de Remuneração Líquida (BRRL) para a Boa Vista são diferentes entre os Serviços. As diferenças de metodologias foram explicadas no item 118. O Serviço A chega a uma base de R\$4,4 bilhões em 2048 e o Serviço B em R\$ 898 milhões.

II.2.6. Resultados do valuation da concessão

490. A avaliação do Serviço A calculou enterprise value de R\$ 565.617.124,98 para a Boa Vista Energia. Descontadas as dívidas, passivos com fornecedores e contingências, o equity

value da Boa Vista Energia calculado pelo Serviço A é de R\$ 328.272.159,71 negativos.

491. O Serviço B calculou o enterprise value de R\$ 611.716.317,51 e equity value de R\$ 282.172.967,18 negativos.

492. Ponto que merece atenção é que os estudos de avaliação econômico-financeira de ambos os Serviços consideraram na Base de Remuneração Regulatória da Boa Vista Energia os ativos da Cerr, bem como a indenização pelos ativos não totalmente depreciados e amortizados da Cerr, da ordem de R\$ 73 milhões, baseado na Nota Técnica Aneel 293, de 20 de setembro de 2017.

493. Com relação à avaliação por múltiplos de mercado, o Serviço A, obteve o enterprise value da Boa Vista igual a R\$ 638,66 milhões, o que representa uma diferença de 20% com relação ao valor da avaliação econômico-financeira. Já o Serviço B, não obteve o valor do enterprise value, mas realizou análises comparativas de diferentes múltiplos implícitos ao resultado da avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.

494. Esses resultados devem ser analisados junto à situação financeira da Empresa Amazonas Energia, que foi objeto de estudo apenas do Serviço B, por meio das análises técnico-operacional (peça 94); as due diligences contábil patrimonial (peça 91) e jurídica (peça 92); as avaliações ambiental (peça 93), atuarial (peça 95) e de recursos humanos (peça 96); e pelo estudo de modelagem da desestatização (peça 90).

II.2.7. Avaliação da empresa

495. A Empresa, que atende hoje 162 mil consumidores (0,2% do Brasil), tem apurado prejuízos repetitivos (R\$ 269,9 milhões em 2016 e R\$ 270,1 milhões em 2015), chegando a um prejuízo acumulado no montante de R\$ 1.290,5 milhões em dez/2016 e um passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) no montante de R\$ 609,3 milhões (peça 91, p. 8).

496. Adicionalmente, o endividamento líquido ajustado da Empresa (após ajustes e reclassificações da due diligence contábil-patrimonial) é de R\$ 888,8 milhões, contra um EBITDA ajustado negativo de R\$ 220,5 milhões.

497. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Boa Vista (peça 151), auditados pela Auditoria independente KPGM.

498. No ano da data base dos estudos (2016), as demonstrações apresentam passivo a descoberto no total de R\$ 609 milhões, passivo circulante de R\$ 613 milhões e não circulante de R\$ 681 milhões (peça 151, p.8), além de resultado do exercício igual a R\$ 270 milhões negativos (peça 151, p. 9).

499. A Figura 37 detalha o endividamento bruto da Boa Vista, com data base de dezembro de 2016.

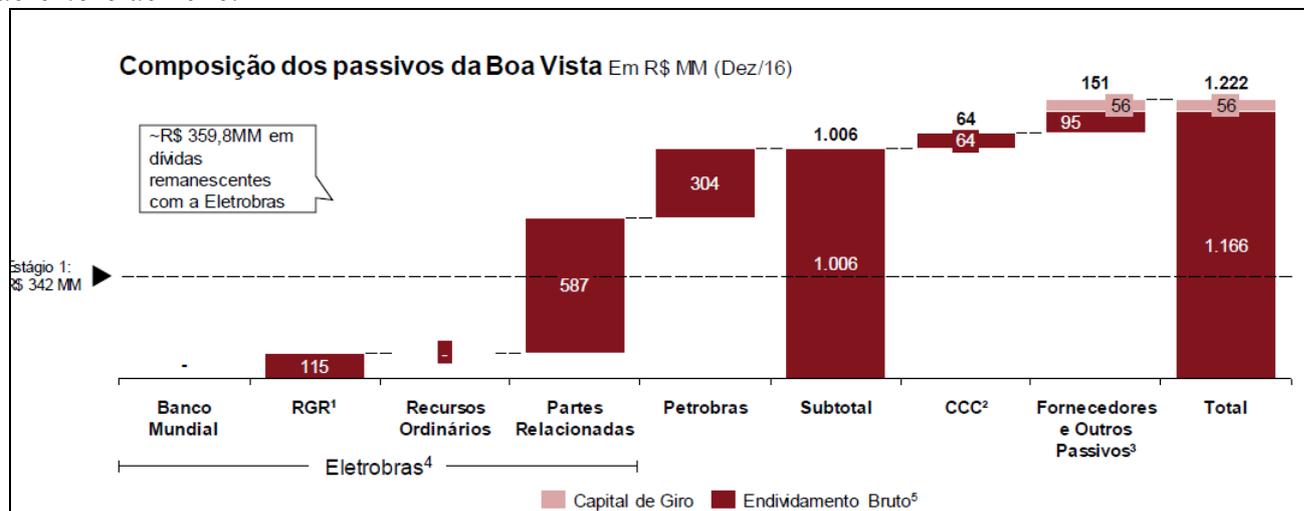


Figura 37: Composição dos passivos da Boa Vista (+Cerr) em dez/2016 (Fonte: peça 80, p. 21).

500. Do passivo bruto total (cerca de R\$ 1,2 bilhão), fora a possível glosa de direitos da CCC (aproximadamente R\$ 283 milhões), 25% se refere às dívidas com a Petrobras, 9% com a Holding, relatado no item I.4.3, 48% com outras partes relacionadas do grupo Eletrobras, 5% com a CCC (obrigações de ressarcimento ao fundo em função de impostos) e os outros 12% se referem a dívidas com outros fornecedores, tributos, contribuições sociais, passivos regulatórios, encargos setoriais e provisões para causas judiciais.

501. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 151), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

502. A Figura 38, retirada da due diligence contábil-patrimonial da Boa Vista, apresenta a composição do endividamento líquido da Empresa na data base de dezembro de 2016. É possível observar os ajustes realizados decorrentes das due diligences.

Endividamento líquido		
Em R\$ mil	Dez-15	Dez-16
Caixa e equivalentes de caixa	3.685	35.598
Empréstimos - CP	(16.654)	(6.556)
Empréstimos - LP	(37.048)	(108.687)
Endividamento financeiro líquido	(50.017)	(79.645)
Cauções e depósitos judiciais - LP	19.731	20.360
Direito de ressarcimento - LP	206.904	202.115
Pesquisa e desenvolvimento - CP	(4.304)	(4.127)
Partes Relacionadas a pagar	(2.406)	(21.294)
Fornecedores -LP	(362.123)	(322.922)
Partes Relacionadas a pagar - LP	(57.779)	(50.764)
Pesquisa e desenvolvimento - LP	(3.183)	(6.231)
Benefício pós emprego - LP	(643)	(1.816)
Provisões para causas judiciais	(50.696)	(48.252)
Obrigações de ressarcimento - LP	(49.900)	(60.030)
Outros itens de dívida	(304.399)	(292.961)
Endividamento líquido reportado	(354.416)	(372.606)
Reclassificação entre capital de giro e endividamento líquido	(282.552)	(516.241)
Ajustes propostos pela "due diligence"	NQ	(1)
7 Saldo restrito de caixa	NQ	(1)
Subtotal	NQ	(1)
Endividamento líquido ajustado	(636.968)	(888.848)
Outras considerações	198.714	214.085
i Impactos tributários, trabalhistas e previdenciários	NQ	NQ
ii Ativo financeiro - concessões de serviço público	183.484	194.720
iii Clientes vencidos e parcelados	15.230	19.365
iv Cauções e depósitos judiciais - LP	NQ	NQ
v Provisão para contingências	NQ	NQ
vi Investimentos em CAPEX	NQ	NQ
vii Outros potenciais ajustes	NQ	NQ

Fonte: balancetes contábeis auditados e análise PwC.

Figura 38: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 91, p. 8).

503. Para a Boa Vista, além dos recursos tomados junto à Controladora (9%) e o passivo devido ao fornecimento de combustível com a Petrobras (25%), explicado no item I.4.2, destacam-se os passivos com outras partes relacionadas (48%). Se trata, em grande parte, de dívida com a Eletronorte devido à aquisição de energia elétrica, corrigido por multas e juros sobre faturas vencidas.

504. Conforme relatado anteriormente, Boa Vista é a única capital brasileira ainda não interligada ao SIN e que, portanto, tem contratos bilaterais de compra de energia elétrica para suprimento da sua demanda. Esta dívida está retratada nas demonstrações da Eletronorte, inclusive provisionada como crédito de liquidação duvidosa.

505. No relatório de fiscalização realizada pela Secex/RR, que conduziu ao Acórdão 177/2017-TCU-Plenário (peça 144), consta tabela (p. 18) com o detalhamento dessas dívidas com a Eletronorte na data de 14/9/2016, totalizando R\$ 458 milhões. Nessas dívidas incide, ainda, multa de 2%, juros de 1% a.m. e aplica-se a variação pelo IGPM. Na mesma tabela aparece a informação do endividamento com a Petrobras (R\$ 280 milhões em setembro de 2016).

506. Ressalta-se trecho do Voto que conduziu ao Acórdão 177/2007 (peça 144, p.39):

A respeito da saúde financeira da estatal, constatou-se condição deficitária, ainda que as dívidas tenham sido reduzidas significativamente em 2016, com aporte de recursos da Eletrobras. Acerca desse tema, é interessante reportar que a última revisão tarifária foi discutida no âmbito do Poder Judiciário por quase dez meses, implicando, por óbvio, grandes prejuízos. Outros fatores negativos observados são o gasto excessivo com despesas de pessoal e a dificuldade de receber do governo do estado valores superiores a R\$ 400 milhões, referentes ao fornecimento de energia.

507. *Ademais, além do CCD firmado com a Petrobras, que tinha saldo a pagar em dez/2016 de R\$ 155 milhões, em 2015 foi realizado instrumento de reconhecimento e parcelamento de dívidas com a Eletronorte devido à aquisição de energia e de ativos (linhas de transmissão e subestações), com saldo a pagar (dez/2016) de R\$ 177 milhões (peça 151, p. 32).*

508. *A Figura 9, retirada das demonstrações contábeis da Eletrobras mostra os créditos que a Controladora tinha com a Boa Vista (peça 158, p. 350), totalizando R\$ 196 milhões em dezembro de 2016, sendo R\$ 115 milhões referentes a empréstimos da RGR (conforme o apresentado na Figura 37) e R\$ 80 milhões de AFAC.*

509. *Portanto, entende-se não haver dívidas quanto aos passivos existentes nos balanços da Boa Vista Energia, haja vista as diversas fontes que demonstram a existência dos mesmos, tanto pela ótica dos devedores quanto a dos credores, assim como os trabalhos anteriores realizados pelo Tribunal, onde se viu a degradação da situação econômico-financeira da distribuidora.*

510. *Ademais, na avaliação são levadas em conta as contingências prováveis, que diminuem o valor da empresa. Elas são de origem jurídica, contábil, ambiental e atuarial.*

511. *As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam quanto a sua probabilidade de ocorrência e as prováveis, contabilizadas nos estudos, se separam por fonte.*

Tabela 34: Classificação por origem e valores das contingências prováveis – Boa Vista

	<i>Contingências Prováveis (milhões)</i>	<i>Contingências Possíveis (milhões)</i>	<i>Contingências remotas (milhões)</i>
<i>Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)</i>	-	<i>(R\$ 91,1)</i>	-
<i>Contingências Jurídicas (R\$)</i>	<i>R\$ 0,85</i>	-	-
<i>Ajustes Atuariais (R\$)</i>	<i>R\$ 0,45</i>	-	-
<i>Adequações Ambientais (R\$)</i>	<i>(R\$ 6,3)</i>	-	-
TOTAL	<i>(R\$ 5,04)</i>	<i>(R\$ 91,1)</i>	-

Fonte: elaboração própria com dados da peça 90, p. 23.

512. *A due diligence jurídica (peça 92) aborda as contingências jurídicas da empresa, enquanto os relatórios de avaliação ambiental (peça 93), atuarial (peça 95) e de recursos humanos (peça 96) tratam dos demais tipos de contingência.*

513. *A título de exemplo, a tabela a seguir sumariza as contingências relativas a ações cíveis envolvendo a distribuidora. É possível observar a quantidade de ações que tem a Boa Vista no polo passivo (427), o que indica a impossibilidade de se auditar em detalhes cada uma dessas contingências.*

Tabela 35: Ações cíveis da Boa Vista

Classificação do risco de perda	Quantidade de Ações	Valor (R\$)*
Perda provável	11*	12.415.546,40
Perda possível	410	687.322.005,44
Perda remota	6	67.858,57
TOTAL	427	699.805.410,41

Fonte: peça 92, p. 98

514. Quanto ao contencioso tributário, foram analisados dados sobre dois dos seis processos que podem representar passivo para a distribuidora. A Boa Vista está envolvida em uma contingência tributária total aproximada de R\$ 20 milhões sendo que nenhum dos processos tributários analisados foi incluído como perda provável.

515. O equity final para a Boa Vista foi calculado pelo Serviço B, com base da média dos resultados do valuation de cada serviço, subtraído do total de dívidas e contingências prováveis, e ainda com ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017.

Tabela 36: Resultado da avaliação – Boa Vista

Boa vista	
Entreprise Value - Serviço A	R\$565.617.124,98
Entreprise Value - Serviço B	R\$611.716.317,51
Média dos Serviços	R\$588.666.721,25
Diferença dos Serviços	8%
Dívida Líquida	-R\$888.848.183,81
Contingências Prováveis	-R\$5.041.100,88
Valuation final	-R\$305.222.563,45
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	- R\$36.847.922,75
Equity ajustado	-R\$342.070.486,20
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-
Equity Value Final	-R\$342.070.486,20
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$465.696.747,78

Fonte: peça 79, p. 52-56.

516. Pela tabela, conclui-se ser a privatização da empresa a melhor alternativa para a Eletrobras, mesmo com a assunção de R\$ 342 milhões de dívidas, haja vista que o cenário de liquidação implicaria em um custo de R\$ 466 milhões para a Holding.

517. Ademais, o resultado do valuation da concessão na área do estado do Amazonas, realizada pelos Serviços A e B, chega ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 589 milhões, na média, para os trinta anos do contrato de concessão. Ou seja, foi apurado valor positivo para a exploração do serviço de distribuição na área de concessão da Boa Vista Energia, desde que o novo concessionário implemente as mudanças necessárias a fim alcançar eficiência operacional e a saúde financeira das empresas.

518. Do ponto de vista da União e dos usuários do serviço público de distribuição, conforme será detalhado no item III, a privatização associada à concessão por trinta anos de prestação do serviço também é a opção mais vantajosa, no entendimento do Poder Concedente, haja vista a garantia da continuidade da prestação do serviço e os elevados aportes financeiros necessários na Eletrobras no cenário de liquidação da empresa.

519. Por fim, importa ressaltar que a flexibilização de certos parâmetros regulatórios causa impacto nas tarifas dos usuários da Boa Vista, calculado pela Aneel em 10,1%

(peça 20, p.12), e também submetem o usuário a um período de prestação do serviço abaixo dos parâmetros de qualidade. No entanto, essa flexibilização independe da privatização da Empresa e traz metas mais realistas para a melhoria do serviço.

II.3. Companhia Energética de Alagoas S.A. (Ceal)

II.3.1. Histórico e caracterização básica da área de concessão

520. A área de concessão da Ceal, localizada no estado de Alagoas, região nordeste do Brasil, possui 27.848 km², constituindo-se na segunda menor unidade federativa do Brasil. O estado tem cerca de 3,3 milhões de habitantes, sendo que um terço da população se encontra na capital Maceió (peça 105, p. 6).

521. Em relação ao mercado consumidor, a Ceal tem seu mercado representado por consumidores alocados nos níveis da Alta, Média e Baixa Tensão, sendo o último mais expressivo com relação ao número de consumidores (99,8%), mercado (57,3%) e faturamento (65,4%), segundo dados de 2016 (peça 105, p. 6).

522. A seguir, tabela com a evolução do mercado da Ceal por classe de consumo entre 2012 e 2016.

Tabela 37: Evolução do mercado consumidor da Ceal entre 2012 e 2016.

Classe / Ano	Mercado por Classe Tarifária (MWh)					Taxa de Variação	
	2012*	2013	2014	2015	2016	Período% (2012/2016)	Geométrica% (a.a.)
Residencial	1.047.431	1.162.883	1.276.544	1.352.582	1.290.350	23%	5%
Industrial	510.297	718.659	758.597	760.059	702.050	38%	8%
Comercial	587.895	653.809	720.610	748.806	724.366	23%	5%
Rural	47.134	237.414	187.711	167.720	171.114	263%	38%
Iluminação Pública	138.079	173.518	203.100	201.236	208.426	51%	11%
Poder Público	134.783	143.682	148.143	159.674	158.076	17%	4%
Serviço Público	180.670	181.253	180.568	191.302	200.677	11%	3%
Demais	126.361	40.296	23.041	23.564	23.453	-81%	-34%
TOTAL	2.772.650	3.311.514	3.498.314	3.604.942	3.478.512	25%	6%

Fonte: peça 105, p. 28.

523. O estado do Alagoas é atendido pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) através de usinas hidrelétricas, de propriedade da Chesf, do complexo de Paulo Afonso e Xingó, de onde partem linhas de transmissão de 230 kV e 500 kV que suprem todo o estado de Alagoas, assim como demais estados da Região Nordeste (peça 105, p. 17).

524. Em relação ao sistema elétrico da distribuidora, durante as inspeções conduzidas pelo Serviço B foram observadas linhas de 69 kV e torres em bom estado, mas localizadas sobre canaviais e suscetíveis a queimadas. A situação das subestações, em que pese serem automatizadas, é crítica quanto ao estado de conservação e manutenção dos ativos, requerendo investimentos em equipamentos. Por sua vez, foi observado uma rede de média e baixa tensão que, de uma maneira geral, apresenta boas condições estruturais e de conservação (peça 105, p. 7).

525. Recentemente, a CGU realizou auditoria na Ceal, no âmbito de Fiscalização de Orientação Centralizada (FOC) sobre a qualidade e sustentabilidade das distribuidoras federais, sob a coordenação desta SeinfraElétrica. O relatório da fiscalização se encontra nos autos (peça 145).

526. A equipe de auditoria concluiu que, embora a Ceal tenha adotado ações para melhoria dos serviços e condição econômica da empresa, os indicadores de qualidade, custos operacionais e perdas permanecem fora dos referenciais e limites regulatórios fixados pela Aneel. Ainda, verificou-se 'elevado endividamento e geração operacional de caixa negativa na companhia', além de 'atraso nas ações de combate à inadimplência' (peça 145, p. 45).

527. Com relação a perdas, o nível observado na Ceal é considerado elevado, especialmente em relação ao aspecto comercial das perdas. O patamar Perdas Não Técnicas (PNT) reais está muito acima da meta regulatória, sendo superior a 41% do que se fatura em toda baixa tensão da Companhia (peça 105, p. 7).

528. A figura a seguir traz a comparação entre os percentuais definidos pela Aneel e as perdas comerciais da Ceal, entre 2010 e 2015.

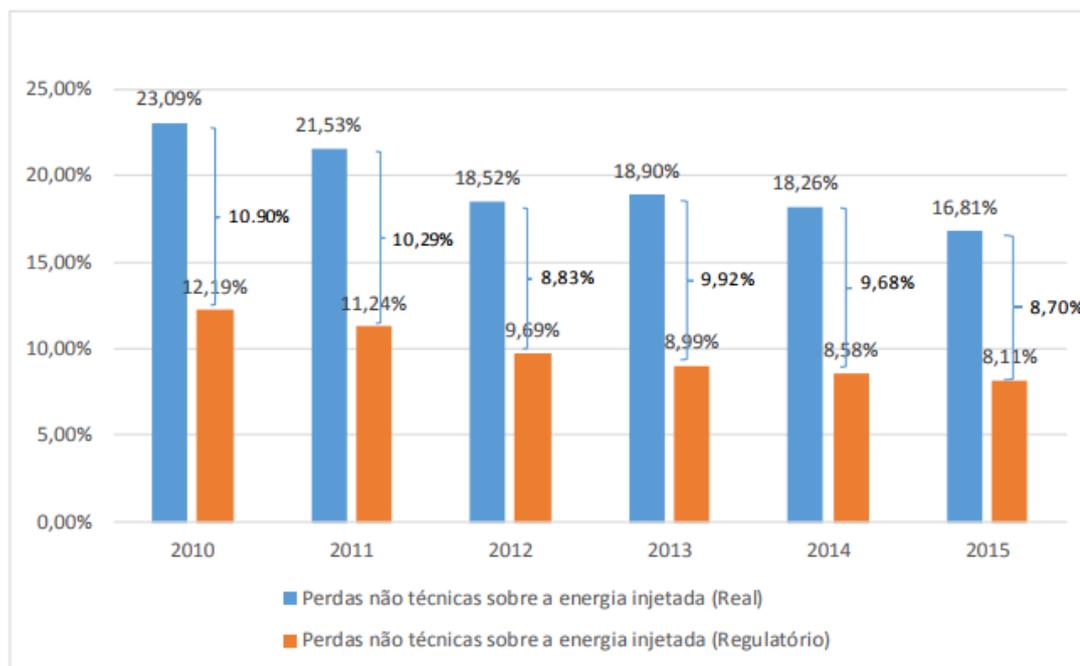


Figura 39: Histórico de PNT Reais e Regulatórias – Ceal (fonte: peça 145, p. 29).

529. Cabe lembrar que a diferença a maior entre os valores reais e regulatórios de Perdas Não Técnicas implica no pagamento de energia pela distribuidora sem cobertura tarifária. Em 2016, as perdas reais foram mais do que duas vezes maiores do que as perdas regulatórias.

530. Com esse histórico, além das informações de caráter transversal apresentadas nas seções precedentes e em outros trabalhos recentes deste Tribunal, buscou-se demonstrar resumidamente o quadro atual da empresa de elevado endividamento e necessidade de vultuosos investimentos para que os serviços sejam prestados dentro dos parâmetros regulatórios de qualidade e eficiência.

531. Os Serviços A e B fizeram a avaliação econômico-financeira da área de concessão da Ceal, o estado do Alagoas, a partir dos mesmos dados de entrada, mas utilizando premissas econômicas e fazendo projeções diferentes, o que resulta em resultados diferentes, porém sem significativa discrepância entre eles.

II.3.2. Projeção de mercado

532. A primeira projeção realizada por ambos os Serviços foi a evolução do mercado e das unidades consumidores, utilizando as metodologias e premissas descritas no item I.1.2.

533. As Figura 40, Figura 41 e Figura 42 apresentam a projeção de consumo energético e composição do consumo total de energia para a Ceal pelos Serviços A e B.

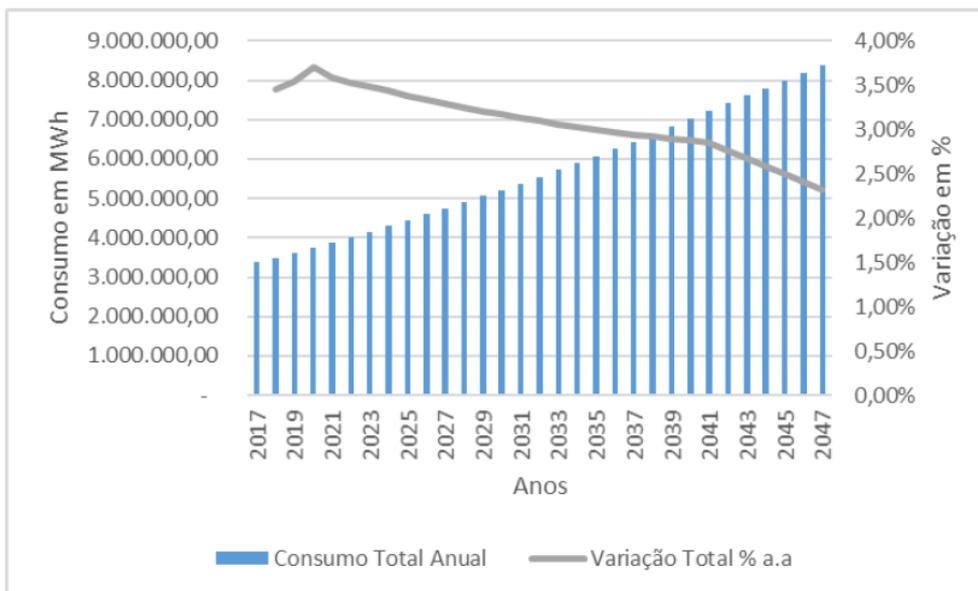


Figura 40: Valores da Projeção de Mercado da Ceal – Serviço A (Fonte: peça 97, p. 61).

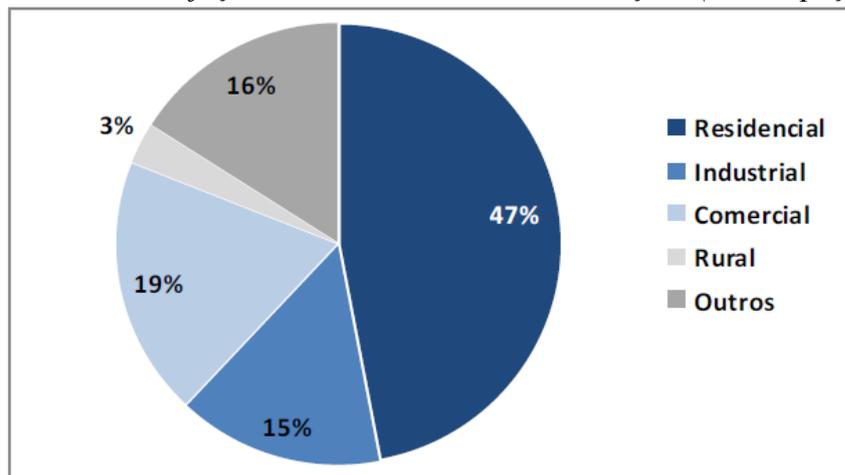


Figura 41: Composição do Mercado da Ceal – Serviço A (Fonte: peça 97, p. 60).

534. O Serviço A projetou também a demanda por nível de tensão, chegando aos percentuais de 60% para BT, e 27% para a MT e 13% para a AT, durante todo o período (peça 97, p. 63).

535. As variáveis auxiliares utilizadas nos modelos por classes de consumo da Ceal pelo Serviço B são apresentadas a seguir.

Tabela 38: Variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe – Serviço B – Ceal

Classe	Variáveis	
	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	População
Industrial	PIB	PIB
Comercial	PIB e uma entre: População e UC Comercial	PIB e População
Rural	PIB, População Rural ou Unidade Consumidora, Univariado	Univariado
Poder Público	População e/ou PIB	População
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População	População
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 100, p. 29.

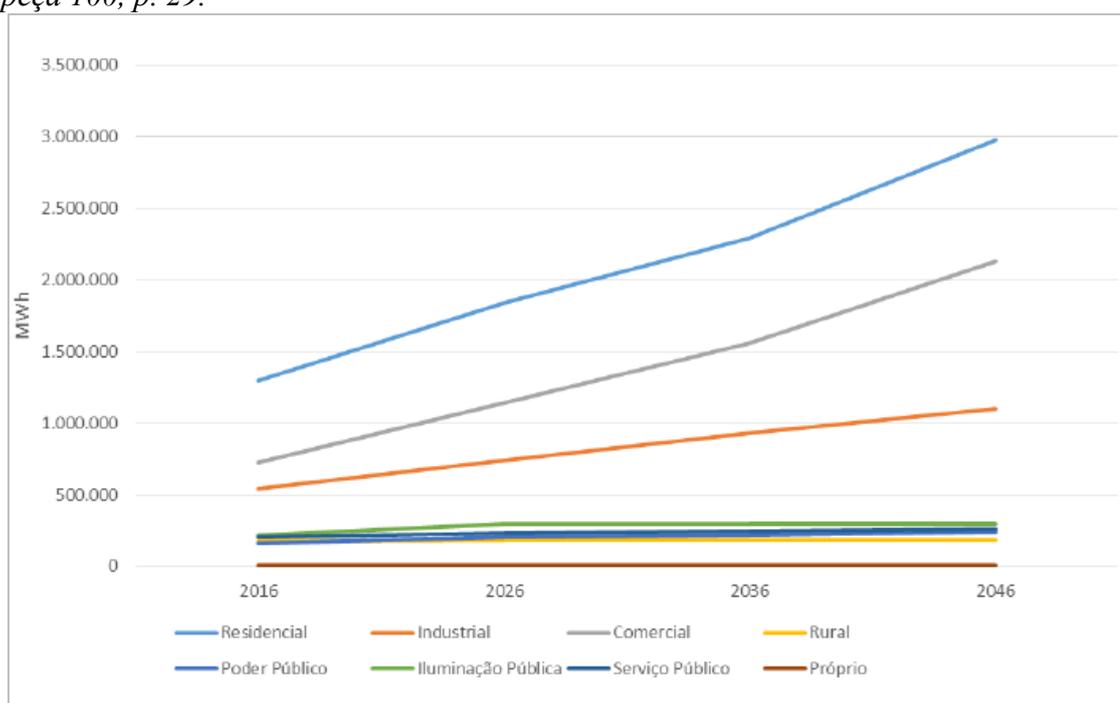


Figura 42: Valores da Projeção de Mercado da Ceal – Serviço B (Fonte: peça 100, p.39).

536. *Vê-se que o consumo projetado pelo do Serviço A fica em torno de 8.400 GWh em 2047, enquanto o Serviço B projeta um consumo de 7.195 GWh em 2046. Em valores absolutos, uma diferença aproximada de 1.200 GWh. Isto se deve a um crescimento médio anual menor em 0,47% do Serviço A em comparação ao admitido pelo Serviço B. Essa diferença de 15% nas taxas de crescimento está dentro dos limites previstos sem a necessidade de uma terceira avaliação.*

537. *O Serviço A obteve projeções de crescimento médio anual de 3,08% para o consumo da distribuidora no período de março de 2018 até fevereiro de 2048. Para o Serviço B, o crescimento médio anual do consumo da distribuidora ficou na ordem de 2,61% para o período de 2017 até 2048.*

538. *Para o ano de 2031, por exemplo, o consumo projetado pelo Serviço B é de 4.406.616 MWh enquanto para o Serviço A é de 5.382.168 MWh. Essa diferença (18%) não apresenta grande impacto no valuation porque a regulação atua de forma a incorporar na tarifa o custo da energia para atendimento ao mercado de forma pass through (parcela A) e a remuneração do serviço da distribuidora através de mecanismos de regulação por incentivos (parcela B).*

539. *A Tabela 39 compara a média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período.*

Tabela 39: Média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período – Ceal.

Média Geométrica dos Consumos dos Serviço A e B									
Serviços	RESIDENCIAL Δ% a.a	INDUSTRIAL Δ% a.a	COMERCIAL Δ% a.a	RURAL Δ% a.a	PODER PÚBLICO Δ% a.a	ILUM. PÚBLICA Δ% a.a	SERVIÇO PÚBLICO Δ% a.a	PRÓPRIO Δ% a.a	TOTAL Δ% a.a
A	3,63%	2,64%	2,83%	1,68%	2,78%	2,78%	2,78%	2,78%	3,08%
B	2,83%	2,35%	3,62%	0,21%	1,30%	0,99%	0,81%	0,02%	2,61%
Diferenças (A-B)	0,80%	0,29%	-0,79%	1,47%	1,48%	1,79%	1,97%	2,76%	0,47%

Fonte: Peça 25, p.581.

540. Foi projetado também o crescimento do Número de Unidades Consumidoras (UCs) tanto pelo Serviço A, quanto pelo Serviço B. Os resultados estão nas figuras a seguir.

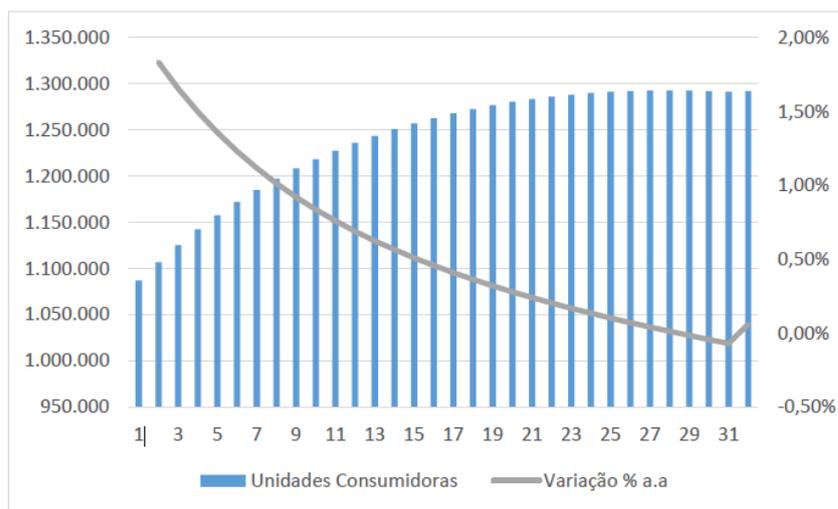


Figura 43: Valores da Projeção de UC Ceal – Serviço A (Fonte: peça 97, p. 62).

541. Como resultado das projeções, observa-se um crescimento das UC nos primeiros anos com variação inicial de 1,80%, com redução gradual do crescimento até se atingir crescimento próximo de 0% a partir do 22º ano da nova concessão, consolidando em torno de 1.290.000 UC.

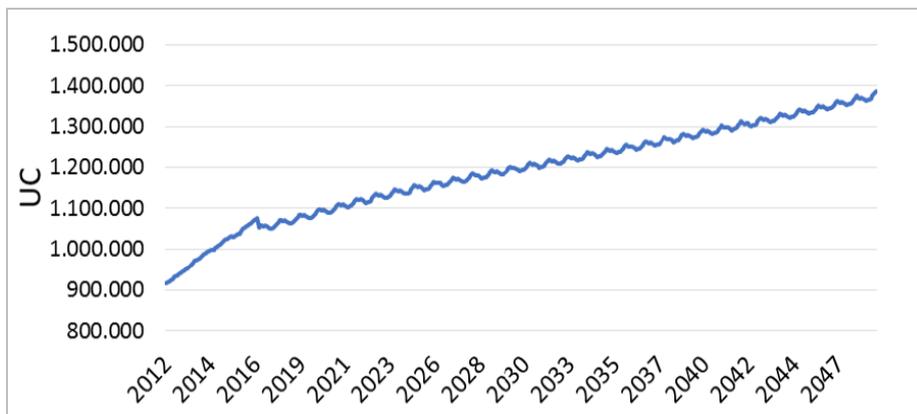


Figura 44: Valores da Projeção de UC Ceal– Serviço B (Fonte: peça 100, p. 41).

542. Com base na trajetória dos gráficos das UCs dos Serviços A e B temos uma comparação entre suas evoluções ao longo do período. Nota-se que nos primeiros 10 anos a taxa de crescimento dos Serviços A e B são similares. Nos 20 anos posteriores da projeção, o Serviço B apresenta uma taxa de crescimento anual maior. Observa-se também que o Serviço A apresenta uma estabilização da taxa nos últimos 10 anos.

543. Em relação ao balanço de contratação de energia, o Serviço B considerou os contratos de energia existentes, o nível de sobrecontratação atual e as projeção do PLD. Já o Serviço A não fez o tratamento da sobrecontratação, considerando que qualquer sobra seria vendida no mercado spot pelo custo médio de compra de energia pela distribuidora.

544. Ambos os Serviços realizaram projeção de extensão de sua rede, já que o dado

tem impacto na projeção de investimentos da distribuidora, bem como nos custos operacionais (PMSO).

545. O Serviço A utilizou os dados históricos de extensão de rede entre 2001 e 2016 e adicionou a expansão previstas nos Planos Decenais, realizados pela EPE, e os PDDs da distribuidora. O Serviço B utilizou modelo econométrico com base na elasticidade com o número de unidades consumidoras, extraída do histórico entre 2007 e 2016.

II.3.3. Projeção de perdas

546. As projeções de Perdas foram realizadas conforme detalhado no item I.1.4.

547. As Perdas Não Técnicas (PNT) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

548. 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.

549. A flexibilização resultante referente às Perdas Não Técnicas (PNT) para a Ceal foi de 11,51%, resultando em um índice de PNT flexibilizada de 21,18% sobre o mercado de baixa tensão.

550. Para as PT, o Serviço A projetou valor constante de 10,34% da energia injetada ao longo da concessão, enquanto o Serviço B avaliou os índices de perdas técnicas de cada segmento de tensão da Ceal (NT 180/2013-SRD/Aneel) e comparou-os aos índices médios de empresas compatíveis. Os menores índices por segmento (da Ceal ou da média ponderada das empresas compatíveis) foram utilizados de base para uma meta de PT eficiente em 2047. A trajetória de redução inicia-se com PT de 10,24% em 2017 chegando em 2047 no valor de 7,47%.

551. Apresentam-se os resultados para as projeções de Perdas Não Técnicas (PNT) para cada ano de Concessão da Ceal, por serviço.

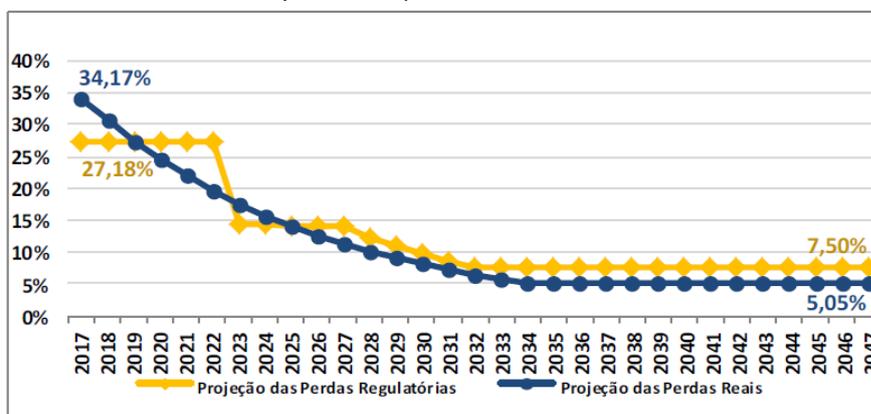


Figura 45: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceal – Serviço A (Fonte: peça 99, p. 24)

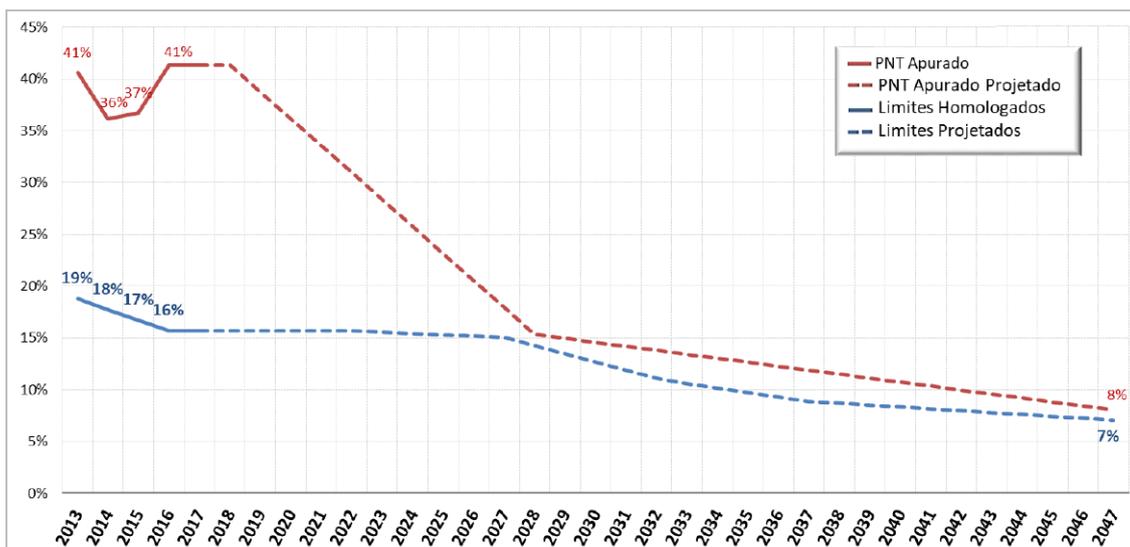


Figura 46: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceal – Serviço B (Fonte: peça 100, p. 85).

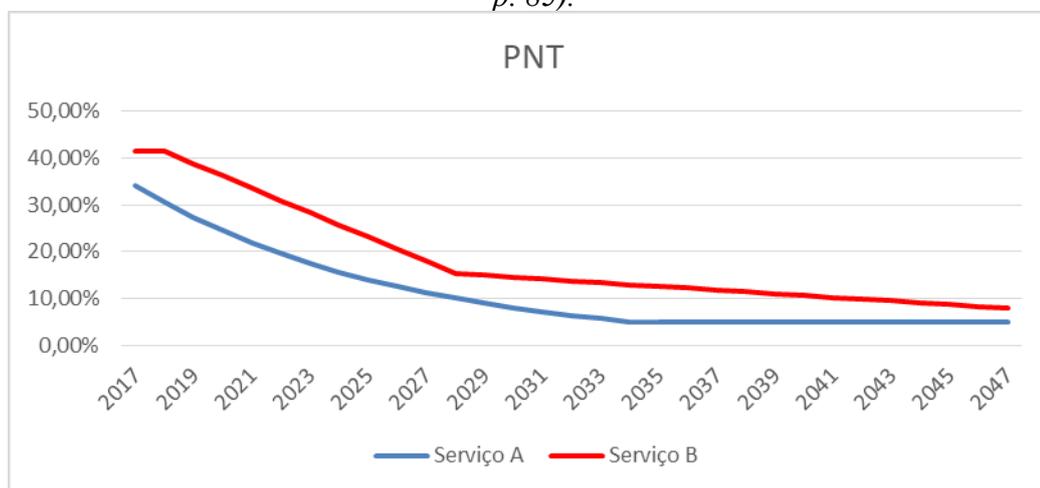


Figura 47: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Ceal (Fonte: Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 99, item não digitalizável, e peça 100, item não digitalizável).

552. A trajetória das PNT Reais preparada pelo Serviço A tem como ponto de partida o valor em 2016 de 38,18%, a curva vai reduzindo até 2034, quando alcança o valor realizado pela Coelba (benchmarking) de 5,05% do mercado de BT, ficando neste nível até o fim da concessão. A previsão é que se atinja o nível regulatório em 2025 (Figura 45) e foi utilizado o benchmark CEMAR (recentemente privatizada) para estimar a trajetória de redução.

553. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018, considerou-se que as dificuldades econômicas, financeiras e técnico-gerenciais limitarão os ganhos de eficiência no combate às PNT, devendo os índices de PNT Reais se manter constantes em 41%. A partir de 2019 se inicia uma nova fase no combate eficiente a PNT. A trajetória de redução das perdas tem como referência a média de reduções de PNT Reais das empresas Celpe, Cemar e Coelba. Desta forma, no final de 2047 a projeção do índice de PNT reais fica em 8% do mercado de BT.

554. Cabe observar que a PNT realizada na Ceal em 2016 foi de 38,78% (peça 20) e o Serviço A utilizou o valor de 38,18% sobre o mercado de BT. Esse erro não tem impacto relevante no valuation.

II.3.4. Projeção de custos operacionais (PMSO)

555. Os custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros

Dispêndios) foram um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

556. No caso da Ceal, em relação à flexibilização dos custos operacionais 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, para a empresa é de R\$ 64.964.020 (data base de novembro de 2016).

557. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Ceal, realizada pelos Serviços A e B.

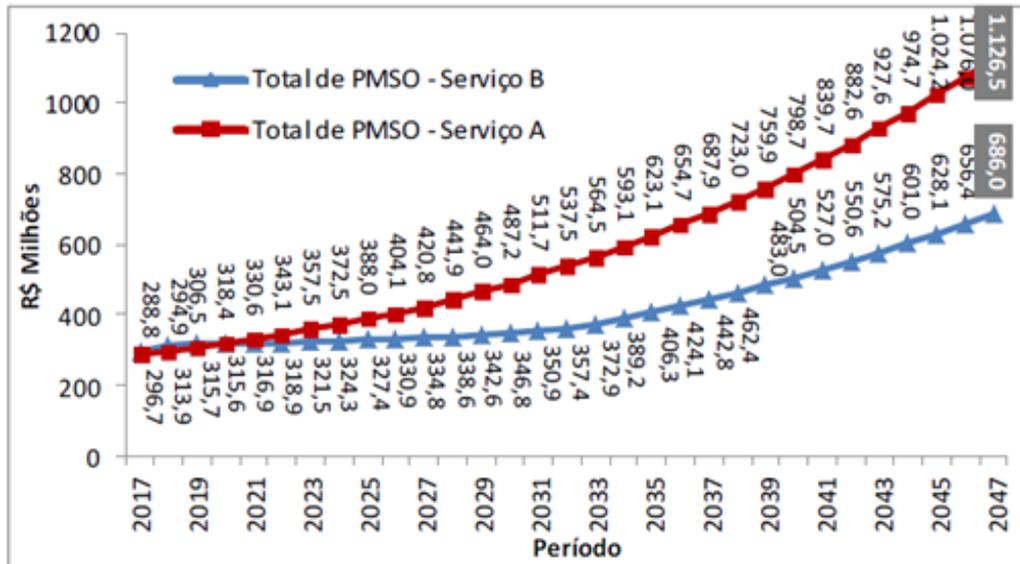


Figura 48: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Ceal (Fonte: peça 25, p. 684).

558. A partir da análise da figura acima, pode-se verificar que nos primeiros anos, de 2017 a 2023, ano da primeira revisão tarifária, as projeções são praticamente as mesmas para os dois serviços. A partir daí, começa a existir uma diferença entre as projeções que chega ao final de 2047 com o valor de R\$ 440,5 milhões. Todavia, é importante lembrar que essa diferença de valores não possui impacto expressivo no valuation se o PMSO da empresa estiver dentro do nível regulatório.

559. Nota-se que, o Serviço A, com valores mais altos de PMSO, considera os níveis dos custos dentro dos limites regulatórios (custo efetivo), o que justifica não haver defasagens relevantes nos valuations das duas avaliadoras (peça 98, p. 36):

As projeções do PMSO Regulatório da CEAL, calculadas a partir das premissas consideradas neste trabalho, são maiores que as do PMSO Efetivo, conforme demonstra o gráfico a seguir. A diferença entre os VPL dos dois itens, em termos reais, descontados pela taxa WACC do modelo, considerando-se, de forma simplificada, um tax shield de 34%, resulta num valor de R\$ 408.261 Mil, ou seja, para a CEAL o PMSO gera valor para a avaliação econômico-financeira.

560. As tabelas com os dados da projeção de gastos, separadamente por ano e por rubrica (pessoal, materiais, serviços e outros gastos) podem ser encontradas nas peças 98, p. 3-12, e peça 100, item não digitalizável.

561. Quanto à previsão de inadimplência e receitas irrecuperáveis, ambos os serviços utilizam a mesma metodologia utilizada pela Agência Reguladora (no 4CRTP, as receitas irrecuperáveis passaram a compor a Parcela A da Receita Requerida), bem como os mesmos dados de receitas irrecuperáveis regulatórias, propostos pela Aneel: 1,44% para residencial; 1,05% para industrial; 0,72% para comercial; 1,18% para rural; 0,23% para poder público; 0,05% para iluminação pública; e 0,06% para serviços públicos.

562. Porém, as projeções de inadimplência se diferem principalmente nos primeiros dez anos, o que leva a resultados diferentes no fluxo de caixa.

563. O ano de partida, 2017, apresenta valores significativamente diferentes entre os Serviços quando observados os dados nos relatórios (peças 99, p. 16 e 100, p. 90). Por exemplo, para a classe residencial o percentual de receitas irrecuperáveis do Serviço A é de 4,05 %, enquanto do Serviço B é de 2,95 %.

564. Essa discrepância se deve, primeiramente, a erro formal do relatório do Serviço B (peça 100) ao transcrever os dados da tabela utilizada para os cálculos. Na tabela (item não digitalizável da peça 100, aba 'R_Irrecuperáveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

565. Em segundo, para projeção do valor de 2017 com base no valor realizado de 2016, o Serviço A utilizou o seguinte critério: calculou dez/16 a partir da mediana entre do valor faturado não recebido sobre o valor faturado total entre os meses de dez/11 e nov/12, inclusive, chegando ao valor de receitas irrecuperáveis na data base de dez/16. Sobre o valor de dez/16 aplicou-se o percentual de variação anual proposto pela Aneel no indicador entre o 3CRTP e o 2CRTP, chegando-se ao valor estimado para dez/17 (peça 168, p. 1).

566. Já o Serviço B, estimou como ponto de partida de receitas irrecuperáveis a mediana de receitas não faturadas no período de 49 a 60 meses para o final de 2016. Não foi aplicado nenhum percentual de variação (redução do percentual) de 2016 para 2017. O valor de 2016 foi replicado para 2017. Por esta razão, os valores de partida do serviço B apresentam-se um pouco maiores do que o serviço A (peça 168, p. 1).

567. Entende-se, portanto, que as divergências foram explicadas e não se trata de erro nas avaliações.

568. A partir daí os números do Serviço B foram estimados em uma queda linear atingindo o nível regulatório em 10 anos.

569. No Serviço A não há um ano específico para se atingir o nível regulatório, foi estabelecida uma meta, acima do nível regulatório, e uma curva de redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel nos ciclos tarifários anteriores (4CRTP, 3CRTP e 2CRTP). Com essa premissa utilizada, a taxa de receitas irrecuperáveis se estabiliza quando alcança a meta estabelecida. A tabela a seguir traz a diferença entre a meta regulatória e a meta estabelecida pelo Serviço A.

Tabela 40: Meta de inadimplência estabelecida pelo Serviço A para a Ceal

Classe de Consumo	Meta Serviço A (%)	Meta Aneel no 4CRTP (%)
Residencial	2,36	1,14
Industrial	1,69	0,78
Comercial	0,78	0,55
Rural	5,04	1,07
Poder Público	0,19	0,20
Iluminação Pública	0,31	0,01
Serviço Público	0,25	0,02
Outros	0,24	0,08

Fonte: peça 99, p. 15-17.

570. O Serviço A explica que o nível de receitas irrecuperáveis efetivas que a companhia alcança (meta) trata-se da média das receitas irrecuperáveis efetivas das companhias benchmark nas datas de referência de dez/12 e dez/13 por classe consumidora. Os benchmarks utilizados consideram as empresas privatizadas das regiões Norte e Nordeste e incluem Cemar, Cosern, Celpe, Celpa e Coelba, conforme agrupamento realizado pela Aneel (peça 168, p. 2).

571. No entendimento do Serviço, a consideração das receitas irrecuperáveis dos

benchmarks faz com que cada empresa atinja uma média de receitas irrecuperáveis de mercado em situação de privatização, que não necessariamente se alinha com as receitas irrecuperáveis regulatórias, aproximando-se da realidade que muitas dessas distribuidoras (avaliadas e benchmark) têm vivido (peça 168, p. 2).

572. Dessa forma por fim, buscou-se aproximar as receitas irrecuperáveis a serem realizadas pelas distribuidoras avaliadas ao longo do período de concessão, àquelas verificadas no mercado, representado pelos benchmarks (peça 168, p. 2).

573. Com tal premissa, para o Serviço A, os níveis de inadimplência permanecem acima dos níveis regulatórios durante todos os 30 anos de concessão e implicam em um custo de R\$ 18,2 milhões (4,00 % do total faturado).

574. Dessa forma, os Serviços adotaram premissas diferentes para projeção do nível de inadimplência e das receitas irrecuperáveis e, por conseguinte, tiveram resultados diferentes. Todavia, ambas as metodologias foram realizadas coerentemente e com premissas razoáveis, de maneira que não é possível indicar qual seria a mais adequada ao caso concreto, visto que se trata de projeção, por definição futura e incerta.

II.3.5. Projeção de investimentos

575. Partindo das metodologias descritas no item I.1.5, apresentam-se as diferenças nos resultados entre os consórcios nos valores de investimentos previstos.

Tabela 41: Valores estimados de investimentos – Ceal

Serviço A								R\$ milhões
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período	
Expansão AT	287	77	95	95	95	95	744	
Expansão MT/BT	99	70	70	70	70	70	449	
Melhoria	111	75	75	75	75	75	486	
Renovação (manutenção)	275	625	727	798	878	376	3.679	
Luz para Todos	3	-	-	-	-	-	3	
Infraestrutura e apoio	8	-	-	-	-	-	8	
Reposição	-	524	-	-	-	-	524	
Total	783	1.371	967	1.038	1.118	616	5.893	

Serviço B								R\$ milhões
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período	
Expansão AT	290	71	142	71	142	71	789	
Expansão MT/BT	100	63	63	63	63	63	414	
Melhoria	112	73	73	73	73	73	478	
Renovação (manutenção)	277	113	151	113	151	113	917	
Luz para Todos	10	-	-	-	-	-	10	
Infraestrutura e apoio	8	4	4	4	4	4	28	
Reposição	-	-	-	-	-	-	-	
Total	797	324	433	324	433	324	2.635	

Fonte: peça 25, p. 690.

576. Observa-se que a diferença entre os consórcios está em R\$ 3,2 bilhões, notadamente no item Renovação (manutenção) em que o Serviço A estima que a partir do 2° quinquênio os investimentos são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos e o Serviço B os calcula a partir da participação destes no Plano Quinquenal de 2018 a 2022.

577. Além disso, o Serviço A, ao contrário do B, estimou o investimento de reposição no valor de R\$ 524,4 milhões a fim de que a Ceal atinja a mesma relação do indicador VMU/VNR (Valor de Mercado em Uso/Valor Novo de Reposição) das empresas utilizadas como referência privada.

578. Cabe destacar que essa diferença do volume de investimentos projetados não possui impacto expressivo no valuation, pois o investimento aumenta a Base de Remuneração da empresa, e conseqüentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.

579. Por fim, devido aos diferentes critérios para projeção da base de ativos, incluindo diferenças nos investimentos, critérios de glosa e depreciação, os valores finais de Base de Remuneração Líquida (BRRL) para a Ceal são diferentes entre os Serviços. O Serviço A chega a uma base de R\$ 14,032 bilhões em 2048 e o Serviço B em R\$ 5,243 bilhões.

II.3.6. Resultados do valuation da concessão

580. A avaliação do Serviço A calculou o enterprise value de R\$ 1.997.373.551,48 para Ceal, considerando a outorga de nova concessão. Descontadas as dívidas, passivos com fornecedores e contingências, o equity value da Ceal, calculado pelo Serviço A, é de R\$ 1.116.190.768,34 negativos (peça 99, p. 46).

581. O Serviço B calculou o enterprise value de R\$ 2.446.562.300,41 e equity value de R\$ 664.002.019,35 negativos (peça 100, p. 180).

582. Com relação à avaliação por múltiplos de mercado, o Serviço A, obteve o enterprise value igual a R\$ 1.693.876.000, o que representa uma diferença de 18% com relação ao valor da avaliação econômico-financeira. Já o Serviço B, não obteve o valor do enterprise value, mas realizou análises comparativas de diferentes múltiplos implícitos ao resultado da avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.

583. Esses resultados devem ser analisados junto à situação financeira da Ceal, que foi objeto de estudo apenas do Serviço B, por meio das análises técnico-operacional (peça 105); as due diligences contábil patrimonial (peça 102) e jurídica (peça 103); as avaliações ambiental (peça 104), atuarial (peça 106) e de recursos humanos (peça 107); e pelo estudo de modelagem da desestatização (peça 101).

II.3.7. Avaliação da empresa

584. A Empresa, que atende hoje 1,157 milhão de consumidores (1,4% do Brasil), tem apurado prejuízos repetitivos (R\$ 321,5 milhões em 2016 e R\$ 252,5 milhões em 2015), chegando a um prejuízo acumulado no montante de R\$ 1.252,8 milhões em dez/2016 e um passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) no montante de R\$ 573,7 milhões (peça 102, p. 8).

585. Adicionalmente, o endividamento líquido ajustado da Empresa (após ajustes e reclassificações da due diligence contábil-patrimonial) é de R\$ 1.695,5 milhões, contra um EBITDA ajustado negativo de R\$ 196,6 milhões (peça 102, p. 8).

586. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Ceal (peça 152).

587. No ano da data base dos estudos (2016), as demonstrações apresentam passivo a descoberto no total de R\$ 574 milhões, passivo circulante de R\$ 516 milhões e não circulante de R\$ 1,9 bilhão (peça 152, p. 2), além de resultado do exercício igual a R\$ 322 milhões negativos (peça 152, p. 3).

588. A Figura 49 detalha o endividamento bruto da Ceal, com data base de dezembro de 2016.

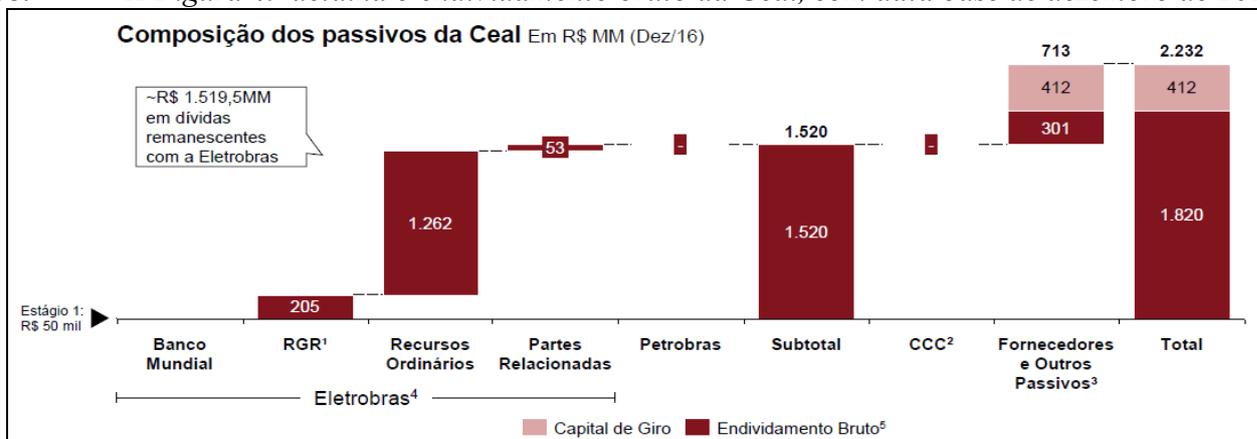


Figura 49: Composição dos passivos da Ceal em dez/2016 (Fonte: peça 101, p. 23).

589. Do passivo bruto total da Ceal (cerca de R\$ 2,2 bilhões), 68% se refere às dívidas com a Holding ou outras partes relacionadas, relatado no item I.4.3, e os outros 32% se referem a dívidas com outros fornecedores, tributos, contribuições sociais, passivos regulatórios,

encargos setoriais e provisões para causas judiciais.

590. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 152), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

591. A figura a seguir, advinda da due diligence contábil-patrimonial da Ceal, apresenta a composição do endividamento líquido da empresa na data base de dezembro de 2016. É possível observar os ajustes realizados decorrentes das due diligences.

Endividamento líquido		
Em R\$ mil	Dez-15	Dez-16
Caixa e equivalentes de caixa	22.801	21.804
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	19.337	14.709
Empréstimos - CP	(310.110)	(34.794)
Empréstimos - LP	(864.330)	(1.427.343)
Endividamento financeiro líquido	(1.132.302)	(1.425.624)
Cauções e depósitos judiciais - LP	41.845	60.119
Benefício pós-emprego - CP	(6.402)	(2.389)
Tributos a recolher	(48.492)	(87.794)
Encargos setoriais - LP	(21.434)	(17.870)
Benefício pós emprego - LP	(32.504)	(41.219)
Provisões para causas judiciais	(95.993)	(109.288)
Obrigações de ressarcimento - LP	(2.775)	-
Outros passivo -LP	(31.892)	(33.603)
Outros itens de dívida	(197.647)	(232.044)
Endividamento líquido reportado	(1.329.949)	(1.657.668)
Reclassificação entre capital de giro e endividamento líquido	(88.818)	(37.852)
Ajustes propostos pela "due diligence"	NQ	(29)
7 Saldo restrito de caixa	NQ	(29)
Subtotal	NQ	(29)
Endividamento líquido ajustado	(1.418.767)	(1.695.549)
Outras considerações	997.819	1.214.898
i Impactos tributários, trabalhistas e previdenciários	(18.744)	(22.670)
ii Ativo financeiro - concessões de serviço público	732.843	845.035
iii Clientes vencidos e parcelados	283.720	392.533
iv Cauções e depósitos judiciais - LP	NQ	NQ
v Provisão para contingências	NQ	NQ
vi Investimentos em CAPEX	NQ	NQ
vii Cobrança indevida - Angra 3	-	NQ
viii Outros potenciais ajustes	NQ	NQ

Fonte: balancetes contábeis auditados e análise Pw C.

Figura 50: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 102, p. 18).

592. A due diligence reclassificou algumas dívidas entre capital de giro e endividamento líquido, tais como: direitos de ressarcimento não recebido de períodos anteriores, devolução de valores relacionados ao programa Luz para Todos, fornecedores vencidos, tributos a recolher parcelados, partes relacionadas e outros passivos como multas regulatórias e sancionatórias (peça 102, p. 18-19). Foi também proposto ajuste no saldo restrito de caixa, já que determinados montantes mantidos na conta de caixa e equivalentes de caixa não possuíam disponibilidade imediata. Ainda, foram considerados como endividamento as exposições tributárias, trabalhistas e previdenciárias classificadas com risco de perda provável (peça 102, p. 20) e projeção de fluxo de caixa positivo com clientes vencidos e parcelados.

593. Como se pode observar tanto nos balanços da empresa, quanto nos resultados do Serviço B, para a Ceal, se destacam os recursos tomados junto à Controladora (66%) para cobertura de prejuízos operacionais (recursos ordinários) e melhorias (RGR), tributos a recolher e provisões para causas judiciais (outros passivos – 32%).

594. Destaca-se a ação trabalhista movida pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas relativa ao Plano Bresser, que foi detalhada na Instrução (peça 28, p. 42-43), e ações tributárias relativas ao ICMS da subclasse baixa renda.

595. Quanto a ação relativa ao Plano Bresser, importa ressaltar que foram atualizadas as informações da instrução precedente (peça 28) através do Memorando 1/2018-SeinfraElétrica (peças 57 e 59), quanto ao desfecho do acordo judicial e do tratamento nos estudos e edital desse acordo, que deverá ajustar o ponto inicial de deságio da flexibilização tarifária, antes calculado em 99,2%.

596. Os passivos nos quais a credora é a própria Controladora (Eletrobras) foram

detalhados no item I.4.3.

597. A Figura 9, retirada das demonstrações contábeis da Eletrobras mostra os créditos que a Controladora tinha com a Ceal (peça 158, p. 350), totalizando R\$ 1,6 bilhão em dezembro de 2016, sendo R\$ 1,5 bilhão referentes a empréstimos (RO e RGR, conforme o apresentado na Figura 50) e R\$ 159 milhões de AFAC.

598. Portanto, entende-se não haver dívidas quanto aos passivos existentes nos balanços da Ceal, haja vista as diversas fontes que demonstram a existência dos mesmos, tanto pela ótica dos devedores quanto a dos credores, assim como os trabalhos anteriores realizados pelo Tribunal, onde se viu a degradação da situação econômico-financeira da distribuidora.

599. Ademais, são levadas em conta as contingências prováveis, que diminuem o valor da empresa. Elas são de origem jurídica, contábil, ambiental e atuarial.

600. As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam quanto a sua probabilidade de ocorrência e as prováveis, contabilizadas nos estudos, se separam por fonte.

Tabela 42: Classificação por origem e valores das contingências prováveis – Ceal

	Contingências Prováveis (milhões)	Contingências Possíveis (milhões)	Contingências remotas (milhões)
Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)	(R\$ 22,70)	(R\$ 603,18)	(R\$ 16,25)
Contingências Jurídicas (R\$)	(R\$ 1.364,6)	-	-
Ajustes Atuariais (R\$)	R\$ 1,88	-	-
Adequações Ambientais (R\$)	(R\$ 29,6)	-	-
TOTAL	(R\$ 1.415,02)	(R\$ 603,18)	(R\$ 16,25)

Fonte: elaboração própria com dados da peça 101, p. 25.

601. A due diligence jurídica (peça 103) aborda as contingências jurídicas da empresa, enquanto os relatórios de avaliação ambiental (peça 104), atuarial (peça 106) e de recursos humanos (peça 107) tratam dos demais tipos de contingência.

602. A título de exemplo, a tabela a seguir sumariza as contingências relativas a ações cíveis envolvendo a distribuidora. É possível observar a quantidade de ações envolvendo a Ceal (4.720), o que indica a impossibilidade de se auditar em detalhes cada uma dessas contingências.

Tabela 43: Ações cíveis da Ceal

Classificação do risco de perda	Quantidade de Ações	Valor (R\$)
Perda provável	657	34.963.711,71
Perda possível	3.781	274.399.759,59
Perda remota	282	324.611.421,73
TOTAL	4.720	633.974.893,02

Fonte: peça 103, p. 100

603. Foram analisadas aproximadamente 26 ações cíveis, comerciais e patrimoniais, selecionadas, em conjunto, pela distribuidora e pela auditoria jurídica de acordo com critérios de materialidade no valor de R\$ 2 milhões ou ainda pela sua relevância em razão da matéria discutida

nos processos e que pudessem trazer eventuais precedentes ou outros impactos adversos para a distribuidora (peça 103, p. 101).

604. Dentre a análise realizada, a auditoria jurídica identificou 2 ações que necessitavam de ajuste na provisão da distribuidora, nos valores de R\$ 250.000,00 e R\$ 25.000,00 (peça 103, p. 106).

605. Na data base, a distribuidora possuía três processos administrativos de cunho regulatório, cujo valor total de contingências era de R\$ 2.551.762,54, classificados como perda provável. Todos estes processos foram provisionados, no valor de R\$ 2.551.762,54 (peça 103, p. 10).

606. Quanto ao contencioso trabalhista a distribuidora possui 1.183 ações, com perda estimada em R\$ 79 milhões. Com risco de perda provável, são 562 ações, que equivalem a R\$ 29 milhões. Foram analisadas na auditoria 16 processos, que não implicaram em ajustes nas contingências já provisionadas (peça 103, p. 15).

607. A Ceal está envolvida em contingência tributária da ordem de R\$ 58 milhões. Foram analisados dez processos tributários, que não implicaram em ajustes nas contingências já provisionadas (peça 103, p. 18).

608. O equity final para a Ceal foi calculado pelo Serviço B, com base da média dos resultados do valuation de cada serviço, subtraído do total de dívidas e contingências prováveis, e ainda com ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017.

609.

Tabela 44: Resultado da avaliação – Ceal

Ceal	
Enterprise Value - Serviço A	R\$1.994.373.551,48
Enterprise Value - Serviço B	R\$2.446.562.300,47
Média dos Serviços	R\$2.220.467.925,98
Diferença dos Serviços	18%
Dívida Líquida	-R\$1.695.548.352,59
Contingências Prováveis	-R\$1.415.015.967,23
Valuation final	-R\$890.096.393,85
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$3.563.184,05 +R\$1.279.460.698,21*
Equity ajustado	R\$385.801.120,32
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	99,2%
Equity Value Final	0
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$569.913.103,09

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

Fonte: peça 101, p. 50-54.

610. Pela tabela, conclui-se ser a privatização da empresa a melhor alternativa para a Eletrobras, haja vista que o cenário de liquidação implicaria em um custo de R\$ 570 milhões.

611. Ademais, o resultado do valuation da concessão na área do estado do Alagoas, realizada pelos Serviços A e B, chega ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 2,2 bilhões, na média, para os trinta anos do contrato de concessão. Ou seja, foi apurado valor positivo para a exploração do serviço de distribuição em Alagoas, desde que o novo concessionário implemente as mudanças necessárias a fim alcançar eficiência operacional e a saúde financeira das empresas.

612. Do ponto de vista da União e dos usuários do serviço público de distribuição,

conforme será detalhado no item III, a privatização associada à concessão por trinta anos de prestação do serviço também é a opção mais vantajosa, no entendimento do Poder Concedente, haja vista a garantia da continuidade da prestação do serviço e os elevados aportes financeiros necessários na Eletrobras no cenário de liquidação da empresa.

613. *Importa ressaltar que a flexibilização de certos parâmetros regulatórios causa impacto nas tarifas dos usuários da Ceal, calculado pela Aneel em 7,5% (peça 20, p.12), e também submetem o usuário a um período de prestação do serviço abaixo dos parâmetros de qualidade. No entanto, essa flexibilização independe da privatização da Empresa e traz metas mais realistas para a melhoria do serviço.*

614. *Por fim, quanto a ação relativa ao Plano Bresser, o Memorando 1/2018-SeinfraElétrica (peças 57 e 59) apresentou informações quanto ao desfecho do acordo judicial e do tratamento necessário nos estudos e edital desse acordo. O valor final do acordo implica em ajuste do ponto inicial de deságio da flexibilização tarifária, antes calculado em 99,2%.*

II.4. Companhia Energética do Piauí S.A (Cepisa)

II.4.1. Histórico e caracterização básica da área de concessão

615. *A área de concessão da Cepisa, com uma abrangência de mais de 250.000 km², está localizada no estado do Piauí, região Nordeste do Brasil. Com população de 3,2 milhões de habitantes, o estado é o segundo mais populoso da região Nordeste. Somente em sua capital, Teresina, concentra-se mais de 250 mil pessoas (peça 116, p. 6).*

616. *Em relação ao mercado consumidor, a Cepisa tem seu mercado representado por consumidores alocados nos níveis da Alta, Média e Baixa Tensão, sendo o último mais expressivo com relação ao número de consumidores (99,8%), mercado (72,1%) e faturamento (79,9%), segundo dados de 2016 (peça 116, p. 6).*

617. *A seguir, tabela com a evolução do mercado da Cepisa por classe de consumo entre 2012 e 2016.*

Tabela 45: Evolução do mercado consumidor da Cepisa entre 2012 e 2016.

Classe / Ano	Mercado por Classe Tarifária (MWh)					Taxa de Variação	
	2012*	2013	2014	2015	2016	Período% (2012/2016)	Geométrica% (a.a.)
Residencial	1.075.404	1.279.571	1.381.741	1.484.587	1.586.695	48%	10%
Industrial	255.564	276.921	279.888	284.343	230.229	-10%	-3%
Comercial	515.784	591.696	637.519	692.221	737.452	43%	9%
Rural	84.627	130.191	130.225	151.680	162.051	91%	18%
Iluminação Pública	131.667	164.679	183.421	188.457	182.641	39%	9%
Poder Público	183.071	213.279	224.138	224.095	239.407	31%	7%
Serviço Público	137.305	149.650	150.269	156.939	159.903	16%	4%
Demais	25.440	111.555	117.052	42.246	136.536	437%	52%
TOTAL	2.408.862	2.917.543	3.104.253	3.224.568	3.434.914	43%	9%

Fonte: peça 116, p. 23.

618. *A área de atuação da Distribuidora já se encontra interconectada ao Sistema Interconectado Nacional (SIN), a partir de linhas de 500 kV conectadas às subestações de Boa Esperança, São João do Piauí, Ribeiro Gonçalves e Teresina II (peça 116, p. 17).*

619. *De acordo com as inspeções sobre os ativos realizadas pelo Serviço B, foram observadas linhas de AT e torres em bom estado de conservação e em boas condições de construção e uso, onde mantem-se as faixas de servidão sob as Linhas de Transmissão limpas e sem arborização de grande porte. As condições operativas das linhas, de forma geral, estão preservadas. Porém, o mesmo*

não pode ser dito das subestações inspecionadas, porque mesmo nas mais novas há ativos carentes de manutenção preventiva/preditiva. Além disso, do total de 86 subestações da empresa, somente 24 são controladas remotamente. Tais fatos acarretam dificuldades de operação, aumentando consideravelmente a duração das interrupções (peça 116, p. 7).

620. Ainda, a rede de distribuição de MT, apesar de se diferir de acordo com cada região do estado, é razoavelmente bem cuidada. Os postes estão nivelados e os novos padrões construtivos utilizam redes protegidas, aumentando a confiabilidade dos sistemas e reduzindo as perdas. Ao contrário da região metropolitana de Teresina, os transformadores MT/BT do interior do estado não possuem proteção adequada - com as chaves corta circuito e com para-raios instalados - requerendo melhorias. Apesar de se tratar de ação de OPEX, ressaltou-se que o plano de poda de árvores e as roçadas nas faixas de servidão precisam de ações de melhorias (peça 116, p. 7).

621. Recentemente, o Pleno do TCU deliberou sobre fiscalização realizada pela Secex-PI (TC 020.752/2016-4) na Cepisa, no âmbito de Fiscalização de Orientação Centralizada (FOC) sobre a qualidade e sustentabilidade das distribuidoras federais, sob a coordenação desta SeinfraElétrica. O relatório da fiscalização, bem como o Acórdão 774/2016-TCU-Plenário, se encontram nos autos (peça 146).

622. A equipe de auditoria concluiu que os serviços são prestados com qualidade abaixo dos padrões regulatórios, o que leva a transgressões de limites fixados pela Aneel e o consequente impacto financeiro na Companhia. Nesta seara, foi constatado que a situação financeira da Cepisa era 'insustentável porque a empresa obteve prejuízos nos últimos exercícios', com destaque para o alto custo de pessoal e a alta inadimplência dos consumidores (peça 146, p. 54).

623. Cabe salientar que o nível de perdas de energia no sistema da Cepisa é elevado, especialmente em relação ao aspecto comercial (Perdas Não Técnicas). Este patamar encontrava-se, em 2016, equivalente a 37% do mercado de baixa tensão da Companhia, enquanto a meta regulatória do ano era de 14% (peça 116, p. 7). A equipe de fiscalização constatou que as perdas reais da Cepisa superaram consideravelmente as regulatórias nos exercícios de 2010 a 2015. Nesse período, as PNT ultrapassaram os limites regulatórios em 97% (2010), 77% (2011), 79% (2012), 100% (2013), 79% (2014) e 538% (2015).

624. De acordo com o atual modelo regulatório, a transgressão dos limites dos indicadores de qualidade gera a obrigação de a distribuidora compensar financeiramente os usuários prejudicados. No caso da Cepisa, entre janeiro de 2013 e junho de 2016, a companhia deixou de arrecadar com essas falhas, aproximadamente, R\$ 13,5 milhões, elevando-se em 877% de 2012 a 2015. Através da figura a seguir, é possível visualizar o valor pago pela distribuidora, à título de compensação aos consumidores, devido à transgressão de limites de qualidade (DEC/FEC).

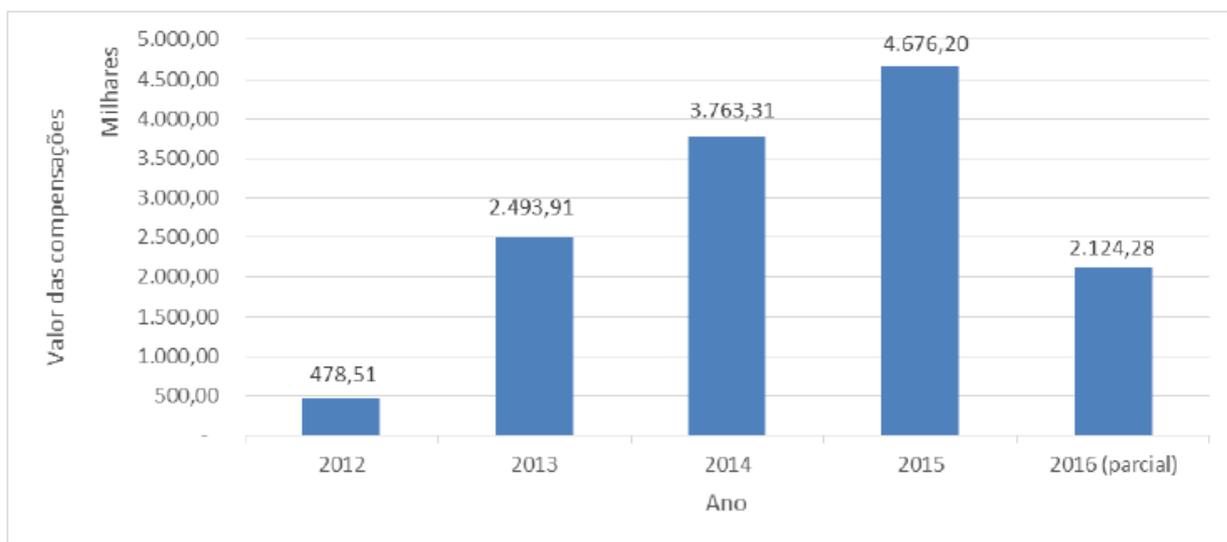


Figura 51: Valor das compensações pago pela Cepisa por não atingimento dos índices de qualidade entre 2012 e 2016 (fonte: peça 146, p. 15).

625. A equipe de fiscalização constatou que, embora as compensações não apresentem valores brutos expressivos, ‘a partir de 2013, essas contrapartidas tiveram aumento significativo e impactam consideravelmente a rentabilidade da empresa, chegando a alcançar o expressivo montante de 36,04% do valor previsto como remuneração do capital’ (peça 146, p. 16).

626. Outro ponto de destaque da auditoria realizada é o alto endividamento e geração operacional de caixa negativa. Isso significa que o lucro da empresa antes de juros, impostos (tributos sobre a renda), depreciação e amortização (LAJIDA) foi negativo em 2015, o que é preocupante, pois o LAJIDA expressa fundamentalmente a quantidade de recursos monetários gerados pela atividade fim da companhia. Em 2011, a empresa já apresentava baixa capacidade de pagamento de suas dívidas, que, entre 2011 e 2015, aumentou em 184%, passando de R\$ 464 milhões para R\$ 1,3 bilhão. Em 2015, o serviço da dívida alcançou R\$ 112,5 milhões, sendo que a dívida vincenda foi de cerca de R\$ 2 bilhões (peça 146, p. 60).

627. Ademais, foi verificado que os custos operacionais reais da empresa são superiores, exceto quanto ao exercício de 2014, aos limites regulatórios repassados para a tarifa, o que agrava a situação econômico-financeira da Cepisa.

628. Com esse histórico, além das informações de caráter transversal apresentadas nas seções precedentes e em outros trabalhos recentes deste Tribunal, buscou-se demonstrar resumidamente o quadro atual da empresa de elevado endividamento e necessidade de vultuosos investimentos para que os serviços sejam prestados dentro dos parâmetros regulatórios de qualidade e eficiência.

629. Os Serviços A e B fizeram a avaliação econômico-financeira da área de concessão da Cepisa, o estado do Piauí, a partir dos mesmos dados de entrada, mas utilizando premissas econômicas e fazendo projeções diferentes, o que resulta em resultados diferentes, porém dentro dos limites estipulados de 20% no resultado final.

II.4.2. Projeção de mercado

630. A primeira projeção realizada por ambos os Serviços foi a evolução do mercado e das unidades consumidores, utilizando as metodologias e premissas descritas no item I.1.2.

631. As figuras a seguir apresentam a projeção de consumo energético e composição do consumo total de energia para a Cepisa pelos Serviços A e B.

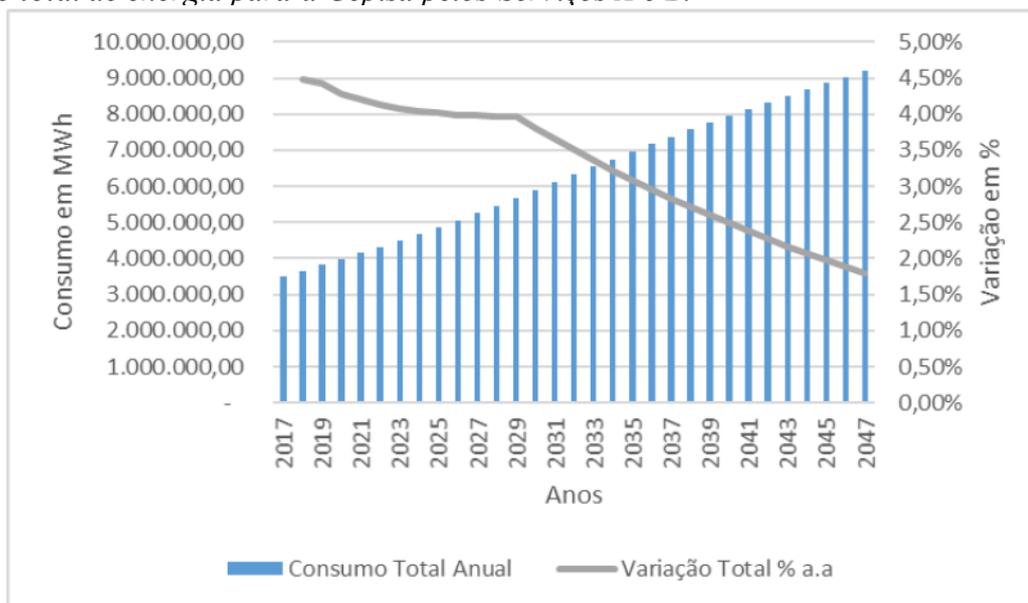


Figura 52: Valores da Projeção de Mercado da Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 108, p. 58).

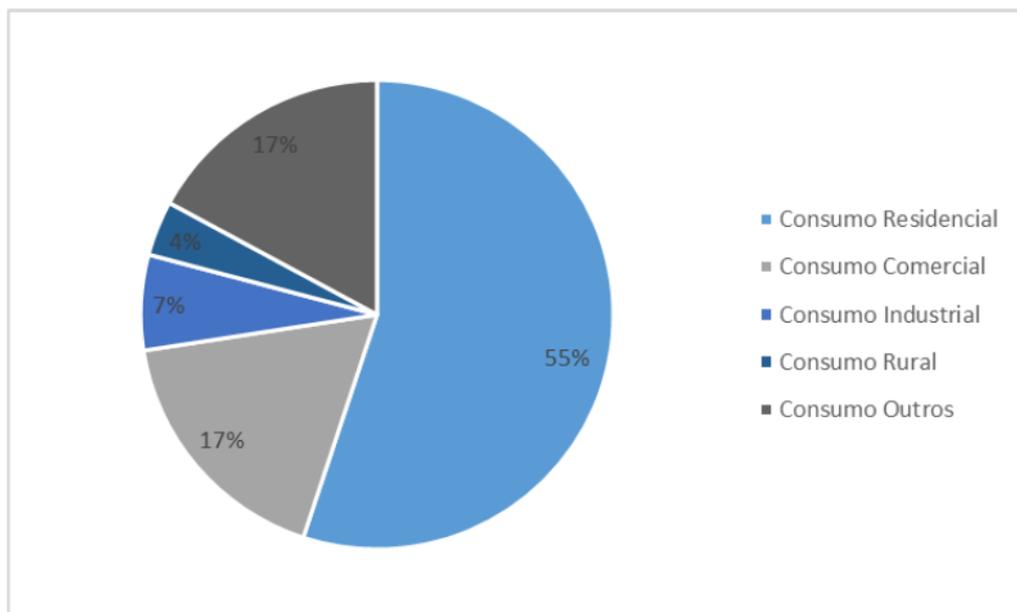


Figura 53: Composição do Mercado da Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 108, p. 58).

632. O Serviço A projetou também a demanda por nível de tensão, chegando aos percentuais de 74% para BT, e 22% para a MT e 4% para a AT, durante todo o período (peça 108, p. 72).

633. As variáveis auxiliares utilizadas nos modelos por classes de consumo da Cepisa pelo Serviço B são apresentadas abaixo.

Tabela 46: Variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe – Serviço B – Cepisa

Classe	Variáveis	
	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	População
Industrial	PIB	PIB
Comercial	PIB e uma entre: População e UC Comercial	PIB e UC Comercial
Rural	PIB e População Rural	PIB
Poder Público	População, PIB, Univariado	Univariado
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População e UC Serviço Público	UC Serviço Público
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 111, p. 29.

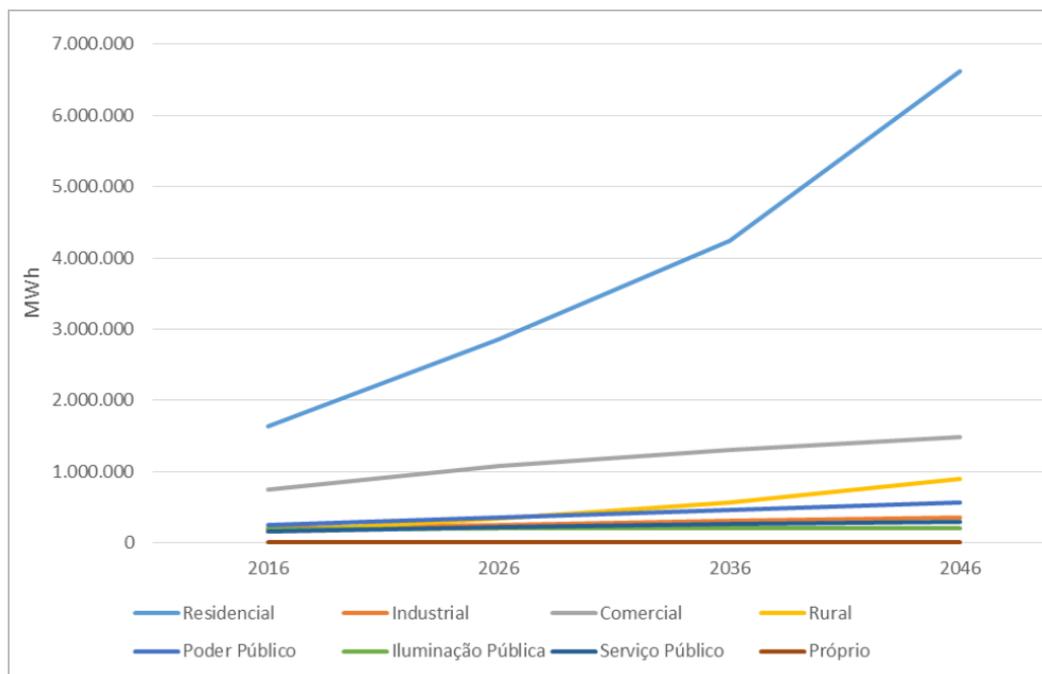


Figura 54: Valores da Projeção de Mercado da Cepisa – Serviço B (Fonte: peça 111, p. 39).

634. Tomando como base a figura que descreve a Projeção do Consumo Energético do Serviço A, vemos que o consumo projetado pelo Serviço A fica em torno de 9.100 GWh em 2047, enquanto o Serviço B projeta um consumo de 10.403 GWh em 2046. Em valores absolutos, a diferença aproximada é de 1.300 GWh (13%). Isto se deve a um crescimento médio anual menor em 0,67% do Serviço A em comparação ao admitido pelo Serviço B.

635. A tabela a seguir compara a média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período.

Tabela 47: Média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período – Cepisa.

Média Geométrica dos Consumos dos Serviço A e B									
Serviços	RESIDENCIAL Δ% a.a	INDUSTRIAL Δ% a.a	COMERCIAL Δ% a.a	RURAL Δ% a.a	PODER PÚBLICO Δ% a.a	ILUM. PÚBLICA Δ% a.a	SERVIÇO PÚBLICO Δ% a.a	PRÓPRIO Δ% a.a	TOTAL Δ% a.a
A	3,71%	2,46%	3,44%	2,01%	3,19%	3,19%	3,19%	3,19%	3,27%
B	4,81%	1,73%	2,26%	5,80%	2,79%	0,27%	1,94%	0,07%	3,89%
Diferenças (A-B)	-1,10%	0,73%	1,18%	-3,79%	0,40%	2,92%	1,25%	3,12%	-0,62%

Fonte: Peça 25, p.731.

636. O Serviço A obteve projeções de crescimento médio anual de 3,27% para o consumo da distribuidora no período de março de 2018 até fevereiro de 2048. Para o Serviço B, o crescimento médio anual do consumo da distribuidora ficou na ordem de 3,89% para o período de 2017 até 2048.

637. Foi projetado também o crescimento do Número de Unidades Consumidoras (UCs) tanto pelo Serviço A, quanto pelo Serviço B.

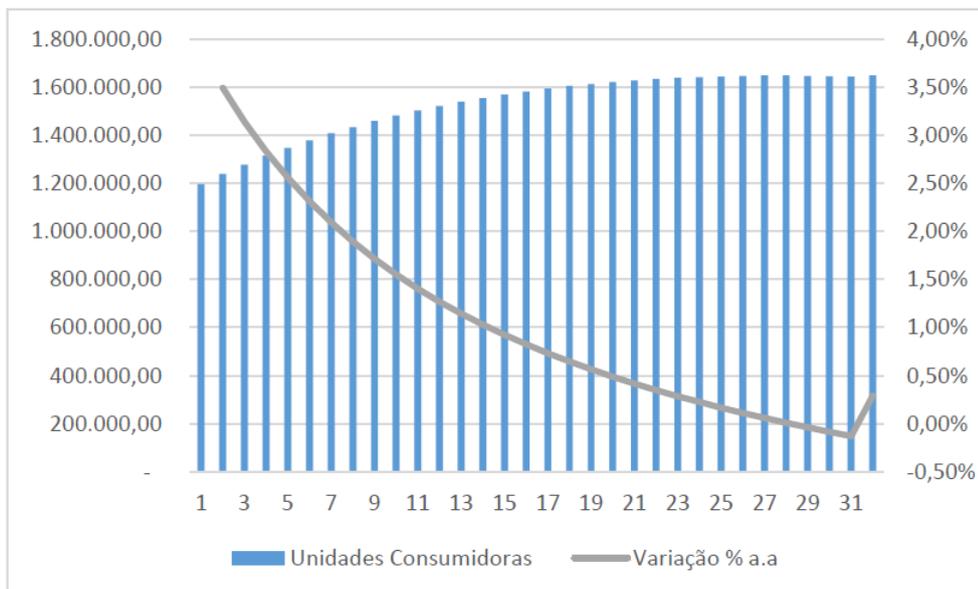


Figura 55: Valores da Projeção de UC Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 108, p. 59).

638. Como resultado das projeções, observa-se um crescimento das UC nos primeiros anos com variação inicial de 3,5%, com redução gradual do crescimento até se atingir crescimento próximo de 0% a partir do 25º ano da nova concessão, consolidando em torno de 1.600.000 UC.

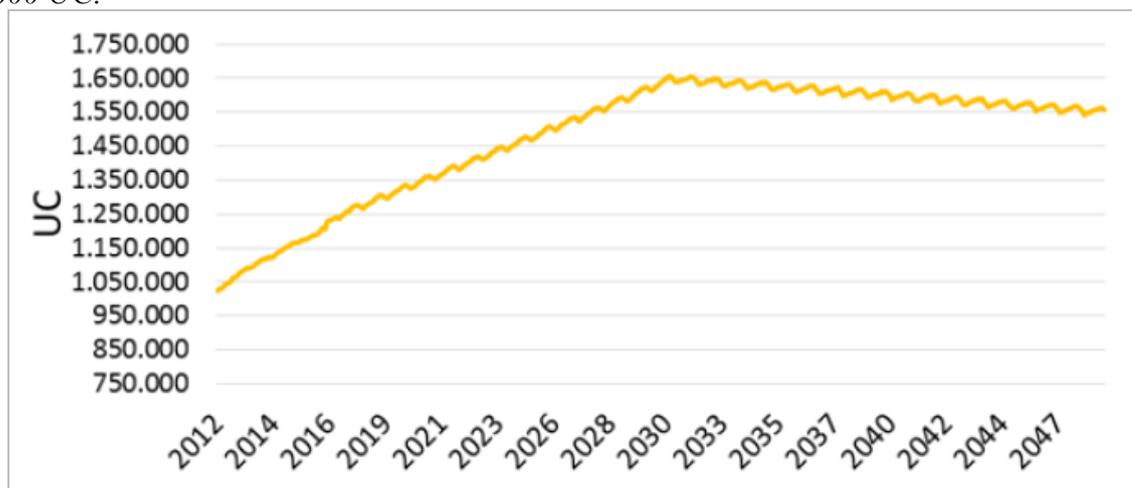


Figura 56: Valores da Projeção de UC Cepisa– Serviço B (Fonte: peça 111, p. 42).

639. Nota-se que a série histórica de UC, a partir de 2030 tende a decrescer, reflexo da projeção de população do IBGE. O crescimento médio registrado no período de 2017 a 2048 foi de 0,79% a.a.

640. Com base na trajetória dos gráficos das UCs dos Serviços A e B temos uma comparação entre suas evoluções ao longo do período. Nota-se que nos primeiros 10 anos o Serviço B apresenta uma taxa de crescimento anual maior. Nos 10 anos intermediários da projeção, a taxa de crescimento dos Serviços A e B são similares. E nos últimos 10 anos o Serviço B mostra uma retração na taxa de crescimento, enquanto o Serviço A expressa um leve crescimento de 0,12% a.a.

641. Em relação ao balanço de contratação de energia, o Serviço B considerou os contratos de energia existentes, o nível de sobrecontratação atual e as projeção do PLD. Já o Serviço A não fez o tratamento da sobrecontratação, considerando que qualquer sobra seria vendida no mercado spot pelo custo médio de compra de energia pela distribuidora.

642. Ambos os Serviços realizaram projeção de extensão de sua rede, já que o dado tem impacto na projeção de investimentos da distribuidora, bem como nos custos operacionais

(PMSO).

643. O Serviço A utilizou os dados históricos de extensão de rede entre 2001 e 2016 e adicionou a expansão previstas nos Planos Decenais, realizados pela EPE, e os PDDs da distribuidora. O Serviço B utilizou modelo econométrico com base na elasticidade com o número de unidades consumidoras, extraída do histórico entre 2007 e 2016.

II.4.3. Projeção de perdas

644. As projeções de Perdas foram realizadas conforme detalhado no item I.1.4.

645. As Perdas Não Técnicas (PNT) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

646. 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.

647. A flexibilização resultante referente às Perdas Não Técnicas (PNT) para a Cepisa foi de 11,48%, resultando em um índice de PNT flexibilizada de 25,41% sobre o mercado de baixa tensão.

648. Para as PT, o Serviço A projetou valor constante de 12,17% da energia injetada ao longo da concessão, enquanto o Serviço B avaliou os índices de perdas técnicas de cada segmento de tensão da Cepisa (NT 192/2013-SRD/Aneel) e comparou-os aos índices médios de empresas compatíveis. Os menores índices por segmento (da Cepisa ou da média ponderada das empresas compatíveis) foram utilizados de base para uma meta de PT eficiente em 2047. A trajetória de redução inicia-se com PT de 12,01% em 2017 chegando em 2047 no valor de 7,37%.

649. Apresentam-se os resultados para as projeções de Perdas Não Técnicas (PNT) para cada ano de Concessão da Cepisa, por serviço.

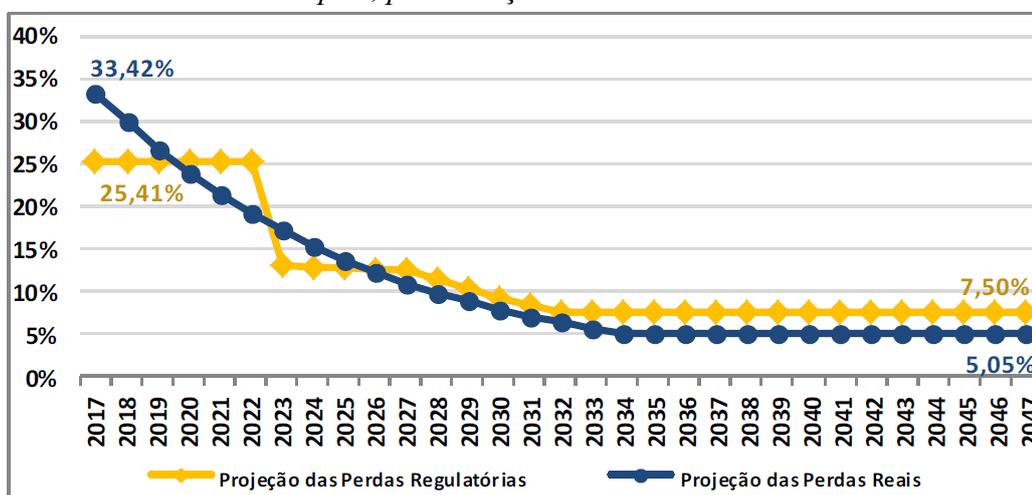


Figura 57: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 110, p. 23)

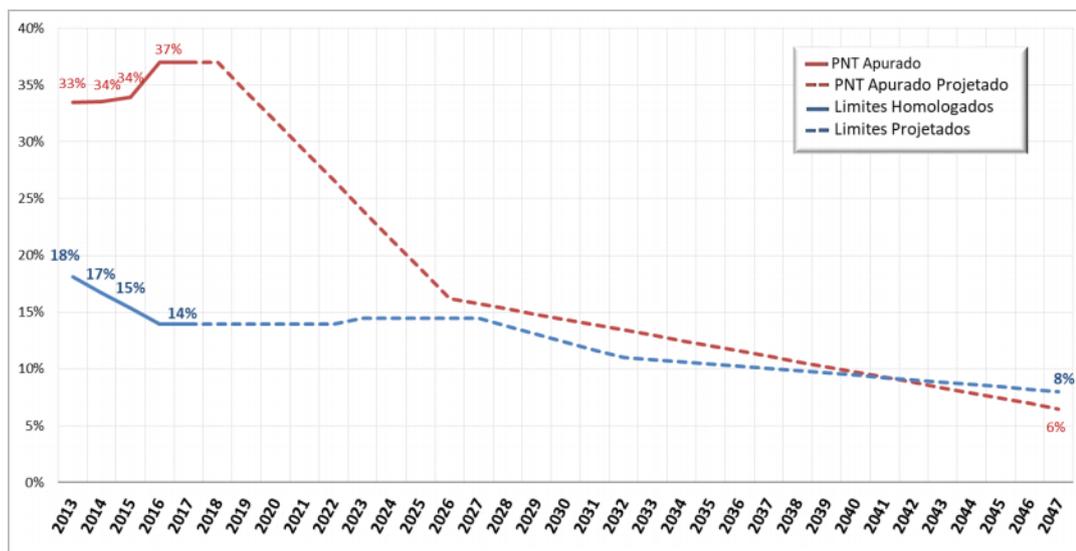


Figura 58: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Cepisa – Serviço B (Fonte: peça 111, p. 86).

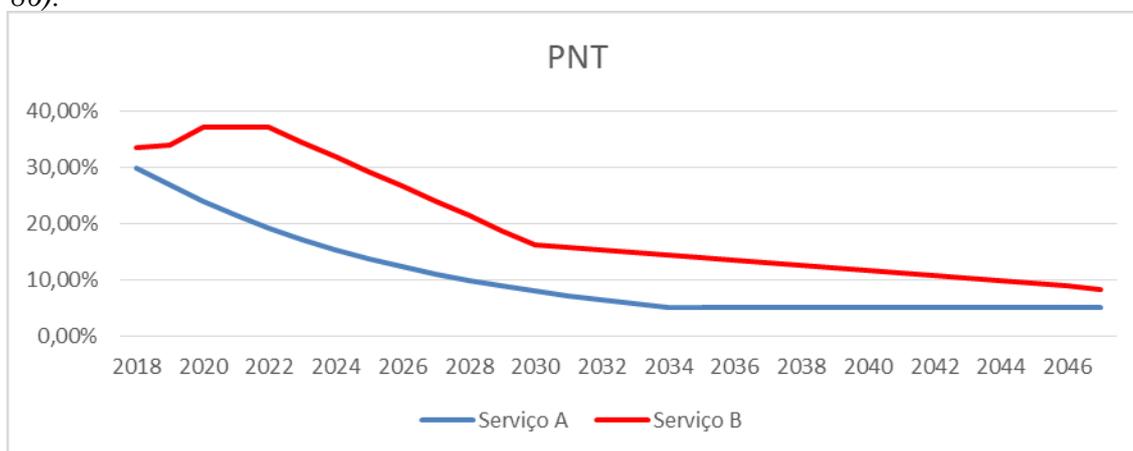


Figura 59: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Cepisa (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 110, item não digitalizável, e peça 111, item não digitalizável).

650. A trajetória das PNT Reais preparado pelo Serviço A tem como ponto de partida o valor em 2016 de 37,34%, a curva vai reduzindo até 2034, quando alcança o valor realizado pela Coelba (benchmarking) de 5,05% do mercado de BT, ficando neste nível até o fim da concessão. Pontua-se que a projeção estima que as Perdas ficarão abaixo do limite regulatório estimado a partir de 2027 e foi utilizada a benchmark CEMAR (recentemente privatizada) para estimar a trajetória de redução.

651. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018, os índices de PNT Reais se mantêm constantes em 37% e, a partir de 2019, se inicia uma nova fase no combate eficiente a PNT. A trajetória de redução das perdas tem como referência a média de reduções de PNT Reais das empresas Celpe, Cemar e Coelba. Desta forma, no final de 2047 a projeção do índice de PNT reais fica em 6%.

652. Cabe observar que a PNT realizada na Cepisa em 2016 foi de 36,9% (peça 20) e o Serviço A utilizou o valor de 37,34% sobre o mercado de BT. Esse erro não tem impacto relevante no valuation.

II.4.4. Projeção de custos operacionais (PMSO)

653. Os custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros

Dispêndios) foram um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

654. No caso da Cepisa, em relação à flexibilização dos custos operacionais, 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, para a empresa é de R\$ 59.351.386 (data base de novembro de 2016).

655. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Cepisa, realizada pelos Serviços A e B, conforme descrição no item I.1.3.

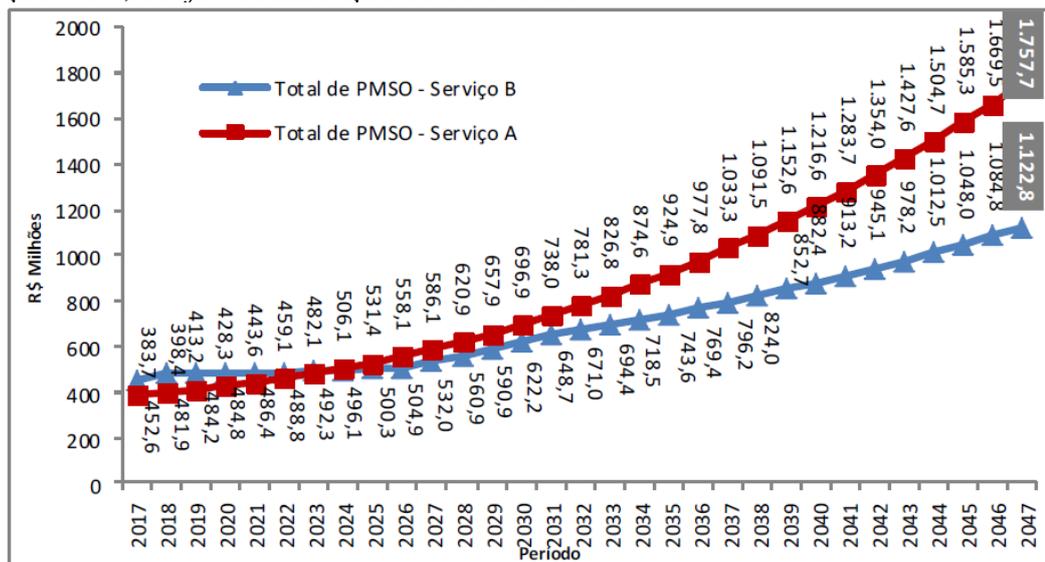


Figura 60: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Cepisa (Fonte: peça 25, p. 759).

656. É possível verificar que o Serviço A projetou valores maiores que o Serviço B. Como se trata de PMSO, ou seja, despesas operacionais, conclui-se que o Serviço B adotou uma projeção muito mais arrojada do que o Serviço A. Percebe-se também que a projeção do PMSO para o Serviço B se inicia maior e depois do ano 2021, começa a cair e assim vai seguindo com valores menores de projeção até o final do período. Essas diferenças de valores não possuem impacto expressivo no valuation se o PMSO da empresa estiver dentro do nível regulatório e for incorporado na tarifa.

657. As tabelas com os dados da projeção de gastos, separadamente por ano e por rubrica (pessoal, materiais, serviços e outros gastos) podem ser encontradas nas peças 109, p. 2-10, e peça 111, item não digitalizável.

658. Quanto à previsão de inadimplência e receitas irrecuperáveis, ambos os serviços utilizam a mesma metodologia utilizada pela Agência Reguladora (no 4CRTP, as receitas irrecuperáveis passaram a compor a Parcela A da Receita Requerida), bem como os mesmos dados de receitas irrecuperáveis regulatórias, propostos pela Aneel: 1,29% para residencial; 0,94% para industrial; 0,55% para comercial; 1,18% para rural; 0,22% para poder público; 0,05% para iluminação pública; e 0,05% para serviços públicos.

659. Porém, as projeções de inadimplência se diferem principalmente nos primeiros dez anos, o que leva a resultados diferentes no fluxo de caixa.

660. O ano de partida, 2017, apresenta valores significativamente diferentes entre os Serviços quando observados os dados nos relatórios (peças 110, p. 16, e 111, p. 90). Por exemplo, para a classe residencial o percentual de receitas irrecuperáveis do Serviço A é de 4,64 %, enquanto do Serviço B é de 2,95 %.

661. *Essa discrepância se deve, primeiramente, a erro formal do relatório do Serviço B (peça 111) ao transcrever os dados da tabela utilizada para os cálculos. Na tabela (item não digitalizável da peça 1110, aba 'R_Irrecuperáveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.*

662. *Em segundo, para projeção do valor de 2017 com base no valor realizado de 2016, o Serviço A utilizou o seguinte critério: calculou dez/16 a partir da mediana entre do valor faturado não recebido sobre o valor faturado total entre os meses de dez/11 e nov/12, inclusive, chegando ao valor de receitas irrecuperáveis na data base de dez/16. Sobre o valor de dez/16 aplicou-se o percentual de variação anual proposto pela Aneel no indicador entre o 3CRTP e o 2CRTP, chegando-se ao valor estimado para dez/17 (peça 168, p. 1).*

663. *Já o Serviço B, estimou como ponto de partida de receitas irrecuperáveis a mediana de receitas não faturadas no período de 49 a 60 meses para o final de 2016. Não foi aplicado nenhum percentual de variação (redução do percentual) de 2016 para 2017. O valor de 2016 foi replicado para 2017. Por esta razão, os valores de partida do serviço B apresentam-se um pouco maiores do que o serviço A (peça 168, p. 1).*

664. *Entende-se, portanto, que as divergências foram explicadas e não se trata de erro nas avaliações.*

665. *A partir daí os números do Serviço B foram estimados em uma queda linear atingindo o nível regulatório em 10 anos.*

666. *No Serviço A não há um ano específico para se atingir o nível regulatório, foi estabelecida uma meta, acima do nível regulatório, e uma curva de redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel nos ciclos tarifários anteriores (4CRTP, 3CRTP e 2CRTP). Com essa premissa utilizada, a taxa de receitas irrecuperáveis se estabiliza quando alcança a meta estabelecida. A tabela a seguir traz a diferença entre a meta regulatória e a meta estabelecida pelo Serviço A.*

Tabela 48: Meta de inadimplência estabelecida pelo Serviço A para a Cepisa

<i>Classe de Consumo</i>	<i>Meta Serviço A (%)</i>	<i>Meta Aneel no 4CRTP (%)</i>
<i>Residencial</i>	<i>2,36</i>	<i>1,29</i>
<i>Industrial</i>	<i>1,69</i>	<i>0,94</i>
<i>Comercial</i>	<i>0,78</i>	<i>0,55</i>
<i>Rural</i>	<i>5,04</i>	<i>1,18</i>
<i>Poder Público</i>	<i>0,19</i>	<i>0,22</i>
<i>Iluminação Pública</i>	<i>0,31</i>	<i>0,05</i>
<i>Serviço Público</i>	<i>0,25</i>	<i>0,05</i>
<i>Outros</i>	<i>0,24</i>	<i>0,01</i>

Fonte: peça 110, p. 15-18.

667. *O Serviço A explica que o nível de receitas irrecuperáveis efetivas que a companhia alcança (meta) trata-se da média das receitas irrecuperáveis efetivas das companhias benchmark nas datas de referência de dez/12 e dez/13 por classe consumidora. Os benchmarks utilizados consideram as empresas privatizadas das regiões Norte e Nordeste e incluem Cemar, Cosern, Celpe, Celpa e Coelba, conforme agrupamento realizado pela Aneel (peça 168, p. 2).*

668. *No entendimento do Serviço, a consideração das receitas irrecuperáveis dos benchmarks faz com que cada empresa atinja uma média de receitas irrecuperáveis de mercado em situação de privatização, que não necessariamente se alinha com as receitas irrecuperáveis regulatórias, aproximando-se da realidade que muitas dessas distribuidoras (avaliadas e benchmark) têm vivido (peça 168, p. 2).*

669. *Dessa forma por fim, buscou-se aproximar as receitas irrecuperáveis a serem realizadas pelas distribuidoras avaliadas ao longo do período de concessão, àquelas verificadas no*

mercado, representado pelos benchmarks (peça 168, p. 2).

670. Com tal premissa, para o Serviço A, os níveis de inadimplência permanecem acima dos níveis regulatórios durante todos os 30 anos de concessão e implicam em um custo de R\$ 54,7 milhões (4,13 % do total faturado).

671. Dessa forma, os Serviços adotaram premissas diferentes para projeção do nível de inadimplência e das receitas irrecuperáveis e, por conseguinte, tiveram resultados diferentes. Todavia, ambas as metodologias foram realizadas coerentemente e com premissas razoáveis, de maneira que não é possível indicar qual seria a mais adequada ao caso concreto, visto que se trata de projeção, por definição futura e incerta.

II.4.5. Projeção de investimentos

672. Partindo das metodologias descritas no item I.1.5, apresentam-se as diferenças nos resultados entre os consórcios nos valores de investimentos previstos.

Tabela 49: Valores estimados de investimentos – Cepisa

Serviço A							R\$ milhões
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Expansão AT	458	315	323	323	323	323	2.064
Expansão MT/BT	519	145	145	145	145	145	1.244
Melhoria	234	234	234	234	234	234	1.404
Renovação (manutenção)	160	717	848	982	1.134	500	4.341
Luz para Todos	-	-	-	-	-	-	-
Infraestrutura e apoio	3	-	-	-	-	-	3
Reposição	-	159	-	-	-	-	159
Total	1.374	1.570	1.550	1.684	1.836	1.202	9.214

Serviço B							R\$ milhões
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Expansão AT	464	231	324	97	291	29	1.437
Expansão MT/BT	524	256	256	256	256	256	1.802
Melhoria	237	129	129	129	129	129	880
Renovação (manutenção)	160	80	92	63	88	54	537
Luz para Todos	-	-	-	-	-	-	-
Infraestrutura e apoio	3	2	2	2	2	2	11
Reposição	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.388	697	802	545	765	469	4.666

Fonte: peça 25, p. 766.

673. Observa-se que a diferença entre os consórcios está em R\$ 4,5 bilhões notadamente no item Renovação (manutenção) em que o Serviço A estima que a partir do 2° quinquênio os investimentos são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos e o Serviço B os calcula a partir da participação destes no Plano Quinquenal de 2018 a 2022.

674. Além disso, o Serviço A, ao contrário do B, estimou o investimento de reposição no valor de R\$ 158,6 milhões a fim de que a Cepisa atinja a mesma relação do indicador VMU/VNR das empresas utilizadas como referência privada.

675. Cabe destacar que essa diferença do volume de investimentos projetados não possui impacto expressivo no valuation, pois o investimento aumenta a Base de Remuneração da empresa, e conseqüentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.

676. Por fim, devido aos diferentes critérios para projeção da base de ativos, incluindo diferenças nos investimentos, critérios de glosa e depreciação, os valores finais de Base de Remuneração Líquida (BRRL) para a Cepisa são diferentes entre os Serviços. O Serviço A chega a uma base de R\$ 23,8 bilhões em 2048 e o Serviço B em R\$ 7,1 bilhões. Novamente, repise-se, trata-se de valor a ser reconhecido pelo regulador no âmbito dos ciclos de revisão tarifária periódica, que o fará no montante conquanto refira-se a investimentos prudentes.

II.4.6. Resultados do valuation da concessão

677. A avaliação do Serviço A calculou o enterprise value de R\$ 2.476.185.262,79 para Cepisa. Descontadas as dívidas, passivos com fornecedores e contingências, o equity value da Cepisa, calculado pelo Serviço A, é de R\$ 91.400.895,59 positivos (peça 110, p. 45).

678. O Serviço B calculou o enterprise value de R\$ 2.880.719.840,98 e equity value de R\$ 495.935.473,78 positivos (peça 111, p. 181).

679. A princípio parece que os valores de equity são bastante discrepantes, no entanto, isso se deve ao fato de que o montante de passivos e contingências acaba por trazer o valor global (concessão + empresa) próximo da nulidade. A diferença dos valuations foi de 14%, dentro, portanto, do limite de 20%.

680. Com relação à avaliação por múltiplos de mercado, o Serviço A, obteve o enterprise value igual a R\$ 2.046.865.000, o que representa uma diferença de 20% com relação ao valor da avaliação econômico-financeira. Já o Serviço B, não obteve o valor do enterprise value, mas realizou análises comparativas de diferentes múltiplos implícitos ao resultado da avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.

681. Esses resultados devem ser analisados junto à situação financeira da Empresa Cepisa que foi objeto de estudo apenas do Serviço B, por meio das análises técnico-operacional (peça 116); as due diligences contábil patrimonial (peça 113) e jurídica (peça 114); as avaliações ambiental (peça 115), atuarial (peça 117) e de recursos humanos (peça 118); e pelo estudo de modelagem da desestatização (peça 112).

II.4.7. Avaliação da empresa

682. A Empresa, que atende hoje 1,266 milhão de consumidores (1,5 % do Brasil), tem apurado prejuízos repetitivos (R\$ 506,7 milhões em 2016 e R\$ 562,9 milhões em 2015), chegando a um prejuízo acumulado no montante de R\$ 2.473,2 milhões em dez/2016 e um passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) no montante de R\$ 1.221,7 milhões (peça 113, p.8).

683. Adicionalmente, o endividamento líquido ajustado da Empresa (após ajustes e reclassificações da due diligence contábil-patrimonial) é de R\$ 2,2 bilhões, contra um EBITDA ajustado negativo de R\$ R\$ 323,1 milhões (peça 113, p. 8).

684. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Cepisa (peça 153), auditados pela Auditora independente KPMG.

685. No ano da data base dos estudos (2016), as demonstrações apresentam passivo a descoberto no total de R\$ 1,2 bilhão, passivo circulante de R\$ 1,1 bilhão e não circulante de R\$ 2,1 bilhões (peça 153, p. 6), além de resultado do exercício igual a R\$ 506 milhões negativos (peça 153, p. 7).

686. A Figura 61 detalha o endividamento bruto da Cepisa, com data base de dezembro de 2016.

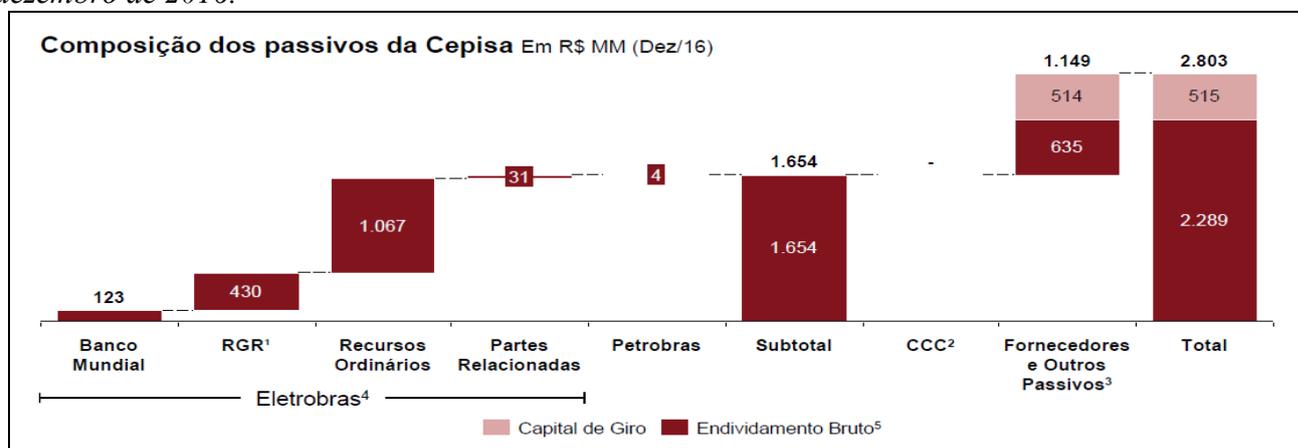


Figura 61: Composição dos passivos da Cepisa dez/2016 (Fonte: peça 112, p. 20).

687. Para a Cepisa, se destacam os recursos tomados junto à Controladora para cobertura de prejuízos operacionais e melhorias (58%), provisões para causas judiciais (principalmente cíveis e trabalhistas) considerado como perda provável e tributos a recolher (41%).

688. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 153), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

689. A Figura 62, advinda da due diligence contábil-patrimonial da Cepisa, apresenta a composição do endividamento líquido da empresa na data base de dezembro de 2016. É possível observar os ajustes realizados decorrentes das due diligences.

Endividamento líquido		
Em R\$ mil	Dez-15	Dez-16
Caixa e equivalentes de caixa	9.209	5.200
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	139	8
Empréstimos - CP	(566.227)	(302.796)
Empréstimos - LP	(715.220)	(1.378.432)
Endividamento financeiro líquido	(1.272.099)	(1.676.020)
Cauções e depósitos judiciais - LP	14.557	16.272
Benefício pós-emprego - CP	(42.327)	(27.609)
Pesquisa e desenvolvimento - CP	(13.605)	(11.128)
Tributos a recolher	(58.178)	(187.972)
Pesquisa e desenvolvimento - LP	(41.560)	(54.080)
Benefício pós emprego - LP	(13.919)	(3.273)
Provisões para causas judiciais	(78.475)	(128.244)
Outros passivo -LP	(499)	(503)
Outros itens de dívida	(234.006)	(396.537)
Endividamento líquido reportado	(1.506.105)	(2.072.557)
Reclassificação entre capital de giro e endividamento líquido	(168.761)	(166.699)
Ajustes propostos pela "due diligence"	NQ	(416)
Endividamento líquido ajustado	(1.674.866)	(2.239.672)
Outras considerações	937.098	1.113.204
i Impactos tributários, trabalhistas e previdenciários	(39.582)	(53.301)
ii Ativo financeiro - concessões de serviço público	682.902	865.133
iii Clientes vencidos e parcelados	293.778	301.372
iv Cauções e depósitos judiciais - LP	NQ	NQ
v Provisão para contingências	NQ	NQ
vi Investimentos em CAPEX	NQ	NQ
vii Cobrança indevida - Angra 3	-	NQ
viii Outros potenciais ajustes	NQ	NQ

Fonte: balancetes contábeis auditados e análise Pw C.

Figura 62: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 113, p. 17).

690. A tabela a seguir demonstra o crescimento do endividamento da Cepisa junto à holding Eletrobras ao longo dos últimos quatro anos.

Tabela 50: Endividamento da Cepisa referentes a empréstimos e financiamentos

	CEPISA - Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)			
	2013	2014	2015	2016
<i>Empréstimos com a Eletrobras - Circulante</i>	189.988	330.198	564.013	297.113
<i>Empréstimos com a Eletrobras - Não Circulante</i>	595.916	690.460	654.293	1.322.520
<i>Empréstimos Instituições Financeiras - Circulante</i>	681	0	2.214	5.683
<i>Empréstimos Instituições Financeiras - Não Circulante</i>	0	29.063	47.932	45.066
<i>Outros</i>	7.991	8.840	12.995	10.846
Total	794.576	1.058.561	1.218.306	1.681.228

Fonte: peça 70, a partir das demonstrações financeiras da Amazonas Distribuidora de Energia de 2014, 2015 e 2016.

691. Os dados da tabela para 2016 (R\$ 1,7 bilhão) correspondem aos dos estudos

conduzidos pelo Serviço B (Figura 61).

692. A due diligence reclassificou algumas dívidas entre capital de giro e endividamento líquido, tais como: direitos de ressarcimento não recebido de períodos anteriores, fornecedores vencidos, retenções contratuais referentes a fornecedores, litígios referentes a repasses de energia, partes relacionadas e outros passivos como penalidades regulatórias (peça 113, p. 17-19). Foi também proposto ajuste no saldo restrito de caixa, já que determinados montantes mantidos na conta de caixa e equivalentes de caixa não possuíam disponibilidade imediata. Ainda, foram considerados como endividamento as exposições tributárias, trabalhistas e previdenciárias classificadas com risco de perda provável (peça 113, p. 20) e projeção de fluxo de caixa positivo com clientes vencidos e parcelados.

693. Os passivos nos quais a credora é a própria Controladora (Eletrobras) foram detalhados no item I.4.3.

694. A Figura 9, retirada das demonstrações contábeis da Eletrobras mostra os créditos que a Controladora tinha com a Cepisa (peça 158, p. 350), totalizando R\$ 1,9 bilhão em dezembro de 2016, sendo R\$ 1,6 bilhão referentes a empréstimos (RO, BIRD e RGR, conforme o apresentado na Figura 61) e R\$ 295 milhões de AFAC.

695. Nas demonstrações (peça 153, p. 66) é possível visualizar os mesmos 1,9 bilhão de passivo junto à Controladora (Eletrobras), além de passivos com outras partes relacionadas: Chesf (R\$ 7 milhões), Furnas (R\$ 13,7 milhões), Eletronorte (R\$ 4,3 milhões), Ceron (R\$ 1,5 milhão), entre outras.

696. Nas demonstrações, é possível observar o detalhamento dos financiamentos e empréstimos com a Eletrobras e Instituições Financeiras (Caixa Econômica Federal e Banco do Brasil), totalizando R\$ 1,7 bilhão (peça 153, p. 44). Ressalta-se também o elevado montante de tributos a recolher (R\$ 404 milhões - peça 153, p. 45; outros passivos, como multas da Aneel e Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública (R\$ 119 milhões - peça 153, p. 52), provisão para litígios (R\$ 128 milhões – peça 153, p. 52).

697. Portanto, entende-se não haver dúvidas quanto aos passivos existentes nos balanços da Cepisa, haja vista as diversas fontes que demonstram a existência dos mesmos, tanto pela ótica dos devedores quanto a dos credores, assim como os trabalhos anteriores realizados pelo Tribunal, onde se viu a degradação da situação econômico-financeira da distribuidora.

698. Ademais, são levadas em conta as contingências prováveis, que diminuem o valor da empresa. Elas são de origem jurídica, contábil, ambiental e atuarial.

699. As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam quanto a sua probabilidade de ocorrência e as prováveis, contabilizadas nos estudos, se separam por fonte.

Tabela 51: Classificação por origem e valores das contingências prováveis – Cepisa

	Contingências Prováveis (milhões)	Contingências Possíveis (milhões)	Contingências remotas (milhões)
Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)	(R\$ 62,30)	(R\$ 239,12)	(R\$ 16,01)
Contingências Jurídicas (R\$)	(R\$ 50,98)	-	-
Ajustes Atuariais (R\$)		-	-
Adequações Ambientais (R\$)	(R\$ 40,83)	-	-
TOTAL	(R\$ 145,11)	(R\$ 239,12)	(R\$ 16,01)

Fonte: elaboração própria com dados da peça 112, p. 22.

700. A due diligence jurídica (peça 114) aborda as contingências jurídicas da

empresa, enquanto os relatórios de avaliação ambiental (peça 115), atuarial (peça 117) e de recursos humanos (peça 118) tratam dos demais tipos de contingência.

701. A título de exemplo, a tabela a seguir sumariza as contingências relativas a ações cíveis envolvendo a distribuidora. É possível observar a quantidade de ações (10.223), o que indica a impossibilidade de se auditar em detalhes cada uma dessas contingências.

Tabela 52: Ações cíveis da Cepisa

Classificação do risco de perda	Quantidade de Ações	Valor (R\$)*
Perda provável	186	59.406.121,43
Perda possível	9.895	755.172.743,39
Perda remota	142	289.263.343,36
TOTAL	10.223	1.103.842.208,18

Fonte: peça 114, p. 105

702. Foram analisadas aproximadamente 33 ações cíveis, comerciais e patrimoniais, selecionadas, em conjunto, pela distribuidora e pela auditoria jurídica de acordo com critérios de materialidade no valor de R\$ 2 milhões ou ainda pela sua relevância em razão da matéria discutida nos processos e que pudessem trazer eventuais precedentes ou outros impactos adversos para a Distribuidora (peça 103, p. 101).

703. Dentre a análise realizada, a auditoria jurídica identificou 2 ações que necessitavam de ajuste na provisão da distribuidora, nos valores de R\$ 718.845,00 e R\$ 24.186.968,94 (peça 114, p. 111).

704. Na data base, a distribuidora possuía cinco processos administrativos de cunho regulatório, cujo valor total de contingências era de R\$ 31.143.792,65, classificados como perda provável. Considerou-se necessário ajuste na provisão para incluir R\$ 2.263.808,22 (peça 114, p. 25).

705. Quanto ao contencioso trabalhista, a distribuidora possui 2.132 ações, com perda estimada em R\$ 172 milhões. Com risco de perda provável, são 173 ações, que equivalem a R\$ 52,8 milhões. Foram analisadas na auditoria 51 processos, que implicaram em ajustes nas contingências de R\$ 19.519.300 (peça 114, p. 14).

706. A Cepisa está envolvida em contingência tributária da ordem de R\$ 253 milhões. Foram analisados treze processos tributários e a avaliação realizada pela auditoria jurídica recomendou o complemento da provisão no valor de R\$ 4.291.940,56 (peça 114, p. 113).

707. O equity final para a Cepisa foi calculado pelo Serviço B, com base na média dos resultados do valuation de cada serviço, subtraído do total de dívidas e contingências prováveis, e ainda com ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017.

Tabela 53: Resultado da avaliação – Cepisa

Cepisa	
Entreprise Value - Serviço A	R\$2.476.185.262,79
Entreprise Value - Serviço B	R\$2.880.719.840,98
Média dos Serviços	R\$2.678.452.551,89
Diferença dos Serviços	14%
Dívida Líquida	-R\$2.239.672.688,73
Contingências Prováveis	-R\$145.111.678,47
Valuation final	R\$293.668.184,69
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$10.247.743,93
Equity ajustado	R\$283.420.440,76

<i>Ajuste de redução da flexibilização tarifária</i>	61,3%
<i>Equity Value Final</i>	0
<i>Valor de Liquidação para Eletrobras</i>	-R\$740.112.396,38

Fonte: peça 112, p. 46-50.

708. *Pela tabela, conclui-se ser a privatização da empresa a melhor alternativa para a Eletrobras, haja vista que o cenário de liquidação implicaria em um custo de R\$ 740 milhões.*

709. *Ademais, o resultado do valuation da concessão na área do estado do Piauí, realizada pelos Serviços A e B, chega ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 2,7 bilhões, na média, para os trinta anos do contrato de concessão. Ou seja, foi apurado valor positivo para a exploração do serviço de distribuição no Piauí, desde que o novo concessionário implemente as mudanças necessárias a fim alcançar eficiência operacional e a saúde financeira das empresas.*

710. *Do ponto de vista da União e dos usuários do serviço público de distribuição, conforme será detalhado no item III, a privatização associada à concessão por trinta anos de prestação do serviço também é a opção mais vantajosa, no entendimento do Poder Concedente, haja vista a garantia da continuidade da prestação do serviço e os elevados aportes financeiros necessários na Eletrobras no cenário de liquidação da empresa.*

711. *Por fim, importa ressaltar que a flexibilização de certos parâmetros regulatórios causa impacto nas tarifas dos usuários da Cepisa, calculado pela Aneel em 7,5% (peça 20, p.12), e também submetem o usuário a um período de prestação do serviço abaixo dos parâmetros de qualidade. No entanto, essa flexibilização independe da privatização da Empresa e traz metas mais realistas para a melhoria do serviço.*

II.5. Centras Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron)

II.5.1. Histórico e caracterização básica da área de concessão

712. *A área de concessão da Ceron, com uma abrangência de 237.765 km², está localizada no estado de Rondônia, região Norte do Brasil. Com população de 1,77 milhões de habitantes, o estado é o terceiro mais populoso da Região Norte. Somente em sua capital, Porto Velho, concentra-se mais de 500 mil pessoas (peça 127, p. 6).*

713. *Em relação ao mercado consumidor, a Ceron tem seu mercado representado por consumidores alocados nos níveis da Alta, Média e Baixa Tensão – AT, MT e BT, respectivamente, sendo o último mais expressivo com relação ao número de consumidores: 99,6% (peça 127, p. 6).*

714. *A seguir, tabela com a evolução do mercado da Ceron por classe de consumo entre 2012 e 2016.*

Tabela 54: Evolução do mercado consumidor da Ceron entre 2012 e 2016.

Classe / Ano	Mercado por Classe Tarifária (MWh)					Taxa de Variação	
	2012*	2013	2014	2015	2016	Período% (2012/2016)	Geométrica% (a.a.)
Residencial	1.007.772	1.089.993	1.147.944	1.165.781	1.154.729	15%	3%
Industrial	458.820	460.222	586.523	482.195	416.479	-9%	-2%
Comercial	585.145	595.936	627.895	643.685	634.418	8%	2%
Rural	246.966	260.545	282.531	300.620	308.486	25%	6%
Iluminação Pública	88.422	121.322	131.448	130.051	131.880	49%	11%
Poder Público	191.647	197.872	208.249	220.823	222.233	16%	4%
Serviço Público	51.211	49.280	48.924	48.976	49.906	-2%	-1%
Demais	5.006	3.665	3.934	6.232	5.561	11%	3%
TOTAL	2.634.989	2.778.835	3.037.448	2.998.364	2.923.693	11%	3%

Fonte: peça 127, p. 24.

715. *O estado de Rondônia é atendido pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) através da subestação de Vilhena, de propriedade da Eletronorte. Desta subestação irradiam-se linhas de transmissão que abastece grande parte do estado de Rondônia. Ainda assim, há localidades isoladas no estado, principalmente no Oeste, atendidas por Usinas Termoelétricas (UTE) à óleo diesel (peça 127, p. 17).*

716. *Cabe salientar que o nível de perdas de energia no sistema da Ceron é extremamente elevado, especialmente em relação ao aspecto comercial (Perdas Não Técnicas – PNT). Este patamar é superior a 38% do mercado de baixa tensão da Companhia e está muito acima da meta regulatória de reconhecimento tarifário, que é de 8,33%, relativo ao ano de 2016 (peça 127, p. 7).*

717. *Em relação ao sistema elétrico da distribuidora, em que pese durante as visitas técnicas realizadas pelo Serviço B terem sido observados ativos em boas condições, a avaliadora entendeu que as redes possuem pouca flexibilidade na transferência de cargas em situações de contingência de operação, sendo necessária a ampliação de subestações transformadoras e implementação de novas linhas. Também foram constatados equipamentos sem automação e sistema de comunicação requerendo melhorias (peça 127, p. 7)*

718. *Auditoria Operacional recente na Ceron, realizada pela Secex-RO, constatou, principalmente: indicadores de continuidade acima dos limites regulatórios definidos pela Aneel; elevados índices de perdas com reflexo na rentabilidade da empresa; elevado endividamento e geração operacional de caixa negativa; e inadimplência real acima da estabelecida regulatoriamente (Acórdão 497/2017-TCU-Plenário, de 22/3/2017, peça 147).*

719. *Importante retratar a situação de endividamento encontrado pela equipe de auditoria (peça 147, p. 33):*

Foi verificado que a conta do Passivo Circulante ‘Fornecedores’ é fortemente impactada por dívidas com a BR Distribuidora, que totalizaram, no final do exercício de 2015, aproximadamente, R\$ 1,1 bilhão. Essa dívida, que teve como origem a aquisição de combustível para geração de energia elétrica, já foi objeto de parcelamento junto à credora, conforme abordarei adiante neste voto. Entretanto, a equipe de fiscalização constatou a inadimplência das prestações negociadas.

(...)

Assim como no Passivo Circulante, a conta ‘Fornecedores’ do Passivo Não Circulante é composta de dívidas de longo prazo com a BR Distribuidora (R\$ 1,05 bilhão, aproximadamente, em 2015), e com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) – cerca de R\$ 2 bilhões no mesmo exercício. Essa dívida com a Eletronorte é decorrente de inadimplência com o Produtor Independente Termonorte I e II.

720. Esse quadro constatado pela equipe do Tribunal, aliado às informações de caráter transversal apresentadas nas seções precedentes e na instrução anterior (peça 28), demonstram resumidamente o quadro atual da empresa de elevado endividamento e necessidade de vultuosos investimentos para que os serviços sejam prestados dentro dos parâmetros regulatórios de qualidade e eficiência.

721. Os Serviços A e B fizeram a avaliação econômico-financeira da área de concessão da Ceron, o estado de Rondônia, a partir dos mesmos dados de entrada, mas utilizando premissas econômicas e fazendo projeções diferentes, o que resulta em resultados diferentes, porém dentro dos limites estipulados de 20% no resultado final.

II.5.2. Projeção de mercado

722. A primeira projeção realizada por ambos os Serviços foi a evolução do mercado e das unidades consumidores, utilizando as metodologias e premissas descritas no item I.1.2.

723. As figuras a seguir apresentam a projeção de consumo energético e composição do consumo total de energia para a Ceron pelos Serviços A e B.

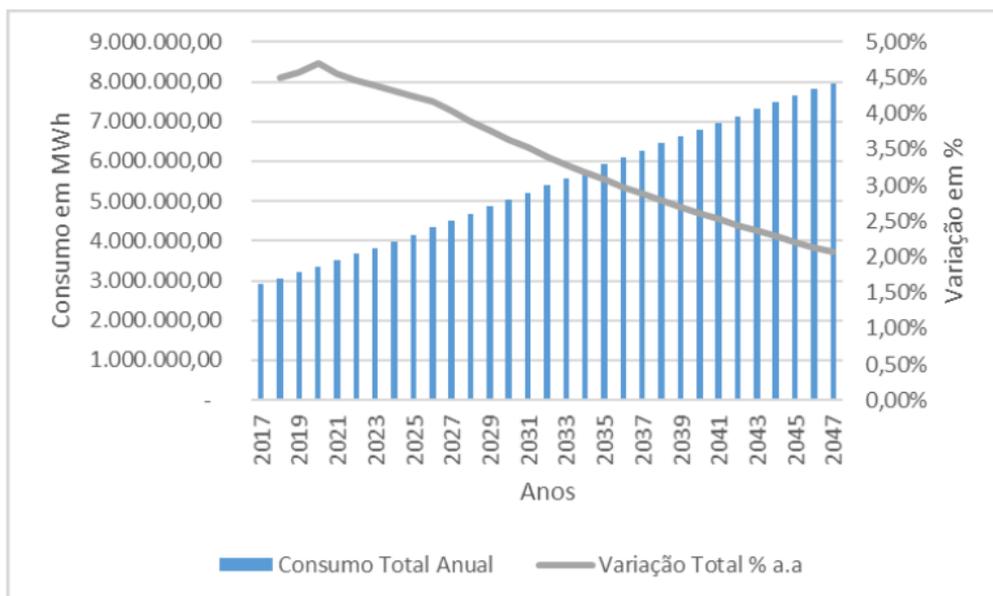


Figura 63: Valores da Projeção de Mercado da Ceron – Serviço A (Fonte: peça 119, p. 59).

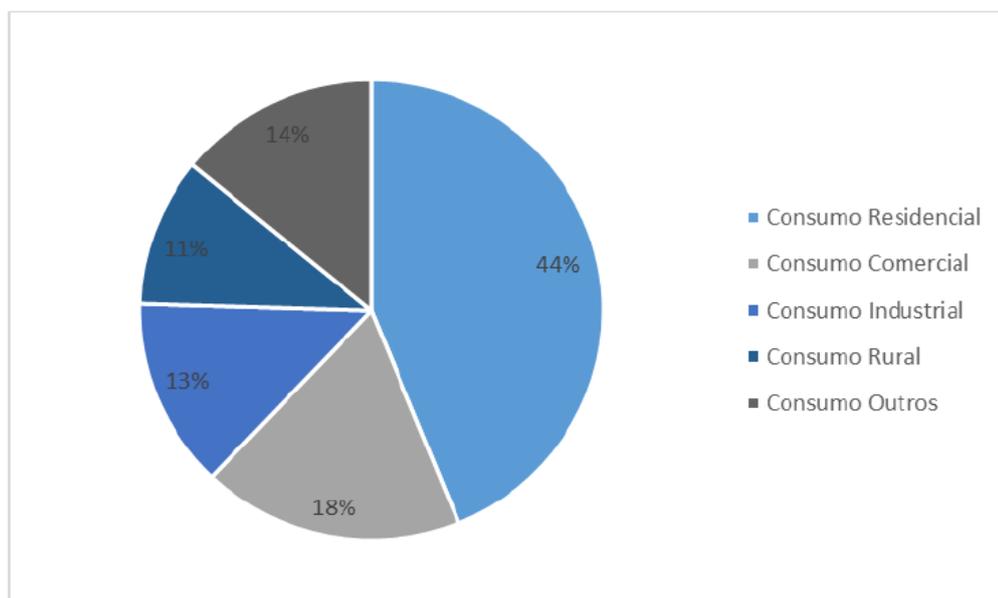


Figura 64: Composição do Mercado da Ceron – Serviço A (Fonte: peça 119, p. 59).

724. O Serviço A projetou também a demanda por nível de tensão, chegando aos percentuais de 69% para BT, e 30% para a MT e 1% para a AT, durante todo o período (peça 119, p. 61).

725. As variáveis auxiliares utilizadas nos modelos por classes de consumo da Ceron pelo Serviço B são apresentadas abaixo.

Tabela 55: Variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe – Serviço B – Ceron

Classe	Variáveis	
	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	População
Industrial	PIB e Emprego	Emprego
Comercial	PIB	PIB
Rural	PIB e População Rural	PIB
Poder Público	População e/ou PIB	População
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População	População
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 122, p. 30.

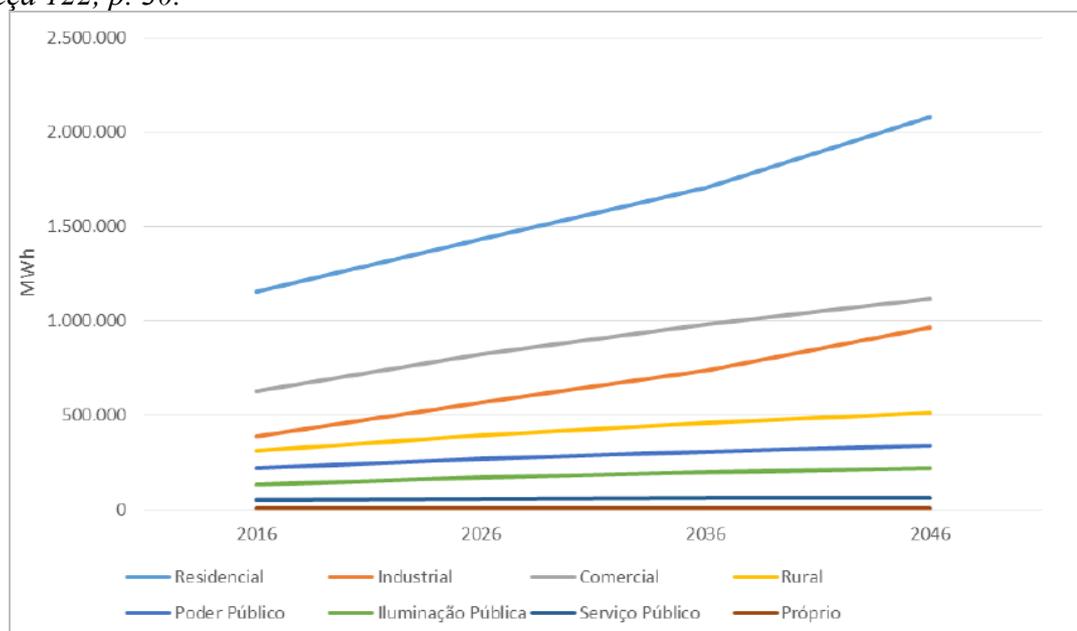


Figura 65: Valores da Projeção de Mercado da Ceron – Serviço B (Fonte: peça 122, p. 40).

726. O consumo projetado pelo Serviço A fica em torno de 8.000 GWh em 2047, enquanto o Serviço B projeta um consumo de 5.291 GWh em 2046. Em valores absolutos, o Serviço A apresenta de 2.700 GWh (34%) a mais que o Serviço B, isto se deve a um crescimento médio anual maior em 1,34% do Serviço A em comparação ao admitido pelo Serviço B.

727. A tabela a seguir compara a média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período.

Tabela 56: Média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período – Ceron.

Média Geométrica dos Consumos dos Serviço A e B									
Serviços	RESIDENCIAL Δ% a.a	INDUSTRIAL Δ% a.a	COMERCIAL Δ% a.a	RURAL Δ% a.a	PODER PÚBLICO Δ% a.a	ILUM. PÚBLICA Δ% a.a	SERVIÇO PÚBLICO Δ% a.a	PRÓPRIO Δ% a.a	TOTAL Δ% a.a
A	3,71%	2,84%	3,36%	3,18%	3,37%	3,37%	3,37%	3,37%	3,39%
B	2,01%	3,04%	1,89%	1,63%	1,42%	1,65%	0,66%	0,19%	2,05%
Diferenças (A-B)	1,70%	-0,20%	1,47%	1,55%	1,95%	1,72%	2,71%	3,18%	1,34%

Fonte: Peça 25, p.803.

728. O Serviço A obteve projeções de crescimento médio anual de 3,39% para o consumo da distribuidora no período de março de 2018 até fevereiro de 2048. Para o Serviço B, o crescimento médio anual do consumo da distribuidora ficou na ordem de 2,05% para o período de 2017 até 2048. No período de 2012 a 2016, a média geométrica de crescimento do mercado total foi de 3% a.a.

729. Embora a diferença entre as projeções seja considerável, os resultados finais para a avaliação ficaram dentro do limite máximo de 20% e, como apontado anteriormente, essa diferença de mercado projetado não afeta relevantemente o valuation porque um mercado maior implicaria em maior receita, mas também em maiores custos; e, ainda, com a atuação do Regulador no sentido de capturar eficiências na receita.

730. Foi projetado também o crescimento do Número de Unidades Consumidoras (UCs) tanto pelo Serviço A, quanto pelo Serviço B.

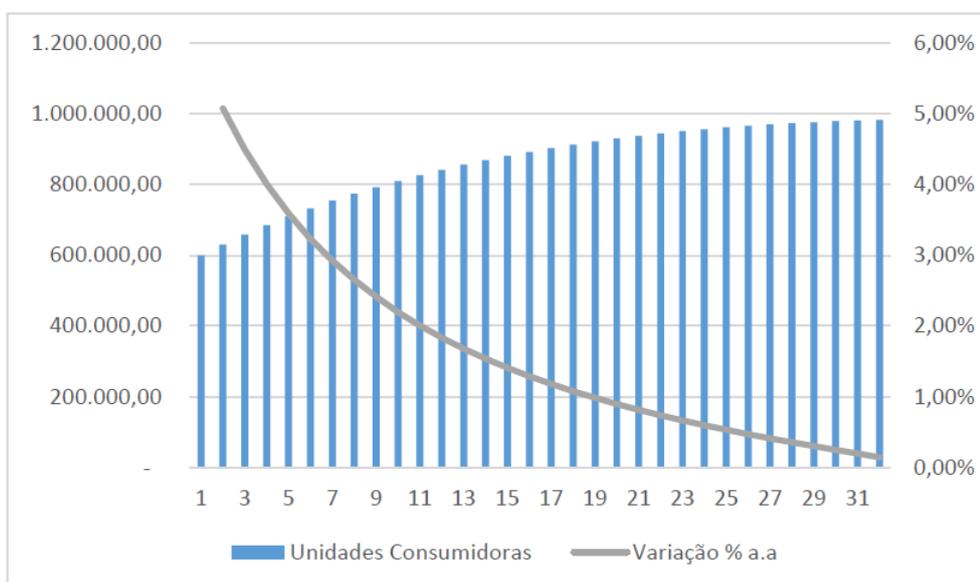


Figura 66: Valores da Projeção de UC Ceron – Serviço A (Fonte: peça 119, p. 60).

731. Como resultado das projeções, observa-se um crescimento das UC nos primeiros anos com variação inicial de 5,0%, com redução gradual do crescimento até se atingir crescimento próximo de 0% a partir do 32º ano da nova concessão, consolidando em torno de 1.000.000 UC.

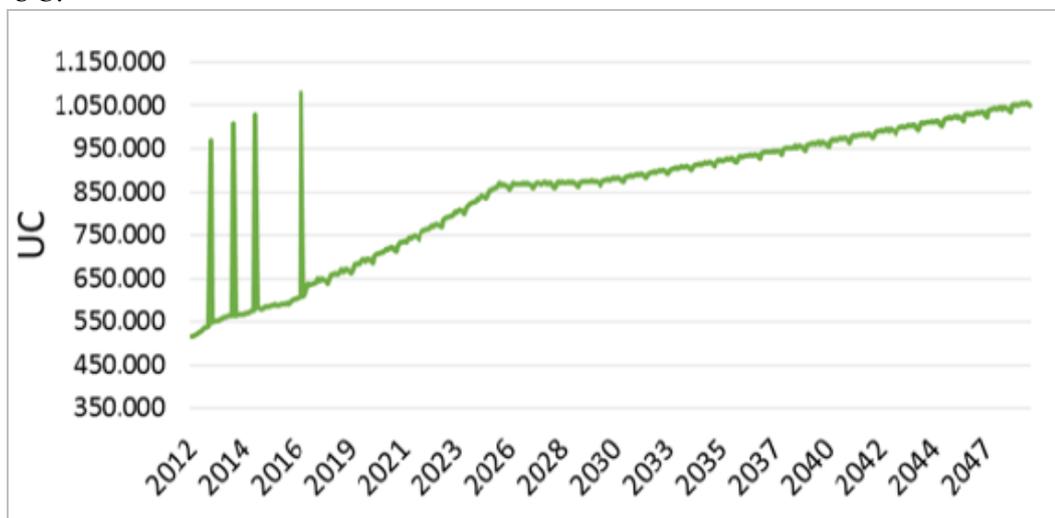


Figura 67: Valores da Projeção de UC Ceron – Serviço B (Fonte: peça 122, p. 43).

732. Nota-se que o crescimento das UCs projetado pelo Serviço B é acentuado até

2026, havendo decréscimo do crescimento após este período. O crescimento médio registrado no período de 2016 a 2048 foi de 1,57% a.a.

733. Com base na trajetória dos gráficos das UCs dos Serviços A e B temos uma comparação entre suas evoluções ao longo do período. Nota-se que nos primeiros 20 anos a taxa de crescimento dos Serviços A e B são similares. Nos 10 anos posteriores da projeção, o Serviço B apresenta uma taxa de crescimento anual maior.

734. Os outliers observados no gráfico não impactam na avaliação, pois são excluídos das análises.

735. Em relação ao balanço de contratação de energia, o Serviço B considerou os contratos de energia existentes, o nível de sobrecontratação atual e as projeção do PLD. Já o Serviço A não fez o tratamento da sobrecontratação, considerando que qualquer sobra seria vendida no mercado spot pelo custo médio de compra de energia pela distribuidora.

736. Ambos os Serviços realizaram projeção de extensão de sua rede, já que o dado tem impacto na projeção de investimentos da distribuidora, bem como nos custos operacionais (PMSO).

737. O Serviço A utilizou os dados históricos de extensão de rede entre 2001 e 2016 e adicionou a expansão previstas nos Planos Decenais, realizados pela EPE, e os PDDs da distribuidora. O Serviço B utilizou modelo econométrico com base na elasticidade com o número de unidades consumidoras, extraída do histórico entre 2007 e 2016.

738. Por fim, a análise da equipe técnica manifestada na peça 28 (§ 316 a 334, p. 44-46), encontrou erro de precificação de um dos contratos de compra de energia, referente à UTE Termonorte, pela avaliadora responsável pelo Serviço A. Ademais, Portaria publicada pelo Ministério de Minas e Energia após a conclusão dos estudos alterou significativamente a Garantia Física da Usina, o que afeta o valuation da Concessão.

739. 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.

740. Em resposta (peça 23) o BNDES informou 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, enquanto 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)'.

741. Em 4/5/2018, o BNDES enviou o Ofício ADEP/DEPROF 2/2018 (peça 169) encaminhando os adendos aos relatórios de avaliação com os ajustes realizados, que, juntos, representam um efeito positivo de R\$ 39 milhões, ou 2,84%, no EV da Ceron, implicando em uma redução da necessidade de aporte (ou assunção de dívidas) da Eletrobras holding.

II.5.3. Projeção de perdas

742. As projeções de Perdas foram realizadas conforme detalhado no item I.1.4.

743. As Perdas Não Técnicas (PNT) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

744. 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.

745. A flexibilização resultante referente às Perdas Não Técnicas (PNT) para a Ceron foi de 14,76%, resultando em um índice de PNT flexibilizada de 23,09% sobre o mercado de baixa tensão.

746. Para as PT, o Serviço A projetou valor constante de 11,15% da energia injetada ao longo da concessão, enquanto o Serviço B avaliou os índices de perdas técnicas de cada segmento de tensão da Ceron (NT 237/2013-SRD/Aneel) e comparou-os aos índices médios de empresas compatíveis. Os menores índices por segmento (da Ceron ou da média ponderada das empresas compatíveis) foram utilizados como base para uma meta de PT eficiente em 2047. A trajetória de redução inicia-se com PT de 11,02% em 2017 chegando em 2047 no valor de 7,52%.

747. Apresentam-se os resultados para as projeções de Perdas Não Técnicas (PNT) para cada ano de Concessão da Ceron, por serviço.

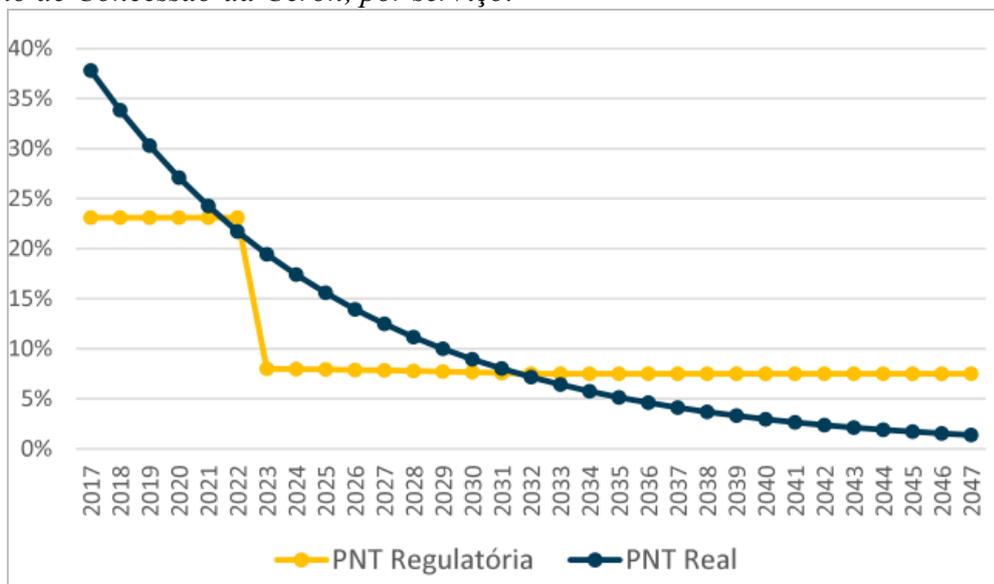


Figura 68: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceron – Serviço A (Fonte: peça 121, p. 21)

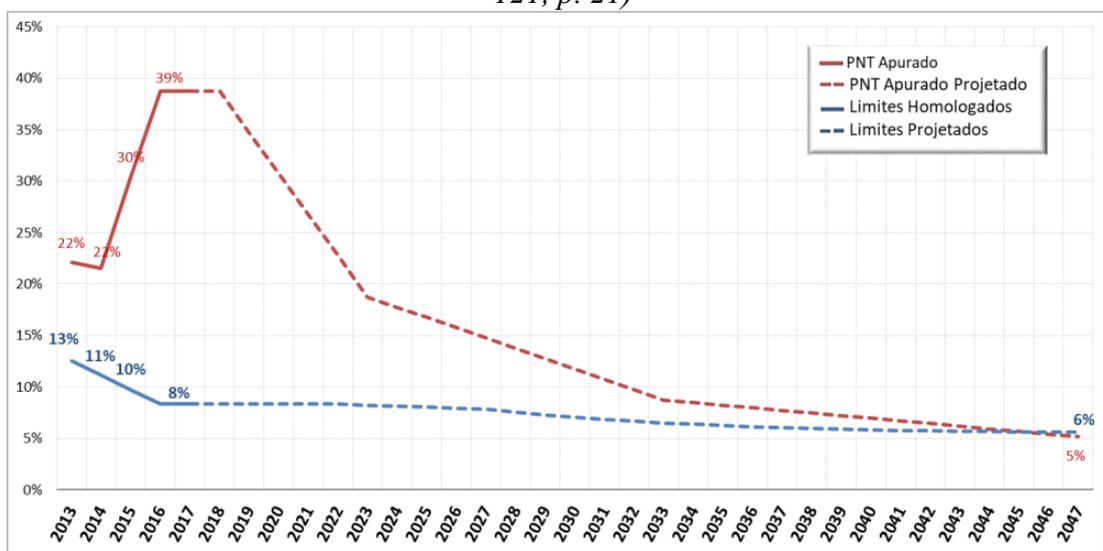


Figura 69: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceron – Serviço B (Fonte: peça 122, p. 87).

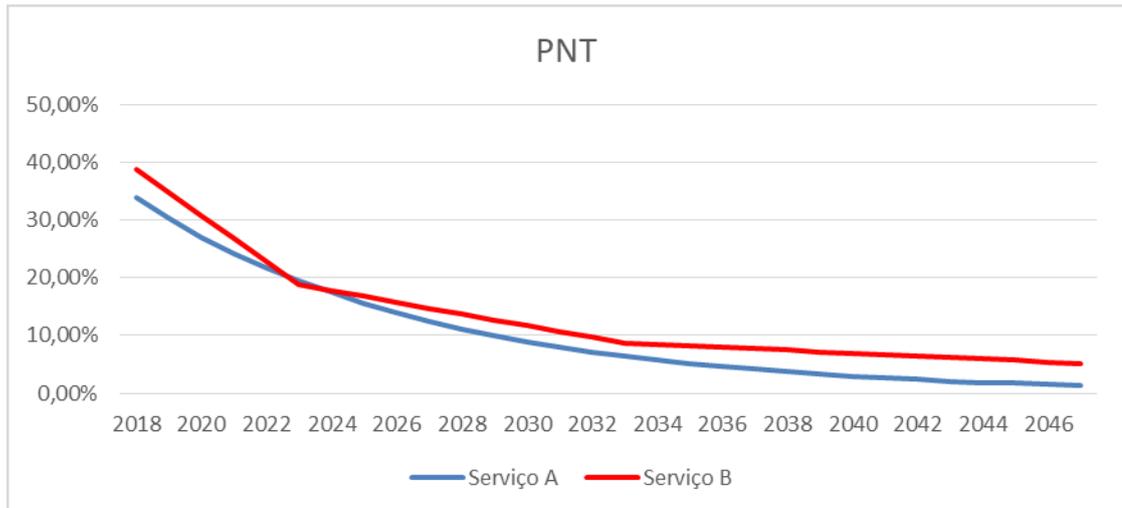


Figura 70: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Ceron (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras - peça 119, item não digitalizável, e peça 122, item não digitalizável).

748. A trajetória das PNT Reais preparado pelo Serviço A tem como ponto de partida o valor em 2016 de 42,23%, a curva vai reduzindo até 2047, quando alcança o valor 1,36% do mercado de BT.

749. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018, os índices de PNT Reais se mantêm constantes em 39%, a partir de 2019 se inicia uma nova fase no combate eficiente a PNT. A trajetória apresenta uma redução acentuada das perdas nos 5 primeiros anos e posteriormente a curva decresce gradualmente, tendo como referência as reduções de PNT Reais das empresas EBO e ESE. Desta forma, no final de 2047 a projeção do índice de PNT reais fica em 5%.

750. Cabe observar que a PNT realizada na Ceron em 2016, e utilizada como premissa pelo o Serviço A, é de 42,23% sobre o mercado de BT, encontra-se divergente ao apresentado na NT 149/2017- Aneel, o qual foi de 37,9% sobre o mercado de BT. Isso, porém, não chega a comprometer a simulação, visto que as perdas estão flexibilizadas já no período de designação temporária.

II.5.4. Projeção de custos operacionais (PMSO)

751. Os custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispendios) foram um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

752. No caso da Ceron, em relação à flexibilização dos custos operacionais, 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, para a empresa é de R\$ 45.840.291 (data base de novembro de 2016).

753. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Ceron, realizada pelos Serviços A e B, conforme descrição no item I.1.3.

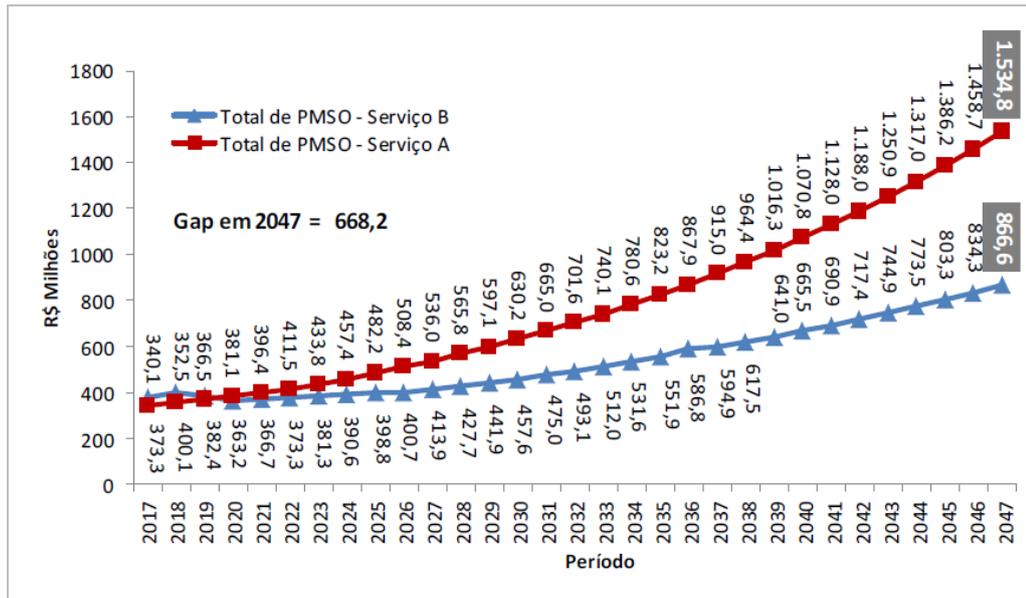


Figura 71: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Ceron (Fonte: peça 25, p. 830).

754. O Serviço A, chega a um valor final de PMSO de R\$ 1.534,8 milhões contra um valor de R\$ 866,6 milhões para o Serviço B. Tal diferença resulta em um gap de R\$ 668,2 milhões ao final da projeção (2047).

755. Percebe-se também que nos anos iniciais, até a primeira revisão tarifária, em 2023, a projeção é praticamente a mesma para os dois serviços. Entretanto, a partir de 2023, a diferença começa a ficar notória, todavia, é importante lembrar que essa diferença de valores não possui impacto expressivo no valuation se o PMSO da empresa estiver dentro do nível regulatório.

756. As tabelas com os dados da projeção de gastos, separadamente por ano e por rubrica (pessoal, materiais, serviços e outros gastos) podem ser encontradas nas peças 120, p. 4-11, e 122, item não digitalizável.

757. Quanto à previsão de inadimplência e receitas irrecuperáveis, ambos os serviços utilizam a mesma metodologia utilizada pela Agência Reguladora (no 4CRTP, as receitas irrecuperáveis passaram a compor a Parcela A da Receita Requerida), bem como os mesmos dados de receitas irrecuperáveis regulatórias, propostos pela Aneel: 0,86% para residencial; 0,50% para industrial; 0,48% para comercial; 0,81% para rural; 0,11% para poder público; 0,01% para iluminação pública; e 0,01% para serviços públicos.

758. Porém, as projeções de inadimplência se diferem principalmente nos primeiros dez anos, o que leva a resultados diferentes no fluxo de caixa.

759. O ano de partida, 2017, apresenta valores significativamente diferentes entre os Serviços quando observados os dados nos relatórios (peças 121, p. 14 e 122, p. 91). Por exemplo, para a classe residencial o percentual de receitas irrecuperáveis do Serviço A é de 5,61 %, enquanto do Serviço B é de 2,95 %.

760. Essa discrepância se deve, primeiramente, a erro formal do relatório do Serviço B (peça 122) ao transcrever os dados da tabela utilizada para os cálculos. Na tabela (item não digitalizável da peça 122, aba 'R_Irrecuperáveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

761. Em segundo, para projeção do valor de 2017 com base no valor realizado de 2016, o Serviço A utilizou o seguinte critério: calculou dez/16 a partir da mediana entre do valor faturado não recebido sobre o valor faturado total entre os meses de dez/11 e nov/12, inclusive, chegando ao valor de receitas irrecuperáveis na data base de dez/16. Sobre o valor de dez/16 aplicou-se o percentual de variação anual proposto pela Aneel no indicador entre o 3CRTP e o 2CRTP, chegando-se ao valor estimado para dez/17 (peça 168, p. 1).

762. Já o Serviço B, estimou como ponto de partida de receitas irrecuperáveis a mediana de receitas não faturadas no período de 49 a 60 meses para o final de 2016. Não foi aplicado nenhum percentual de variação (redução do percentual) de 2016 para 2017. O valor de 2016 foi replicado para 2017. Por esta razão, os valores de partida do serviço B apresentam-se um pouco maiores do que o serviço A (peça 168, p. 1).

763. Entende-se, portanto, que as divergências foram explicadas e não se trata de erro nas avaliações.

764. A partir daí os números do Serviço B foram estimados em uma queda linear atingindo o nível regulatório em 10 anos.

765. No Serviço A não há um ano específico para se atingir o nível regulatório, foi estabelecida uma meta, acima do nível regulatório, e uma curva de redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel nos ciclos tarifários anteriores (4CRTP, 3CRTP e 2CRTP). Com essa premissa utilizada, a taxa de receitas irrecuperáveis se estabiliza quando alcança a meta estabelecida. A tabela a seguir traz a diferença entre a meta regulatória e a meta estabelecida pelo Serviço A.

Tabela 57: Meta de inadimplência estabelecida pelo Serviço A para a Ceron

Classe de Consumo	Meta Serviço A (%)	Meta Aneel no 4CRTP (%)
Residencial	2,36	0,86
Industrial	1,69	0,50
Comercial	0,78	0,48
Rural	5,04	0,81
Poder Público	0,19	0,11
Iluminação Pública	0,31	0,01
Serviço Público	0,25	0,01
Outros	0,24	0,04

Fonte: peça 121, p. 13-16.

766. O Serviço A explica que o nível de receitas irrecuperáveis efetivas que a companhia alcança (meta) trata-se da média das receitas irrecuperáveis efetivas das companhias benchmark nas datas de referência de dez/12 e dez/13 por classe consumidora. Os benchmarks utilizados consideram as empresas privatizadas das regiões Norte e Nordeste e incluem Cemar, Cosern, Celpe, Celpa e Coelba, conforme agrupamento realizado pela Aneel (peça 168, p. 2).

767. No entendimento do Serviço, a consideração das receitas irrecuperáveis dos benchmarks faz com que cada empresa atinja uma média de receitas irrecuperáveis de mercado em situação de privatização, que não necessariamente se alinha com as receitas irrecuperáveis regulatórias, aproximando-se da realidade que muitas dessas distribuidoras (avaliadas e benchmark) têm vivido (peça 168, p. 2).

768. Dessa forma por fim, buscou-se aproximar as receitas irrecuperáveis a serem realizadas pelas distribuidoras avaliadas ao longo do período de concessão, àquelas verificadas no mercado, representado pelos benchmarks (peça 168, p. 2).

769. Com tal premissa, para o Serviço A, os níveis de inadimplência permanecem acima dos níveis regulatórios durante todos os 30 anos de concessão e implicam em um custo de R\$ 59,8 milhões (4,77 % do total faturado).

770. Dessa forma, os Serviços adotaram premissas diferentes para projeção do nível de inadimplência e das receitas irrecuperáveis e, por conseguinte, tiveram resultados diferentes. Todavia, ambas as metodologias foram realizadas coerentemente e com premissas razoáveis, de maneira que não é possível indicar qual seria a mais adequada ao caso concreto, visto que se trata de projeção, por definição futura e incerta.

II.5.5. *Projeção de investimentos*

771. *Partindo das metodologias descritas no item I.1.5, apresentam-se as diferenças nos resultados entre os consórcios nos valores de investimentos previstos.*

Tabela 58: Valores estimados de investimentos – Ceron

Serviço A							R\$ milhões
	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Investimento							
Expansão AT	147	40	93	93	93	93	560
Expansão MT/BT	161	46	103	103	103	103	620
Melhoria	124	124	124	124	124	124	744
Renovação (manutenção)	165	428	482	550	627	275	2.527
Luz para Todos	20	-	-	-	-	-	20
Infraestrutura e apoio	31	-	-	-	-	-	31
Reposição	-	22	-	-	-	-	22
Total	648	659	803	871	948	596	4.524

Serviço B							R\$ milhões
	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Investimento							
Expansão AT	323	46	92	46	92	46	643
Expansão MT/BT	222	191	191	191	191	191	1.179
Melhoria	125	79	79	79	79	79	520
Renovação (manutenção)	168	62	70	62	70	62	493
Luz para Todos	201	-	-	-	-	-	201
Infraestrutura e apoio	31	15	15	15	15	15	106
Reposição	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.069	393	447	393	447	393	3.142

Fonte: peça 25, p. 836.

772. *Observa-se que a diferença entre os consórcios está em R\$ 1,4 bilhão, notadamente no item Renovação (manutenção) em que o Serviço A estima que a partir do 2° quinquênio os investimentos são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos e o Serviço B os calcula a partir da participação destes no Plano Quinquenal de 2018 a 2022.*

773. *Além disso, há uma importante diferença na projeção do programa de expansão da empresa uma vez que para projetar os próximos quinquênios o Serviço B considera o investimento integral do Plano Quinquenal, enquanto o Serviço A expurga aqueles referentes à sub-rogação da CCC.*

774. *Cabe destacar que essa diferença do volume de investimentos projetados não possui impacto expressivo no valuation, pois o investimento aumenta a Base de Remuneração da empresa, e conseqüentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.*

775. *Por fim, devido aos diferentes critérios para projeção da base de ativos, incluindo diferenças nos investimentos, critérios de glosa e depreciação, os valores finais de Base de Remuneração Líquida (BRRL) para a Ceron são diferentes entre os Serviços. O Serviço A chega a uma base de R\$ 10,5 bilhões em 2048 e o Serviço B em R\$ 3,5 bilhões. Outra vez, trata-se de valor a ser reconhecido pelo regulador no âmbito dos ciclos de revisão tarifária periódica, desde que se refira a investimentos prudentes.*

II.5.6. *Resultados do valuation da concessão*

776. *A avaliação inicial do Serviço A, executada pela Ceres, calculou enterprise value de R\$ 1.524.512.239,58 para Ceron, considerando, como já mencionado, a outorga de nova concessão. Descontadas as dívidas, passivos com fornecedores e contingências, o equity value da Ceron calculado pelo Serviço A é de R\$ 1.636.209.285,18 negativos. O Serviço B, executado pelo Consórcio Mais Energia B, obteve um enterprise value de R\$ 1.264.573.655,87 e equity value de R\$ 1.896.147.868,89 negativos.*

777. *Com relação à avaliação por múltiplos de mercado, o Serviço A, obteve o enterprise value igual a R\$ 1.543.247.000, o que representa uma diferença de 1% com relação ao valor da avaliação econômico-financeira. Já o Serviço B, não obteve o valor do enterprise value, mas realizou análises comparativas de diferentes múltiplos implícitos ao resultado da avaliação por Fluxo de Caixa Descontado. Esses resultados devem ser analisados junto à situação financeira da Empresa*

Ceron que foi objeto de estudo apenas do Serviço B, por meio das análises técnico-operacional (peça 127); as due diligences contábil patrimonial (peça 124) e jurídica (peça 125); as avaliações ambiental (peça 126), atuarial (peça 128) e de recursos humanos (peça 129); e pelo estudo de modelagem da desestatização (peça 123).

778. No entanto, em decorrência de erro na precificação de um dos contratos pelo Serviço A pontuado pela equipe da Seinfraelétrica, em 4/5/2018 (peça 169), foram enviados pelo BNDES os relatórios corrigidos e já com a atualização de garantia física decorrente da Portaria MME 386/2017.

779. Dessa forma, o valuation calculado pelo Serviço A ficou em R\$ 1.525.719.707,85 e o equity value em R\$ 1.635.001.816,91 negativos. Os valores ajustados para o Serviço B ficaram em R\$ 1.342.551.77,13 e R\$ 1.818.169.747,63 negativos, respectivamente.

II.5.7. Avaliação da empresa

780. A Empresa, que atende hoje 633 mil consumidores (0,8% do Brasil), tem apurado prejuízos repetitivos (R\$ 835,2 milhões em 2016 e R\$ 560,8 milhões em 2015), chegando a um prejuízo acumulado no montante de R\$ 2.617,1 milhões em dez/2016 e um passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) no montante de R\$ 1.295,9 milhões (peça 124, p. 8).

781. Adicionalmente, o endividamento líquido ajustado da Empresa (após ajustes e reclassificações da due diligence contábil-patrimonial) é de R\$ 2,6 bilhões, contra um EBITDA ajustado negativo de R\$ R\$ 224,8 milhões (peça 124, p. 8).

782. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Ceron (peça 154).

783. No ano da data base dos estudos (2016), as demonstrações apresentam passivo a descoberto no total de R\$ 1,3 bilhão, passivo circulante de R\$ 2,0 bilhões e não circulante de R\$ 4,7 bilhões (peça 154, p. 3), além de resultado do exercício igual a R\$ 835 milhões negativos (peça 154, p. 4).

784. A Figura 72 detalha o endividamento bruto da Ceron, com data base de dezembro de 2016.

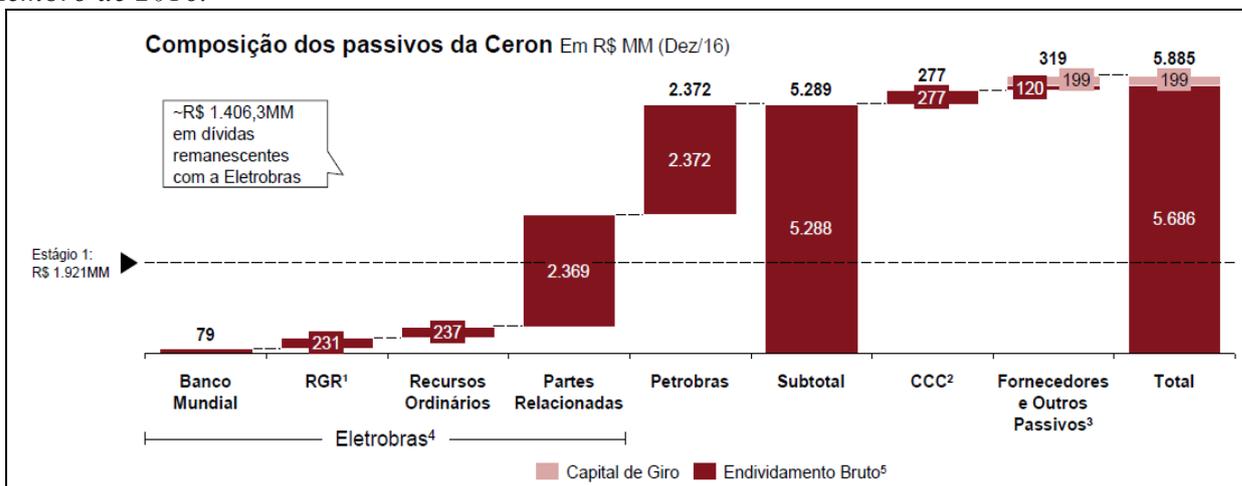


Figura 72: Composição dos passivos da Ceron em dez/2016 (Fonte: 123, p. 22).

785. Para a Ceron, além dos recursos tomados junto à Controladora (9%), e outras partes relacionadas (40%), se destaca o passivo devido ao fornecimento de combustível com a Petrobras (40%).

786. A Figura 73 advinda da due diligence contábil-patrimonial da Ceron, apresenta a composição do endividamento líquido da empresa na data base de dezembro de 2016. É possível observar os ajustes realizados decorrentes das due diligences (peça 124).

Endividamento líquido

Em R\$ mil	Dez-15	Dez-16
Caixa e equivalentes de caixa	25.400	18.706
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	30.152	2.039
Empréstimos - CP	(127.651)	(23.324)
Empréstimos - LP	(607.023)	(940.637)
Endividamento financeiro líquido	(679.122)	(943.216)
Cauções e depósitos judiciais - LP	79.719	127.064
Direito de ressarcimento - LP	3.440.587	3.488.797
Encargos de dívidas	(8)	(6)
Benefício pós-emprego - CP	(2.886)	(6.316)
Fornecedores -LP	(3.060.507)	(3.421.566)
Tributos a recolher	(3.955)	(4.260)
Provisões para causas judiciais	(134.772)	(172.184)
Obrigações de ressarcimento - LP	(142.624)	(152.339)
Outros passivo -LP	(42.199)	(47.439)
Outros itens de dívida	133.355	(188.249)
Endividamento líquido reportado	(545.767)	(1.131.465)
Reclassificação entre capital de giro e endividamento líquido	(1.109.644)	(1.490.034)
1 Saldo a devolver de CCC recebido a maior	(6.164)	(125.083)
2 Saldos a receber de CCC vencidos e parcelados	131.053	85.173
3 Fornecedores vencidos	(1.220.281)	(1.420.254)
4 Reclassificação partes relacionadas	5.669	4.263
5 Outros passivos - CP	(19.921)	(34.133)
Subtotal	(1.109.644)	(1.490.034)
Endividamento líquido ajustado	(1.655.411)	(2.621.499)
Outras considerações	670.978	794.141
i Impactos tributários, trabalhistas e previdenciários	(274.801)	(367.667)
ii Ativo financeiro - concessões de serviço público	900.632	1.120.953
iii Clientes vencidos e parcelados	45.147	40.855
iv Cauções e depósitos judiciais - LP	NQ	NQ
v Provisão para contingências	NQ	NQ
vi Investimentos em CAPEX	NQ	NQ
vii Cobrança indevida - Angra 3	-	NQ
viii Outros potenciais ajustes	NQ	NQ

Fonte: balancetes contábeis auditados e análise Pw C.

Figura 73: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 124, p. 18).

787. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 154), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

788. A Ceron é uma das distribuidoras que firmou CCD junto à Petrobras (item I.4.2), um em dezembro de 2014 e um em abril de 2015. O saldo a pagar em dezembro de 2016 era de R\$ 2,371 bilhões (peça 154, p. 41).

789. A empresa possui um contrato oneroso bilateral com a Termonorte II/Eletronorte (parte relacionada), que foi tema de aprofundamento na análise consubstanciada na instrução precedente (peça 28, § 316-342, p. 44-46). O custo total deste contrato é de R\$ 2,280 bilhões (peça 154, p. 42-43).

790. A due diligence contábil-patrimonial reclassificou algumas dívidas entre capital de giro e endividamento líquido, tais como: saldo a devolver de CCC recebido a maior, saldos a receber de CCC vencidos e parcelados, fornecedores vencidos, partes relacionadas e outros passivos como penalidades regulatórias (peça 124, p. 18-19). Ainda, foram considerados como endividamento as exposições tributárias, trabalhistas e previdenciárias classificadas com risco de perda provável (peça 124, p. 20) e projeção de fluxo de caixa positivo com clientes vencidos e parcelados e com ativo financeiro da concessão.

791. Os passivos nos quais a credora é a própria Controladora (Eletrobras) foram detalhados no item I.4.3.

792. A Figura 9, retirada das demonstrações contábeis da Eletrobras mostra os créditos que a Controladora tinha com a Ceron (peça 158, p. 350), totalizando R\$ 965,4 milhões em dezembro de 2016, referentes a empréstimos (RO, BIRD e RGR, conforme o apresentado na Figura 72)

793. Nas demonstrações (peça 154, p. 43) é possível visualizar os quase 970 milhões de passivo junto à Controladora (Eletrobras), além de passivos com outras partes relacionadas, principalmente com as Centrais Elétricas do Norte S.A. de R\$ 2,3 bilhões (peça 154, p. 41).

794. Portanto, esta unidade técnica entende não haver dívidas quanto aos passivos

existentes nos balanços da Ceron, haja vista as diversas fontes que demonstram a existência dos mesmos, tanto pela ótica dos devedores quanto a dos credores, assim como os trabalhos anteriores realizados pelo Tribunal, onde se viu a degradação da situação econômico-financeira da distribuidora.

795. Ademais, são levadas em conta as contingências prováveis, que diminuem o valor da empresa. Elas são de origem jurídica, contábil, ambiental e atuarial. As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam quanto a sua probabilidade de ocorrência e as prováveis, contabilizadas nos estudos, se separam por fonte.

Tabela 59: Classificação por origem e valores das contingências prováveis – Ceron

	Contingências Prováveis (milhões)	Contingências Possíveis (milhões)	Contingências remotas (milhões)
Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)	(R\$ 367,7)	(R\$ 971,22)	(R\$ 64,14)
Contingências Jurídicas (R\$)	(R\$ 132,8)	-	-
Ajustes Atuariais (R\$)		-	-
Adequações Ambientais (R\$)	(R\$ 38,7)	-	-
TOTAL	(R\$ 539,22)	(R\$ 971,22)	(R\$ 64,14)

Fonte: elaboração própria com dados da peça 123, p. 24.

796. A due diligence jurídica (peça 125) aborda as contingências jurídicas da empresa, enquanto os relatórios de avaliação ambiental (peça 126), atuarial (peça 128) e de recursos humanos (peça 129) tratam dos demais tipos de contingência.

797. A título de exemplo, a tabela a seguir sumariza as contingências relativas a ações cíveis envolvendo a distribuidora. É possível observar a quantidade de ações (18.213), o que indica a impossibilidade de se auditar em detalhes cada uma dessas contingências.

Tabela 60: Ações cíveis da Ceron

Classificação do risco de perda	Quantidade de Ações	Valor (R\$)*
Perda provável	2.783	66.004.000,00
Perda possível	15.389	3.198.233.000,00
Perda remota	41	146.000,00
TOTAL	18.213	3.410.295.000,00

Fonte: peça 125, p. 105

798. Foram analisadas aproximadamente 23 ações cíveis, comerciais e patrimoniais, selecionadas, em conjunto, pela distribuidora e pela auditoria jurídica de acordo com critérios de materialidade no valor de R\$ 2 milhões ou ainda pela sua relevância em razão da matéria discutida nos processos e que pudessem trazer eventuais precedentes ou outros impactos adversos para a Distribuidora (peça 103, p. 101).

799. Dentre a análise realizada, a auditoria jurídica identificou uma ação que necessitava de ajuste na provisão da distribuidora, no valor de R\$ 2.570.014,78 (peça 125, p. 104).

800. Na data base, a distribuidora possuía cinco processos administrativos de cunho regulatório, cujo valor total de provisão era de R\$ 9.025.720,35, referente a quatro das ações. Uma das ações foi paga no exercício de 2016 – R\$ 2.476.000 (peça 125, p. 8).

801. Quanto ao contencioso trabalhista a distribuidora possui 997 ações, com perda estimada em R\$ 76 milhões. Com risco de perda provável, são 74 ações, que equivalem a R\$ 10

milhões. Foram analisadas na auditoria 18 processos, que implicaram em ajustes nas contingências de R\$ -3.674.086 (peça 125, p. 13).

802. A Ceron está envolvida em contingência tributária da ordem de R\$ 1.160.440.046. Foram analisados 23 processos tributários e a avaliação realizada pela auditoria jurídica recomendou o complemento da provisão no valor de R\$ 126.594.426,02 (peça 125, p. 106).

803. O equity final para a Ceron foi calculado pelo Serviço B, com base da média dos resultados do valuation de cada serviço, subtraído do total de dívidas e contingências prováveis, e ainda com ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017.

804. Os valores da tabela a seguir já incorporam as correções apontadas pela equipe de fiscalização da SeinfraElétrica.

Tabela 61: Resultado da avaliação – Ceron

Ceron	
Entreprise Value - Serviço A	R\$1.525.719.707,85
Entreprise Value - Serviço B	R\$1.342.551.777,13
Média dos Serviços	R\$1.434.135.742,49
Diferença dos Serviços	12%
Dívida Líquida	-R\$2.621.498.793,15
Contingências Prováveis	-R\$539.222.731,61
Valuation final	-R\$1.726.585.782,27
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$106.293.866,39
Equity ajustado	-R\$1.832.879.668,66
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-
Equity Value Final	-R\$1.832.879.668,66
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$2.398.260.429,38

Fonte: peça 123, p. 48-52.

805. Pela tabela, conclui-se ser a melhor alternativa para a Eletrobras a privatização da empresa, haja vista que o cenário de liquidação implicaria em um custo de R\$ 2,4 bilhões.

806. Ademais, o resultado do valuation da concessão na área do estado de Rondônia, realizada pelos Serviços A e B, chega ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 1,4 bilhões, na média, para os trinta anos do contrato de concessão. Ou seja, foi apurado valor positivo para a exploração do serviço de distribuição em Rondônia, desde que o novo concessionário implemente as mudanças necessárias a fim alcançar eficiência operacional e a saúde financeira das empresas.

807. Do ponto de vista da União e dos usuários do serviço público de distribuição, conforme será detalhado no item III, a privatização associada à concessão por trinta anos de prestação do serviço também é a opção mais vantajosa, no entendimento do Poder Concedente, haja vista a garantia da continuidade da prestação do serviço e os elevados aportes financeiros necessários na Eletrobras no cenário de liquidação da empresa.

808. Por fim, importa ressaltar que a flexibilização de certos parâmetros regulatórios causa impacto nas tarifas dos usuários da Ceron, calculado pela Aneel em 7,9% (peça 20, p.12), e também submetem o usuário a um período de prestação do serviço abaixo dos parâmetros de qualidade. No entanto, essa flexibilização independe da privatização da Empresa e traz metas mais realistas para a melhoria do serviço.

II.6. Companhia de Eletricidade do Acre S.A. (Eletroacre)

II.6.1. Histórico e caracterização básica da área de concessão

809. A área de concessão da Eletroacre, localizada no estado do Acre, sudoeste da região norte do Brasil, faz divisa com duas unidades federativas, o estado do Amazonas ao norte e de

Rondônia a leste (peça 138, p. 6).

810. O mercado consumidor é predominantemente de baixa tensão, com classes mais representativas sendo residencial, comercial e rural, respondendo pela maior parcela do faturamento da Eletroacre (78%) e do consumo de energia (74%), segundo dados de 2016 (peça 138, p. 6).

811. A seguir, tabela com a evolução do mercado da Eletroacre por classe de consumo entre 2012 e 2016.

Tabela 62: Evolução do mercado consumidor da Eletroacre entre 2012 e 2016.

Classe / Ano	Mercado por Classe Tarifária (MWh)					Taxa de Variação	
	2012*	2013	2014	2015	2016	Período% (2012/2016)	Geométrica% (a.a.)
Residencial	362.074	372.146	396.932	419.472	448.816	24%	6%
Industrial	46.227	38.184	36.813	33.844	53.421	16%	4%
Comercial	185.559	190.759	206.677	224.839	205.919	11%	3%
Rural	40.285	39.871	41.386	45.102	46.297	15%	4%
Iluminação Pública	31.753	42.305	43.792	50.184	47.707	50%	11%
Poder Público	121.665	118.335	116.286	112.410	111.455	-8%	-2%
Serviço Público	13.892	23.544	34.165	40.316	34.292	147%	25%
Demais	1.175	1.579	1.600	584	202	-83%	-36%
TOTAL	802.630	826.725	877.651	926.751	948.110	18%	4%

Fonte: peça 138, p. 24.

812. O estado do Acre é atendido, em parte, pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), compreendendo municípios próximos à capital Rio Branco; e por sistemas isolados espalhados no centro-oeste do estado (peça 138, p. 17).

813. Cabe salientar que o nível de perdas de energia no sistema da Eletroacre é elevado, especialmente em relação ao aspecto comercial das perdas no mercado de baixa tensão. 29,79% da energia injetada no segmento BT se reverte em perdas comerciais, situando-se bem acima do limite de 11,28% de repasse tarifário estabelecido pela Aneel (peça 138, p. 7).

814. Por esta razão, é de extrema relevância que o novo concessionário invista fortemente nas ações de combate às ligações clandestinas e irregularidades em medição, de forma que reequilibre a receita da concessão.

815. Em relação ao sistema elétrico da distribuidora, em que pese terem sido observados ativos em boas condições operacionais durante as visitas realizadas, foi constatado que a grande parte da área da concessão ainda carece de interligação com o Sistema Interligado Nacional – SIN; assim como a necessidade de novas subestações, transformadores e linhas; revitalização de ativos na área rural; e, melhorias na gestão de operação e manutenção dos ativos (peça 138, p. 6).

816. Recentemente, o Pleno do TCU deliberou sobre fiscalização realizada pela Secex-AC na Eletroacre, no âmbito de Fiscalização de Orientação Centralizada (FOC) sobre a qualidade e sustentabilidade das distribuidoras federais, sob a coordenação desta SeinfraElétrica. O relatório da fiscalização, bem como o Acórdão 773/2017-TCU-Plenário, se encontram nos autos (peça 147).

817. A equipe de auditoria concluiu que (peça 147, p. 43):

(...) a situação econômico-financeira da Eletroacre revelou-se deteriorada em razão de a empresa não conseguir gerar receita suficiente para fazer frente a suas despesas, circunstância que comprometeu tanto sua capacidade de realizar investimentos, quanto de honrar seus compromissos financeiros.

(...)

verificou-se que a situação econômico-financeira da distribuidora fiscalizada tem sido afetada por perdas de energia e despesas operacionais acima dos padrões regulatórios, dificuldades em reduzir os índices de inadimplência dos consumidores de energia, e pelo aumento do endividamento junto a fornecedores.

818. O gráfico a seguir demonstra a diferença entre as perdas comerciais, ou PNT, regulatórias e reais entre 2012 e 2016. É possível perceber que, após a realização da fiscalização, a situação das PNT se agravou.

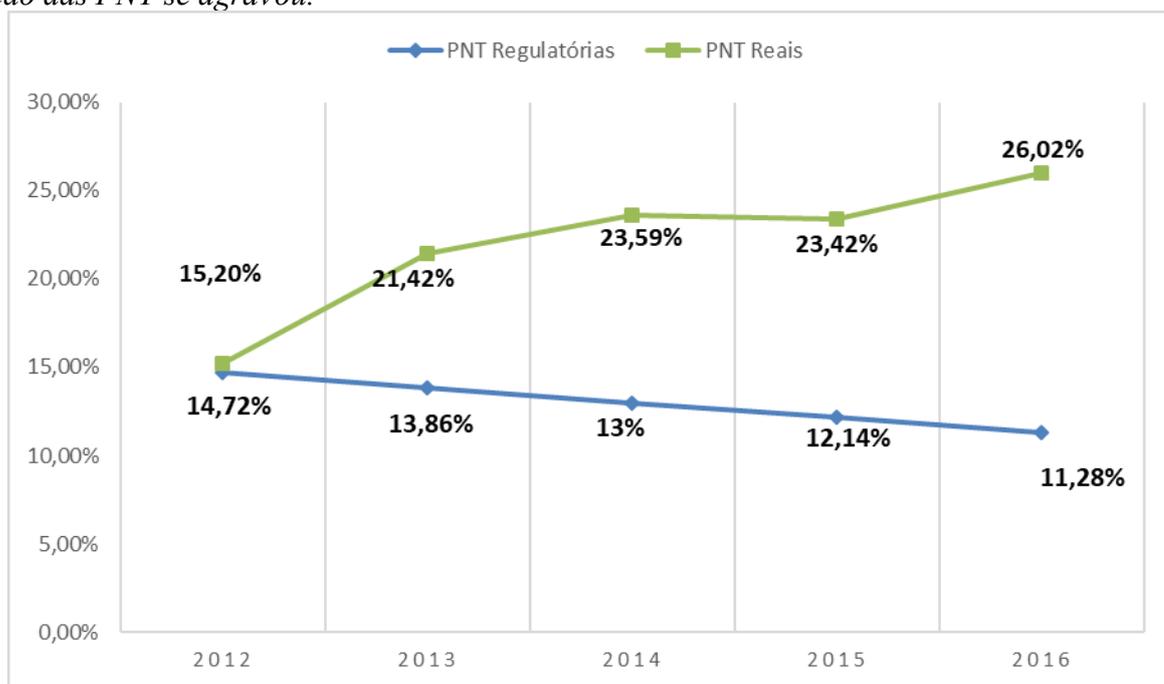


Figura 74: Histórico PNT Eletroacre (fonte: elaboração própria com dados da peça 138, p. 34).

819. As demonstrações da empresa nos últimos anos demonstram o crescimento do endividamento relativo a empréstimos com a Holding e com fornecedores.

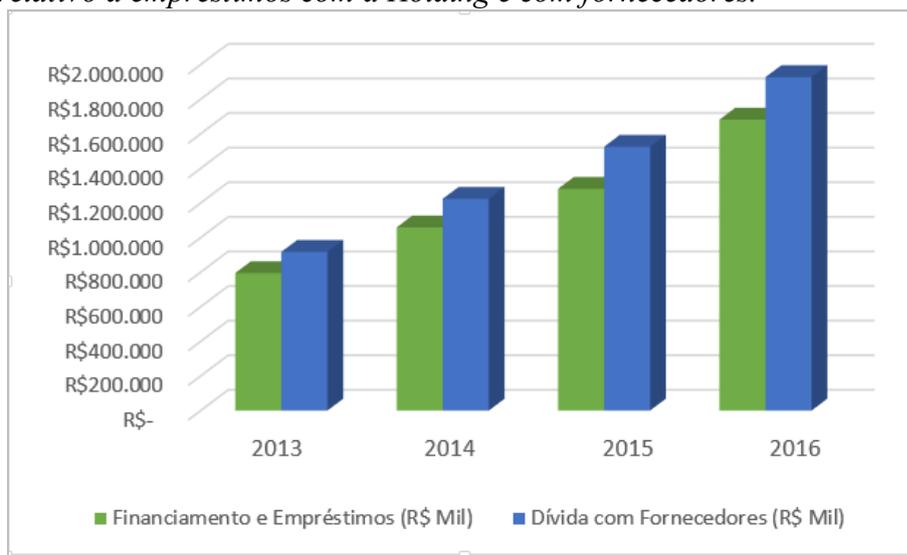


Figura 75: Histórico do endividamento da Eletroacre (fonte: elaboração própria a partir de dados da peça 70, p. 4-6).

820. Com esse histórico, além das informações de caráter transversal apresentadas nas seções precedentes e em outros trabalhos recentes deste Tribunal, buscou-se demonstrar resumidamente o quadro atual da empresa de elevado endividamento e necessidade de vultuosos

investimentos para que os serviços sejam prestados dentro dos parâmetros regulatórios de qualidade e eficiência.

821. Os Serviços A e B fizeram a avaliação econômico-financeira da área de concessão da Eletroacre, o estado do Acre, a partir dos mesmos dados de entrada, mas utilizando premissas econômicas e fazendo projeções diferentes, o que resulta em resultados diferentes, porém dentro dos limites estipulados de 20% no resultado final.

II.6.2. Projeção de mercado

822. A primeira projeção realizada por ambos os Serviços foi a evolução do mercado e das unidades consumidores, utilizando as metodologias e premissas descritas no item I.1.2.

823. As figuras a seguir apresentam a projeção de consumo energético e composição do consumo total de energia para a Eletroacre pelos Serviços A e B.

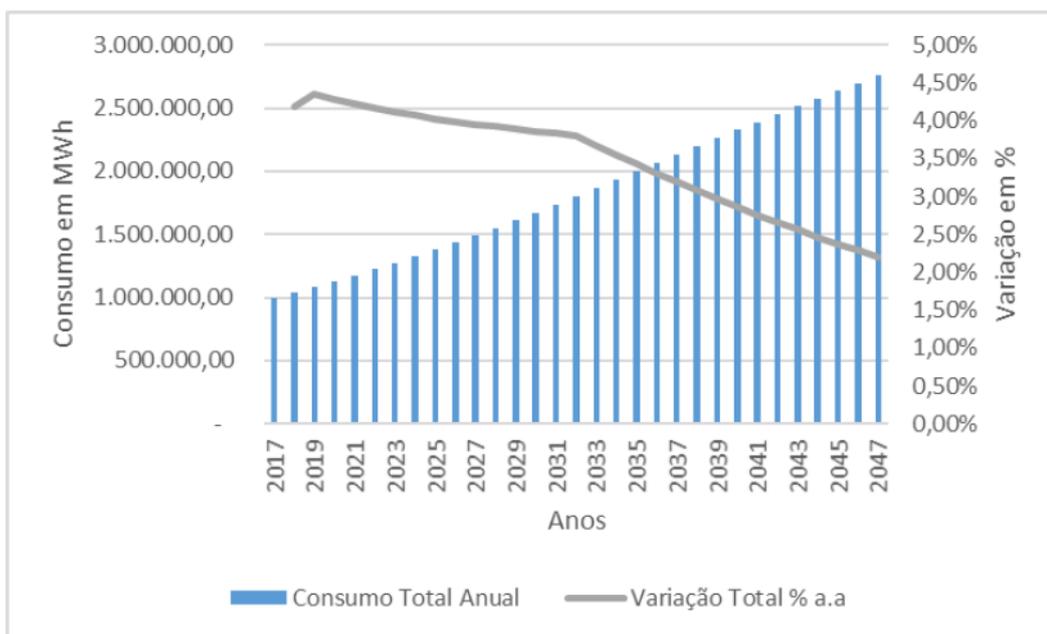


Figura 76: Valores da Projeção de Mercado da Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 130, p. 66).

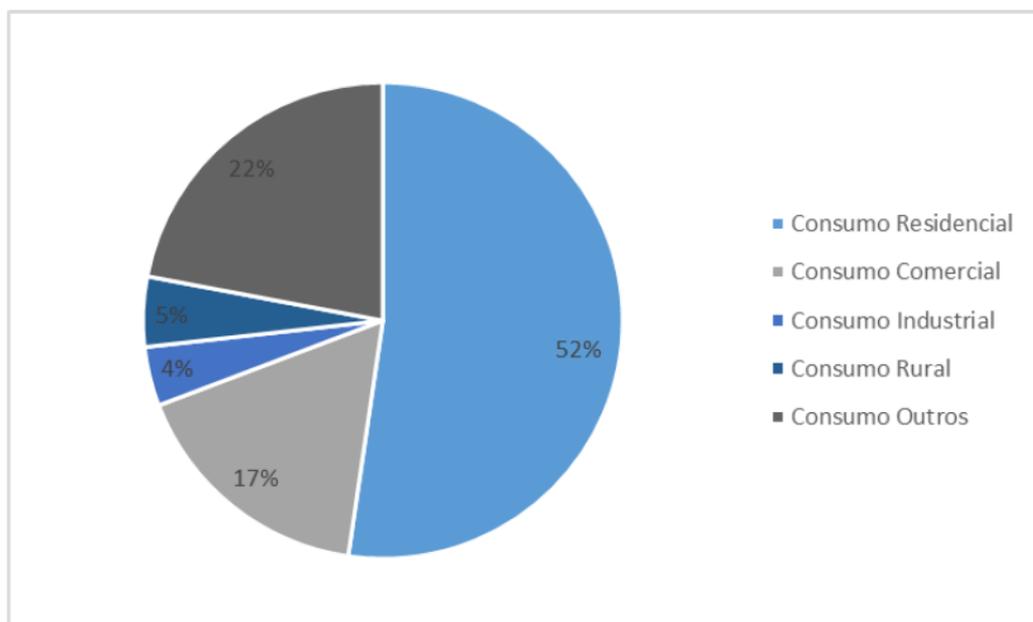


Figura 77: Composição do Mercado da Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 130, p. 66).

824. O Serviço A projetou também a demanda por nível de tensão, chegando aos percentuais de 77% para BT, e 22% para a MT e 1% para a AT, durante todo o período (2017-2047) (peça 130, p. 68).

825. As variáveis auxiliares utilizadas nos modelos por classes de consumo da Eletroacre pelo Serviço B são apresentadas abaixo.

Tabela 63: Variáveis utilizadas nas previsões de mercado por classe – Serviço B – Eletroacre

Classe	Variáveis	
	Testadas	Utilizadas
Residencial	População ou UC Residencial	UC Residencial
Industrial	PIB ou Emprego	Emprego
Comercial	PIB e uma entre: População e UC Comercial	PIB e População
Rural	PIB, População Rural ou Unidade Consumidora, Univariado	Univariado
Poder Público	População e PIB	População
Iluminação Pública	Univariada	-
Serviço Público	População	População
Consumo Próprio	Univariada	-

Fonte: peça 133, p. 30.

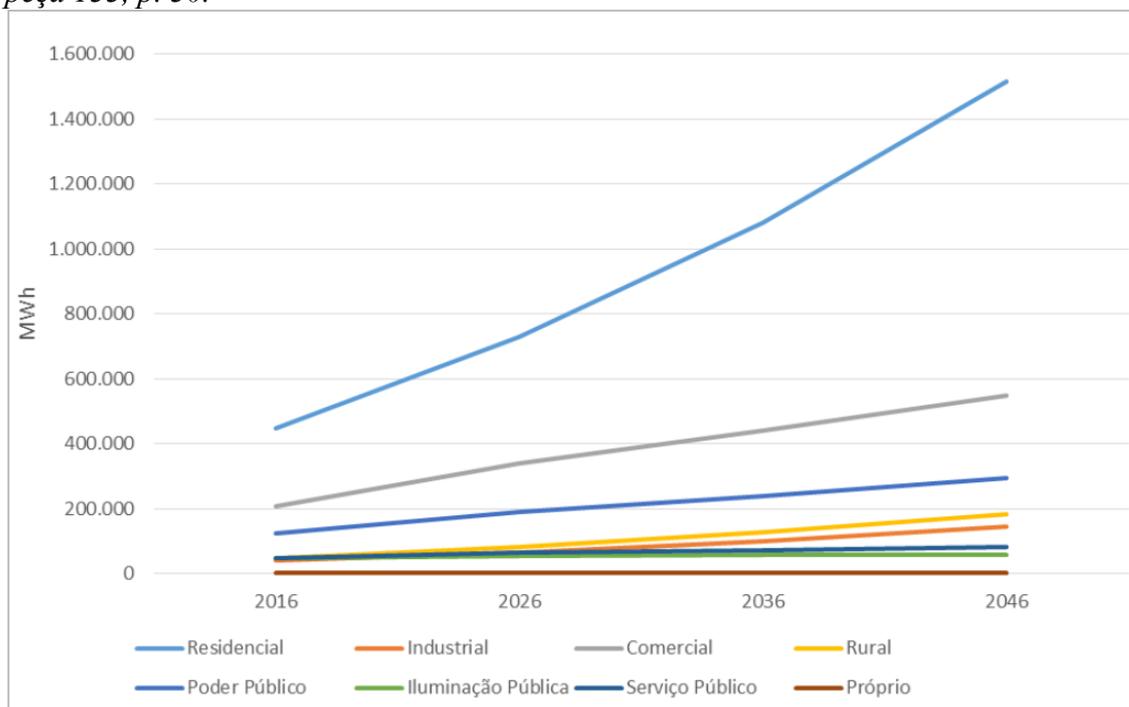


Figura 78: Valores da Projeção de Mercado da Eletroacre – Serviço B (Fonte: peça 133, p. 39).

826. O consumo projetado pelo Serviço A fica em torno de 2.750 GWh em 2047, enquanto o Serviço B projeta um consumo de 2.827 GWh em 2046. Em valores absolutos, significa uma diferença aproximada de 75 GWh. Isto se deve a um crescimento médio anual menor em 0,25% do Serviço A em comparação ao admitido pelo Serviço B.

827. A tabela a seguir compara a média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período.

Tabela 64: Média geométrica dos consumos dos Serviços A e B para o período – Eletroacre.

Média Geométrica dos Consumos dos Serviço A e B									
Serviços	RESIDENCIAL Δ% a.a	INDUSTRIAL Δ% a.a	COMERCIAL Δ% a.a	RURAL Δ% a.a	PODER PÚBLICO Δ% a.a	ILUM. PÚBLICA Δ% a.a	SERVIÇO PÚBLICO Δ% a.a	PRÓPRIO Δ% a.a	TOTAL Δ% a.a
A	3,84%	2,79%	3,30%	3,14%	3,31%	3,31%	3,31%	3,31%	3,47%
B	4,09%	4,40%	3,23%	4,56%	2,88%	0,63%	1,71%	1,17%	3,72%
Diferenças (A-B)	-0,25%	-1,61%	0,07%	-1,42%	0,43%	2,68%	1,60%	2,14%	-0,25%

Fonte: Peça 25, p.876.

828. O Serviço A obteve projeções de crescimento médio anual de 3,47% para o consumo da distribuidora no período de março de 2018 até fevereiro de 2048. Para o Serviço B, o crescimento médio anual do consumo da distribuidora ficou na ordem de 3,72% para o período de 2017 até 2048.

829. Foi projetado também o crescimento do Número de Unidades Consumidoras (UCs) tanto pelo Serviço A, quanto pelo Serviço B

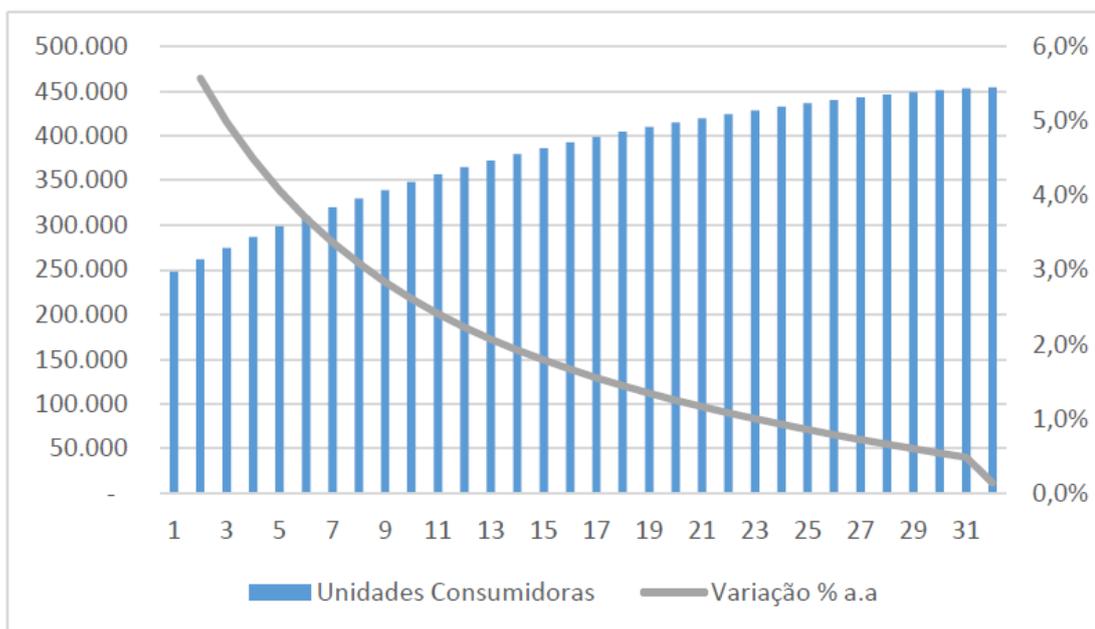


Figura 79: Valores da Projeção de UC Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 130, p. 67).

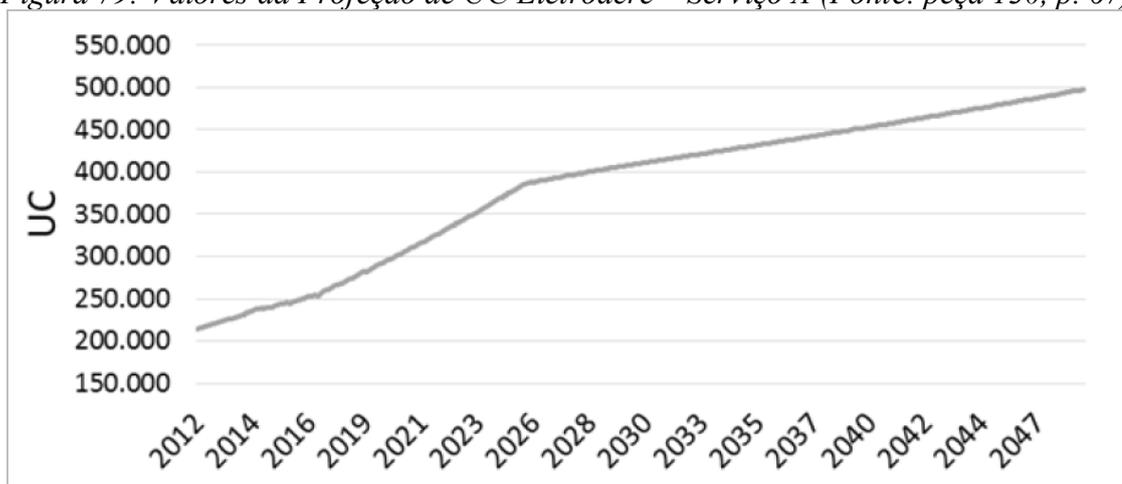


Figura 80: Valores da Projeção de UC Eletroacre– Serviço B (Fonte: peça 133, p. 42).

830. Nas projeções do Serviço A, observa-se um crescimento das UC nos primeiros anos com variação inicial de 5,0% e redução gradual do crescimento até se atingir crescimento próximo de 0% a partir do 32º ano da nova concessão atingindo aproximadamente 450.000 UCs. Nas projeções do Serviço B, o crescimento das UCs é acentuado até 2026 e após este ponto há ligeira queda de crescimento até o final da série. O crescimento médio registrado no período de 2016 a 2048

foi de 2,16% a.a.

831. *Com base na trajetória dos gráficos das UCs dos Serviços A e B temos uma comparação entre suas evoluções ao longo do período. Nota-se que nos primeiros e nos últimos 10 anos a taxa de crescimento do Serviço A é inferior ao do B, o contrário acontece no período entre 2027 e 2036.*

832. *Em relação ao balanço de contratação de energia, o Serviço B considerou os contratos de energia existentes, o nível de sobrecontratação atual e as projeção do PLD. Já o Serviço A não fez o tratamento da sobrecontratação, considerando que qualquer sobra seria vendida no mercado spot pelo custo médio de compra de energia pela distribuidora.*

833. *Ambos os Serviços realizaram projeção de extensão de sua rede, já que o dado tem impacto na projeção de investimentos da distribuidora, bem como nos custos operacionais (PMSO).*

O Serviço A utilizou os dados históricos de extensão de rede entre 2001 e 2016 e adicionou a expansão previstas nos Planos Decenais, realizados pela EPE, e os PDDs da distribuidora. O Serviço B utilizou modelo econométrico com base na elasticidade com o número de unidades consumidoras, extraída do histórico entre 2007 e 2016.

II.6.3. Projeção de perdas

834. *As projeções de Perdas foram realizadas conforme detalhado no item I.1.4.*

835. *As Perdas Não Técnicas (PNT) foi um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).*

836. *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.*

837. *A flexibilização resultante referente às Perdas Não Técnicas (PNT) para a Eletroacre foi de 7,51%, resultando em um índice de PNT flexibilizada de 18,79% sobre o mercado de baixa tensão.*

838. *Para as PT, o Serviço A projetou valor constante de 9,85% da energia injetada ao longo da concessão, enquanto o Serviço B avaliou os índices de perdas técnicas de cada segmento de tensão da Eletroacre (NT 229/2013-SRD/Aneel) e comparou-os aos índices médios de empresas compatíveis. Os menores índices por segmento (da Eletroacre ou da média ponderada das empresas compatíveis) foram utilizados de base para uma meta de PT eficiente em 2047. A trajetória de redução inicia-se com PT de 9,74% em 2017 chegando em 2047 no valor de 6,72%.*

839. *Apresentam-se os resultados para as projeções de Perdas Não Técnicas (PNT) por ano de Concessão da Eletroacre, por serviço.*

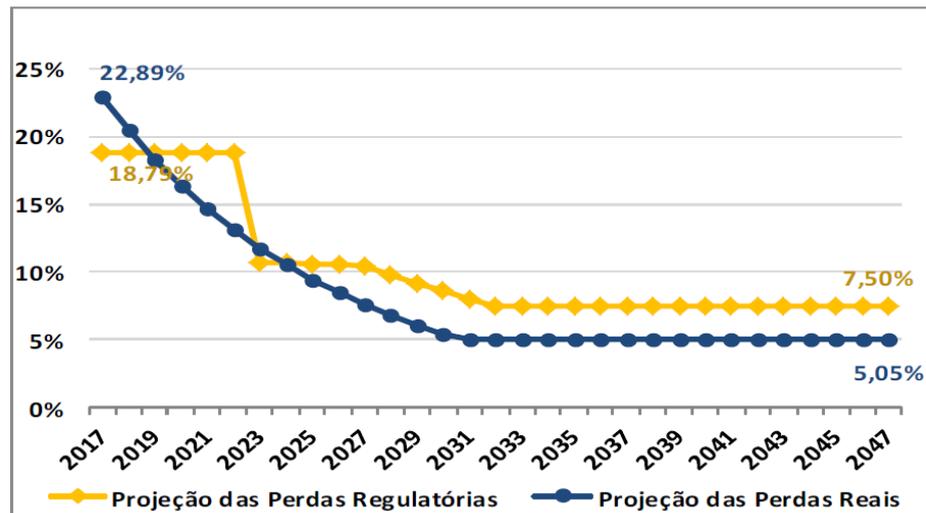


Figura 81: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 132, p. 22)

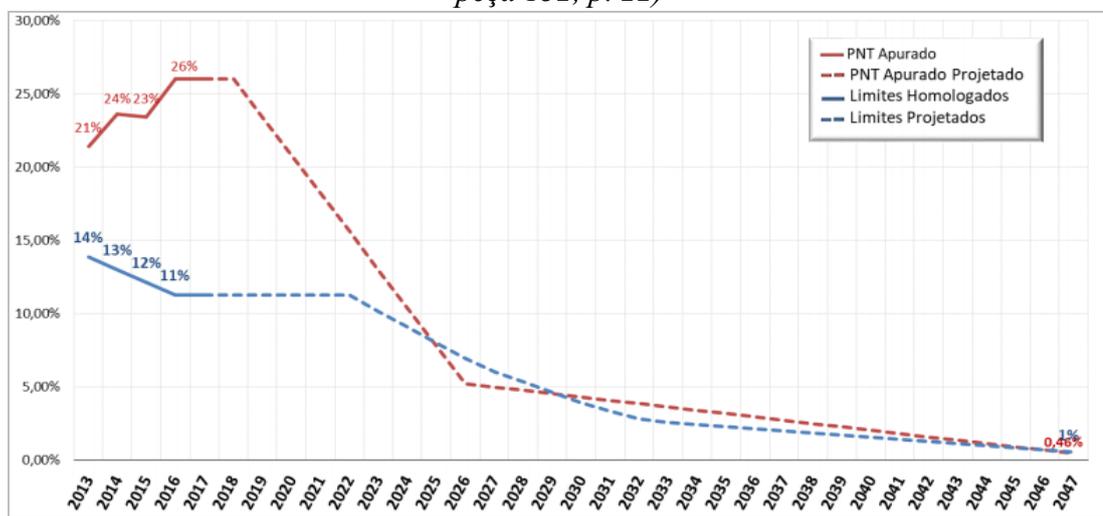


Figura 82: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Eletroacre – Serviço B (Fonte: peça 133, p. 87).

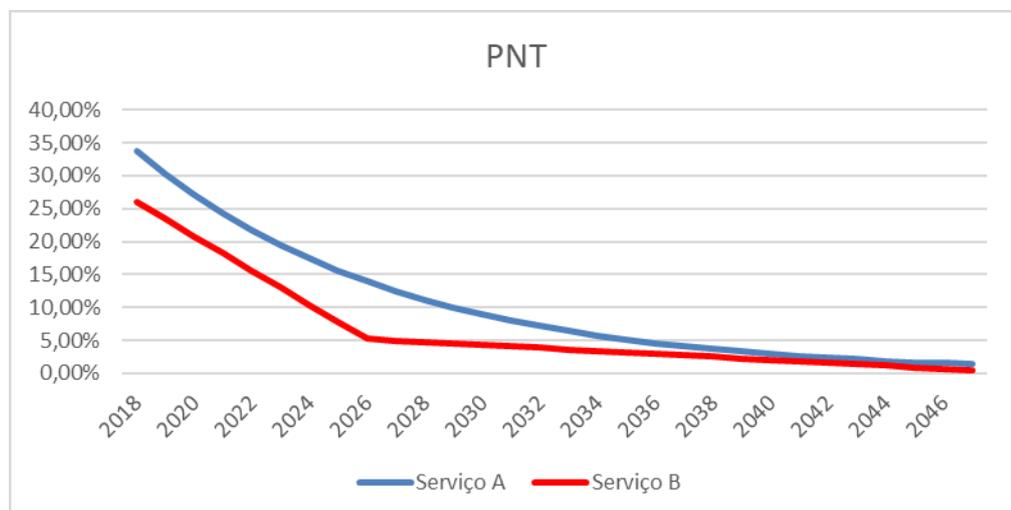


Figura 83: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão –

Eletroacre (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras - peça 130, item não digitalizável, e peça 133, item não digitalizável).

840. A trajetória das PNT Reais preparado pelo Serviço A tem como ponto de partida o valor em 2016 de 25,57%, a curva vai reduzindo até 2031, quando alcança o valor realizado pela Coelba (benchmarking) de 5,05% do mercado de BT, ficando neste nível até o fim da concessão.

841. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018, os índices de PNT Reais se manterão constantes em 26%, a partir de 2019 se inicia uma nova fase no combate eficiente a PNT. A trajetória de redução das perdas tem como referência a média de reduções de PNT Reais das empresas Celpe, Cemar e Coelba. Desta forma, no final de 2047 a projeção do índice de PNT reais fica em 0,46%.

842. Cabe observar que a PNT realizada na Eletroacre em 2016 e utilizada como premissa pelo o Serviço A, é de 25,57% sobre o mercado de BT, encontra-se divergente ao apresentado na NT-149/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/Aneel (peça 20), o qual foi de 26,3% sobre o mercado de BT.

II.6.4. Projeção de custos operacionais (PMSO)

843. Os custos operacionais ou PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispendios) foram um dos parâmetros regulatórios flexibilizados para as distribuidoras durante os cinco primeiros anos da concessão, conforme detalhado na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25).

844. No caso da Eletroacre, em relação à flexibilização dos custos operacionais, 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, para a empresa é de R\$ 35.059.155 (data base de novembro de 2016).

845. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Eletroacre, realizada pelos Serviços A e B, conforme descrição no item I.1.3.

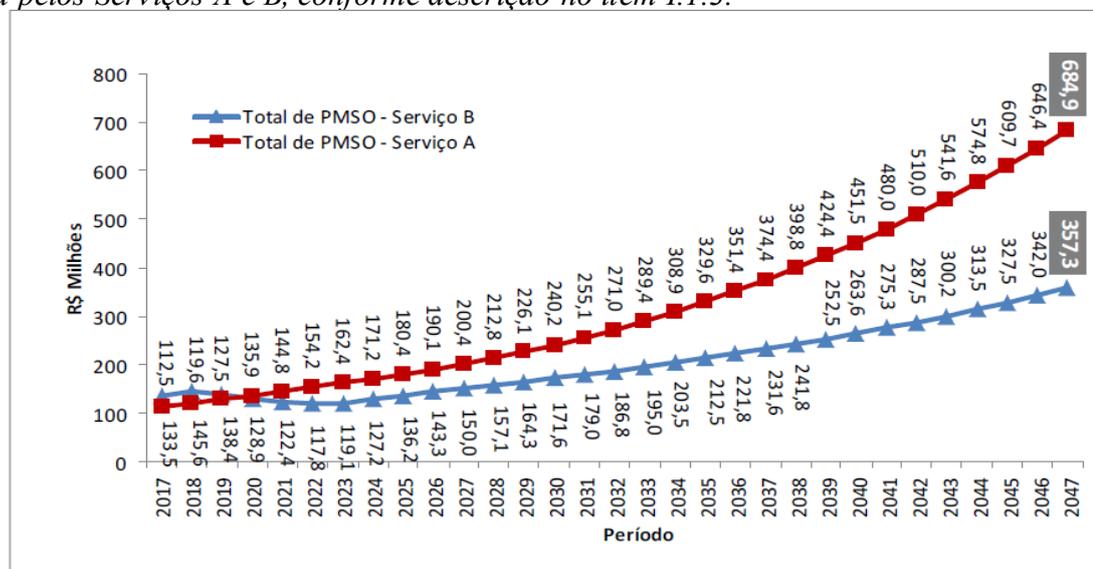


Figura 84: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Eletroacre (Fonte: peça 25, p. 902).

846. O Serviço A, chega a um valor final de PMSO de R\$ 684,9 milhões contra um valor de R\$ 357,3 milhões para o Serviço B. Tal diferença resulta em um gap de R\$ 327,6 milhões ao final da projeção (2047). Percebe-se também que nos anos iniciais, até o ano de 2020, a projeção é praticamente a mesma para os dois serviços. Entretanto, a partir de 2022, a diferença começa a ficar notória, todavia, essa diferença de valores não possui impacto expressivo no valuation se o PMSO da empresa estiver dentro do nível regulatório.

847. *As tabelas com os dados da projeção de gastos, separadamente por ano e por rubrica (pessoal, materiais, serviços e outros gastos) podem ser encontradas nas peças 131, p. 6-12, e peça 133, item não digitalizável.*

848. *Quanto à previsão de inadimplência e receitas irrecuperáveis, ambos os serviços utilizam a mesma metodologia utilizada pela Agência Reguladora (no 4CRTP, as receitas irrecuperáveis passaram a compor a Parcela A da Receita Requerida), bem como os mesmos dados de receitas irrecuperáveis regulatórias, propostos pela Aneel: 1,14% para residencial; 0,78% para industrial; 0,55% para comercial; 1,07% para rural; 0,20% para poder público; 0,01% para iluminação pública; e 0,02% para serviços públicos.*

849. *Porém, as projeções de inadimplência se diferem principalmente nos primeiros dez anos, o que leva a resultados diferentes no fluxo de caixa.*

850. *O ano de partida, 2017, apresenta valores significativamente diferentes entre os Serviços quando observados os dados nos relatórios (peças 132, p. 14 e 133, p. 91). Por exemplo, para a classe residencial o percentual de receitas irrecuperáveis do Serviço A é de 4,05 %, enquanto do Serviço B é de 2,95 %.*

851. *Essa discrepância se deve, primeiramente, a erro formal do relatório do Serviço B (peça 100) ao transcrever os dados da tabela utilizada para os cálculos. Na tabela (item não digitalizável da peça 133, aba 'R_Irrecuperáveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.*

852. *Em segundo, para projeção do valor de 2017 com base no valor realizado de 2016, o Serviço A utilizou o seguinte critério: calculou dez/16 a partir da mediana entre do valor faturado não recebido sobre o valor faturado total entre os meses de dez/11 e nov/12, inclusive, chegando ao valor de receitas irrecuperáveis na data base de dez/16. Sobre o valor de dez/16 aplicou-se o percentual de variação anual proposto pela Aneel no indicador entre o 3CRTP e o 2CRTP, chegando-se ao valor estimado para dez/17 (peça 168, p. 1).*

853. *Já o Serviço B, estimou como ponto de partida de receitas irrecuperáveis a mediana de receitas não faturadas no período de 49 a 60 meses para o final de 2016. Não foi aplicado nenhum percentual de variação (redução do percentual) de 2016 para 2017. O valor de 2016 foi replicado para 2017. Por esta razão, os valores de partida do serviço B apresentam-se um pouco maiores do que o serviço A (peça 168, p. 1).*

854. *Entende-se, portanto, que as divergências foram explicadas e não se trata de erro nas avaliações.*

855. *A partir daí os números do Serviço B foram estimados em uma queda linear atingindo o nível regulatório em 10 anos.*

856. *No Serviço A não há um ano específico para se atingir o nível regulatório, foi estabelecida uma meta, acima do nível regulatório, e uma curva de redução anual, baseada na taxa de variação proposta pela Aneel nos ciclos tarifários anteriores (4CRTP, 3CRTP e 2CRTP). Com essa premissa utilizada, a taxa de receitas irrecuperáveis se estabiliza quando alcança a meta estabelecida. A tabela a seguir traz a diferença entre a meta regulatória e a meta estabelecida pelo Serviço A.*

Tabela 65: Meta de inadimplência estabelecida pelo Serviço A para a Eletroacre

<i>Classe de Consumo</i>	<i>Meta Serviço A (%)</i>	<i>Meta Aneel no 4CRTP (%)</i>
<i>Residencial</i>	<i>2,36</i>	<i>1,14</i>
<i>Industrial</i>	<i>1,69</i>	<i>0,78</i>
<i>Comercial</i>	<i>0,78</i>	<i>0,55</i>
<i>Rural</i>	<i>5,04</i>	<i>1,07</i>
<i>Poder Público</i>	<i>0,19</i>	<i>0,20</i>
<i>Iluminação Pública</i>	<i>0,31</i>	<i>0,01</i>

<i>Serviço Público</i>	0,25	0,02
<i>Outros</i>	0,24	0,08

Fonte: peça 132, p. 13-16.

857. *O Serviço A explica que o nível de receitas irrecuperáveis efetivas que a companhia alcança (meta) trata-se da média das receitas irrecuperáveis efetivas das companhias benchmark nas datas de referência de dez/12 e dez/13 por classe consumidora. Os benchmarks utilizados consideram as empresas privatizadas das regiões Norte e Nordeste e incluem Cemar, Cosern, Celpe, Celpa e Coelba, conforme agrupamento realizado pela Aneel (peça 168, p. 2).*

858. *No entendimento do Serviço, a consideração das receitas irrecuperáveis dos benchmarks faz com que cada empresa atinja uma média de receitas irrecuperáveis de mercado em situação de privatização, que não necessariamente se alinha com as receitas irrecuperáveis regulatórias, aproximando-se da realidade que muitas dessas distribuidoras (avaliadas e benchmark) têm vivido (peça 168, p. 2).*

859. *Dessa forma por fim, buscou-se aproximar as receitas irrecuperáveis a serem realizadas pelas distribuidoras avaliadas ao longo do período de concessão, àquelas verificadas no mercado, representado pelos benchmarks (peça 168, p. 2).*

860. *Com tal premissa, para o Serviço A, os níveis de inadimplência permanecem acima dos níveis regulatórios durante todos os 30 anos de concessão e implicam em um custo de R\$ 18,2 milhões (4,00 % do total faturado).*

861. *Dessa forma, os Serviços adotaram premissas diferentes para projeção do nível de inadimplência e das receitas irrecuperáveis e, por conseguinte, tiveram resultados diferentes. Todavia, ambas as metodologias foram realizadas coerentemente e com premissas razoáveis, de maneira que não é possível indicar qual seria a mais adequada ao caso concreto, visto que se trata de projeção, por definição futura e incerta.*

II.6.5. Projeção de investimentos

862. *Partindo das metodologias descritas no item I.1.5, apresentam-se as diferenças nos resultados entre os consórcios nos valores de investimentos previstos.*

Tabela 66: Valores estimados de investimentos – Eletroacre

Serviço A							R\$ milhões
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Expansão AT	217	72	60	60	60	60	529
Expansão MT/BT	106	106	106	106	106	106	636
Melhoria	114	65	65	65	65	65	439
Renovação (manutenção)	62	262	306	356	412	182	1.580
Luz para Todos	7	-	-	-	-	-	7
Infraestrutura e apoio	21	-	-	-	-	-	21
Reposição	-	-	-	-	-	-	-
Total	527	505	537	587	643	413	3.212

Serviço B							R\$ milhões
Investimento	1° Quinquênio 2018-2022	2° Quinquênio 2023-2027	3° Quinquênio 2028-2032	4° Quinquênio 2033-2037	5° Quinquênio 2038-2042	6° Quinquênio 2043-2047	Soma do período
Expansão AT	287	50	100	50	100	50	636
Expansão MT/BT	107	79	79	79	79	79	503
Melhoria	115	93	93	93	93	93	581
Renovação (manutenção)	63	24	29	24	29	24	195
Luz para Todos	74	-	-	-	-	-	74
Infraestrutura e apoio	21	10	10	10	10	10	71
Reposição	-	-	-	-	-	-	-
Total	667	256	311	256	311	256	2.059

Fonte: peça 25, p. 908.

863. *Observa-se que a diferença entre os consórcios está em R\$ 1,2 bilhão notadamente no item Renovação (manutenção) em que o Serviço A estima que a partir do 2° quinquênio os investimentos são equivalentes ao valor da depreciação dos ativos e o Serviço B os*

calcula a partir da participação destes no Plano Quinquenal de 2018 a 2022.

864. Cabe destacar que essa diferença do volume de investimentos projetados não possui impacto expressivo no valuation, pois o investimento aumenta a Base de Remuneração da empresa, e conseqüentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.

865. Por fim, devido aos diferentes critérios para projeção da base de ativos, incluindo diferenças nos investimentos, critérios de glosa e depreciação, os valores finais de Base de Remuneração Líquida (BRRL) para a Eletroacre são diferentes entre os Serviços. O Serviço A chega a uma base de R\$ 8,3 bilhões em 2048 e o Serviço B em R\$ 2 bilhões.

II.6.6. Resultados do valuation da concessão

866. A avaliação do Serviço A calculou o enterprise value de R\$ 921.169.419,22 para Eletroacre. O equity value da Eletroacre calculado pelo Serviço A é de R\$ 159.107.674,07 negativos.

867. O Serviço B calculou enterprise value de R\$ 944.913.418,27 para Eletroacre, e equity value de R\$ 135.363.675,02 negativos.

868. Com relação à avaliação por múltiplos de mercado, o Serviço A, obteve o enterprise value igual a R\$ 645.646.000, o que representa uma diferença de 30% com relação ao valor da avaliação econômico-financeira. Já o Serviço B, não obteve o valor do enterprise value, mas realizou análises comparativas de diferentes múltiplos implícitos ao resultado da avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.

869. Esses resultados devem ser analisados junto à situação financeira da Empresa Eletroacre, que foi objeto de estudo apenas do Serviço B, por meio das análises técnico-operacional (peça 138); as due diligences contábil-patrimonial (peça 135) e jurídica (peça 136); as avaliações ambiental (peça 137), atuarial (peça 139) e de recursos humanos (peça 140); e pelo estudo de modelagem da desestatização (peça 134).

II.6.7. Avaliação da empresa

870. A Empresa tem apurado prejuízos repetitivos (R\$ 143,9 milhões em 2016 e R\$ 184,7 milhões em 2015), chegando a um prejuízo acumulado no montante de R\$ 749,1 milhões em dez/2016 e um passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) no montante de R\$ 273,7 milhões (peça 135, p. 8).

871. Adicionalmente, o endividamento líquido ajustado da Empresa (após ajustes e reclassificações da due diligence contábil-patrimonial) é de R\$ 855,6 milhões, contra um EBITDA ajustado negativo de R\$ 5,8 milhões (peça 135, p. 8).

872. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Eletroacre (peça 155), auditados pela KPMG.

873. No ano da data base dos estudos (2016), as demonstrações apresentam passivo a descoberto no total de R\$ 274 milhões, passivo circulante de R\$ 459 milhões e não circulante de R\$ 939 milhões (peça 155, p. 8), além de resultado do exercício igual a R\$ 144 milhões negativos (peça 155, p. 9).

874. A Figura 85 detalha o endividamento bruto da Eletroacre, com data base de dezembro de 2016.

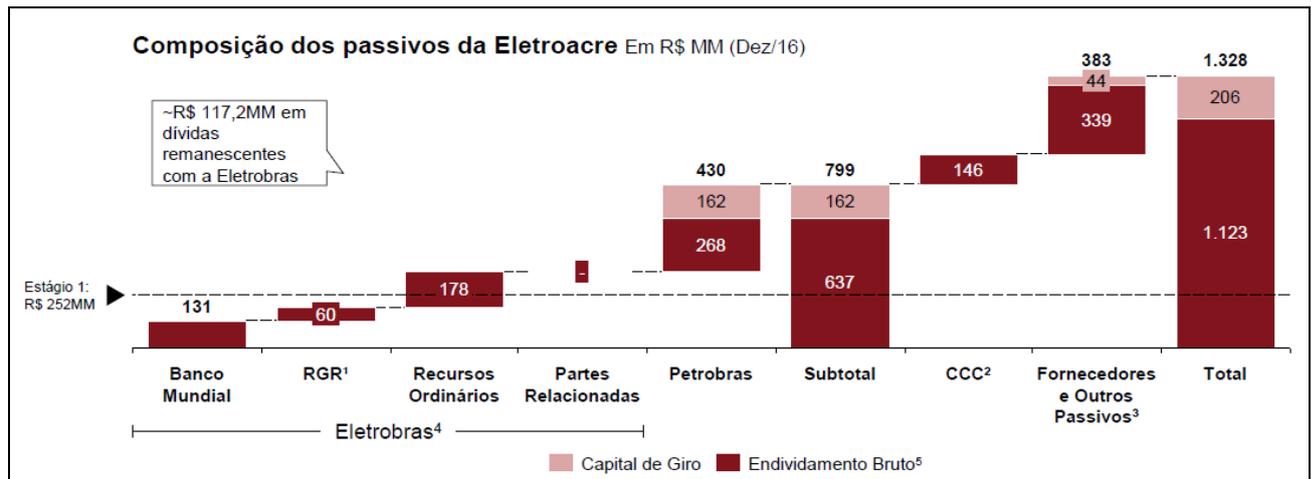


Figura 85: Composição dos passivos da Eletroacre em dez/2016 (Fonte: peça 134, p. 22).

875. Para a Eletroacre, se destacam os recursos tomados junto à Controladora (28%), o passivo devido ao fornecimento de combustível com a Petrobras (32%) e outros fornecedores de energia elétrica (29%), já que essa distribuidora atua em áreas do sistema isolado.

876. A Figura 86, advinda da due diligence contábil-patrimonial da Eletroacre, apresenta a composição do endividamento líquido da empresa na data base de dezembro de 2016. É possível observar os ajustes realizados decorrentes das due diligences.

Endividamento líquido

Em R\$ mil	Dez-15	Dez-16
Caixa e equivalentes de caixa	18.501	16.006
Empréstimos - CP	(80.553)	(8.791)
Empréstimos - LP	(202.656)	(360.653)
Endividamento financeiro líquido	(264.708)	(353.438)
Cauções e depósitos judiciais - LP	7.029	7.377
Direito de ressarcimento - LP	240.374	243.030
Benefício pós-emprego - CP	(585)	(625)
Pesquisa e desenvolvimento - CP	(20.522)	(23.688)
Fornecedores - LP	(256.159)	(255.278)
Tributos a recolher	(415)	(98.676)
Benefício pós emprego - LP	(407)	(208)
Provisões para causas judiciais	(10.968)	(8.032)
Obrigações de ressarcimento - LP	(137.252)	(146.051)
Outros passivo - LP	(185)	(197)
Outros itens de dívida	(179.090)	(282.348)
Endividamento líquido reportado	(443.798)	(635.786)
Reclassificação entre capital de giro e endividamento líquido	(16.083)	(219.843)
1 Saldo a devolver de CCC recebido a maior	(13.259)	-
2 Saldos a receber de CCC vencidos e parcelados	NQ	NQ
3 Fornecedores vencidos	NQ	(203.047)
4 Tributos a recolher parcelados CP	-	(12.368)
5 Reclassificação partes relacionadas	892	539
6 Outros passivos - CP	(3.717)	(4.967)
Subtotal	(16.083)	(219.843)
Endividamento líquido ajustado	(459.881)	(855.629)
Outras considerações	290.531	397.454
i Impactos tributários, trabalhistas e previdenciários	(60.617)	(77.852)
ii Ativo financeiro - concessões de serviço público	303.125	420.227
iii Clientes vencidos e parcelados	48.023	55.079
iv Cauções e depósitos judiciais - LP	NQ	NQ
v Provisão para contingências	NQ	NQ
vi Investimentos em CAPEX	NQ	NQ
vii Cobrança indevida - Angra 3	-	NQ
viii Outros potenciais ajustes	NQ	NQ

Fonte: balancetes contábeis auditados e análise Pw C.

Figura 86: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: Estudos – peça 9, item não digitalizável, arquivo 'Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial – Eletroacre').

877. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 155), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

878. O CCD firmado com a Petrobras, detalhado no item I.4.2, tem saldo a pagar no valor de R\$ 393 milhões (peça 155, p. 41), estando R\$ 138 milhões contabilizados no passivo circulante e R\$ 255 milhões no passivo não circulante.

879. *Em relação aos empréstimos com a Controladora (Eletobras), descritos no item I.4.3, constam do balanço da empresa, o valor de R\$ 369 milhões a título de financiamentos, empréstimos e encargos da dívida (peça 155, p. 42).*

880. *A due diligence contábil-patrimonial reclassificou algumas dívidas entre capital de giro e endividamento líquido, tais como: saldo a devolver de CCC recebido a maior, saldos a receber de CCC vencidos e parcelados, fornecedores vencidos, tributos a recolher parcelados, partes relacionadas e outros passivos (peça 135, p. 19-21). Ainda, foram considerados como endividamento as exposições tributárias, trabalhistas e previdenciárias classificadas com risco de perda provável (peça 135, p. 21) e projeção de fluxo de caixa positivo com clientes vencidos e parcelados e com ativo financeiro da concessão.*

881. *A Figura 9, retirada das demonstrações contábeis da Eletrobras mostra os créditos que a Controladora tinha com a Eletroacre (peça 158, p. 350), sendo R\$ 370 milhões referentes a empréstimos (RO, RO e RGR, conforme o apresentado na Figura 85) e R\$ 70 milhões de AFAC.*

882. *Portanto, esta unidade técnica entende não haver dívidas quanto aos passivos existentes nos balanços da Eletroacre, haja vista as diversas fontes que demonstram a existência dos mesmos, tanto pela ótica dos devedores quanto a dos credores, assim como os trabalhos anteriores realizados pelo Tribunal, onde se viu a degradação da situação econômico-financeira da distribuidora.*

883. *Ademais, são levadas em conta as contingências prováveis, que diminuem o valor da empresa. Elas são de origem jurídica, contábil, ambiental e atuarial.*

884. *As contingências apontadas pelo Serviço B se classificam quanto a sua probabilidade de ocorrência e as prováveis, contabilizadas nos estudos, se separam por fonte.*

Tabela 67: Classificação por origem e valores das contingências prováveis – Eletroacre

	<i>Contingências Prováveis (milhões)</i>	<i>Contingências Possíveis (milhões)</i>	<i>Contingências remotas (milhões)</i>
<i>Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)</i>	<i>(R\$ 77,9)</i>	<i>(R\$ 319,85)</i>	
<i>Contingências Jurídicas (R\$)</i>	<i>(R\$ 138,4)</i>	-	-
<i>Ajustes Atuariais (R\$)</i>		-	-
<i>Adequações Ambientais (R\$)</i>	<i>(R\$ 8,4)</i>	-	-
<i>TOTAL</i>	<i>(R\$ 224,65)</i>	<i>(R\$ 319,85)</i>	-

Fonte: elaboração própria com dados da peça 134, p. 24.

885. *A due diligence jurídica (peça 136) aborda as contingências jurídicas da empresa, enquanto os relatórios de avaliação ambiental (peça 137), atuarial (peça 139) e de recursos humanos (peça 140) tratam dos demais tipos de contingência.*

886. *A título de exemplo, a tabela a seguir sumariza as contingências relativas a ações cíveis envolvendo a distribuidora (976).*

Tabela 68: Ações cíveis da Eletroacre

Classificação do risco de perda	Quantidade de Ações	Valor (R\$)*
Perda provável	182	4.395.066,16
Perda possível	572	40.833.665,70
Perda remota	222	3.821.549,87
TOTAL	976	49.050.281,73

Fonte: peça 136, p. 100

887. Foram analisadas aproximadamente 15 ações cíveis, comerciais e patrimoniais, selecionadas, em conjunto, pela distribuidora e pela auditoria jurídica de acordo com critérios de materialidade no valor de R\$ 2 milhões ou ainda pela sua relevância em razão da matéria discutida nos processos e que pudessem trazer eventuais precedentes ou outros impactos adversos para a Distribuidora (peça 136, p. 101).

888. Foi verificado que as contingências decorrentes de discussões envolvidas nas ações relevantes estão provisionadas, com exceção de duas ações que necessitavam de ajuste na provisão da distribuidora, nos valores de R\$ 9.548.000 e R\$ 1.612.873 (peça 136, p. 107).

889. Na data base, a distribuidora não possuía processos administrativos de cunho regulatório (peça 136, p. 9).

890. Quanto ao contencioso trabalhista a distribuidora possui 273 ações, com perda estimada em R\$ 10,9 milhões. Com risco de perda provável, são 72 ações, que equivalem a R\$ 3,6 milhões. Foram analisados na auditoria 15 processos, que implicaram em ajustes nas contingências de R\$ -1.739.340 (peça 136, p. 14).

891. A Eletroacre está envolvida em contingência tributária da ordem de R\$ 435 milhões. Foram analisados sete processos tributários e a avaliação realizada pela auditoria jurídica recomendou a provisão no valor de R\$ 125.479.006 (peça 136, p. 17).

892. O equity final para a Eletroacre foi calculado pelo Serviço B, com base da média dos resultados do valuation de cada serviço, subtraído do total de dívidas e contingências prováveis, e ainda com ajustes referentes ao balanço das empresas de junho de 2017.

Tabela 69: Resultado da avaliação – Eletroacre

Eletroacre	
Entreprise Value - Serviço A	R\$921.169.419,22
Entreprise Value - Serviço B	R\$944.913.418,27
Média dos Serviços	R\$933.041.418,75
Diferença dos Serviços	3%
Dívida Líquida	-R\$855.629.025,17
Contingências Prováveis	-R\$224.648.068,12
Valuation final	-R\$147.235.674,55
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	R\$33.505.802,55
Equity ajustado	-R\$113.729.871,99
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-
Equity Value Final	-113.729.871,99
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$402.348.970,72

Fonte: peça 134, p. 48-52.

893. Pela tabela, conclui-se ser a privatização da empresa a melhor alternativa para a Eletrobras, e para a União (acionista majoritária), haja vista que o cenário de liquidação implicaria em um custo de R\$ 402 milhões.

894. Ademais, o resultado do valuation da concessão na área do estado do Acre, realizada pelos Serviços A e B, chega ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 933 milhões, na média, para os trinta anos do contrato de concessão. Ou seja, foi apurado valor positivo para a exploração do serviço de distribuição no Acre, desde que o novo concessionário implemente as mudanças necessárias a fim alcançar eficiência operacional e a saúde financeira das empresas.

895. Do ponto de vista da União e dos usuários do serviço público de distribuição, conforme será detalhado no item III, a privatização associada à concessão por trinta anos de prestação do serviço também é a opção mais vantajosa, no entendimento do Poder Concedente, haja vista a garantia da continuidade da prestação do serviço e os elevados aportes financeiros necessários na Eletrobras no cenário de liquidação da empresa.

896. Importa ressaltar que a flexibilização de certos parâmetros regulatórios causa impacto nas tarifas dos usuários da Eletroacre, calculado pela Aneel em 10,4% (peça 20, p.12), e também submetem o usuário a um período de prestação do serviço abaixo dos parâmetros de qualidade. No entanto, essa flexibilização independe da privatização da Empresa e traz metas mais realistas para a melhoria do serviço.

897. Por fim, importa ressaltar que, 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. 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 possuírem. Essa previsão deve constar do Edital para a privatização da empresa.

III. Legalidade e economicidade da privatização associada à concessão

898. O MPjTCU em seu parecer (peça 46) apresenta questões relativas à legalidade da escolha do Poder Executivo pela 'licitação das concessões de serviços públicos de distribuição de energia elétrica associadas à privatização das aludidas pessoas jurídicas prestadoras do serviço, conforme prevista no § 1.º-A do art. 8.º da Lei 12.783/2013' (peça 46, p. 3).

899. O Parecer questiona a opção da União sob o fundamento que a escolha da Eletrobras se baseia na alternativa de menor ônus para a Empresa, que é a de privatização, pois lhe gera uma um dispêndio inferior em R\$ 5,4 bilhões em comparação ao cenário de liquidação. Esse valor seria, conseqüentemente, arcado pelos adquirentes das empresas, implicando em risco à modicidade tarifária, já que parte de tais valores 'seria apropriada ao componente tarifário denominado Parcela A e, ainda, ficariam os usuários onerados pela flexibilização tarifária (peça 46, p. 3-5).

900. Ademais, na visão da Procuradora, a venda associada trata de bens de pessoas jurídicas diferentes: as distribuidoras, de propriedade da Eletrobras; e 'as concessões de serviços públicos, cujos direitos são da União, nos termos da alínea 'b' do inciso XII do art. 21 da Constituição Federal' (peça 46, p. 4).

901. Assim, a opção da Eletrobras pela venda associada implicaria, sob a ótica da União, 'a renúncia das receitas de outorga em favor dos acionistas da Eletrobras', pois (peça 46, p. 4):

(...) segundo a tabela 7 da instrução da Unidade Técnica (peça 28, p. 29), a soma do item 'média dos serviços' indica o valor das outorgas em R\$ 10,27 bi. Portanto, a escolha da Eletrobras pela venda associada, conquanto lhe importe uma economia de R\$ 5,4 bi, implica o aporte indireto pela União do valor estimado em R\$ 10,27 bi.

902. Dessa forma, no entendimento do MPjTCU, 'a opção pela venda casada onera a União em valor não desprezível, correspondente ao valor da outorga dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em favor da Eletrobras', complementando que a situação é mais gravosa pelo fato de 36% das ações da Estatal serem de propriedade de minoritários privados (peça

46, p. 4).

903. *Outrossim, sob a ótica orçamentária, a operação na forma proposta ofenderia ao princípio da universalidade, esculpido no § 5.º do art. 165 da Constituição Federal e nos arts. 2.º e 3.º da Lei n.º 4.320/64, haja vista que essas receitas das outorgas dos serviços públicos e o aporte de recursos públicos na Eletrobras não constariam dos registros orçamentários e contábeis da União.*

904. *Tal ponto foi abordado na instrução precedente da SeinfraElétrica, a qual concluiu que o modelo pretendido teria amparo no caso concreto (peça 28, p. 30-31, § 194 a 203).*

905. *A fim de ouvir o Ministério sobre os motivos que o levaram a tal escolha e evidenciar nos autos tais reflexões, foi realizada diligência ao Ministério de Minas e Energia, Ofício 125/2018-TCU/SeinfraElétrica, de 18 de abril de 2018 (peça 69), para que, em coordenação com os demais órgãos do Executivo Federal, encaminhasse os fundamentos legais e econômicos para se realizar as concessões em conjunto com a privatização das distribuidoras, especialmente no que tange à renúncia de receita de outorga pela concessão.*

906. *O MME respondeu, por meio do Ofício 142/2018-SE/MME (peça 72), encaminhando relatório de autoria do próprio MME, do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, do Ministério da Fazenda, da Secretaria-Especial do Programa de Parcerias de Investimentos e do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico Social.*

907. *O referido relatório indica que a opção escolhida seria a ‘menos gravosa para a sociedade e de menor impacto na ruptura nos serviços envolvidos’ (peça 72, p. 3) e a que ‘melhor preserva a continuidade e segurança da prestação do serviço’ (peça 72, p. 4), já que a alternativa seria a licitação da concessão, gerando a liquidação das companhias subsidiárias da Eletrobras.*

908. *Tal liquidação faria, segundo o Ministério, ‘o serviço passar por período de instabilidade, diante do necessário prolongamento da prestação do serviço temporário até a conclusão do processo de outorga do serviço pela Aneel’ e ainda possui ‘elevado grau de incerteza’ quanto aos valores de passivos a pagar pela Eletrobras, devido a eventuais ‘questionamentos judiciais por parte dos credores’ (peça 72, p. 4).*

909. *São apresentados custos adicionais no cenário de liquidação das distribuidoras, tais como: multas por vencimento antecipado de passivos, paralisações judiciais do processo, vencimento cruzado de dívidas e estrutura de liquidação. Segue quadro com possíveis cenários de perdas judiciais.*

	PREMISSAS		
	ELETROBRAS - AÇÕES POSSÍVEIS: 13% DE PERDA	AÇÕES POSSÍVEIS: 30% DE PERDA	AÇÕES POSSÍVEIS: 100% DE PERDA
LIQUIDAÇÃO	-17.909.756,5	-33.148.834,0	-44.893.943,6
PRIVATIZAÇÃO	-11.240.389,5	-23.982.308,6	-23.982.308,6
DIFERENÇA	-6.669.367,0	-9.166.525,4	-20.911.635,1

Figura 87: Cenários de custos com perdas judiciais e comparação entre liquidação e privatização (fonte: peça 72, p. 9).

910. *É apontado ainda a legalidade da opção, de acordo com o §1º-A do art. 8º da Lei 12.783/2016 e do Decreto 9.192/2017, e que a ‘vantagem financeira para o erário’ não é o único quesito a se observar quando da prestação de serviços públicos, de acordo com o art. 175 da Constituição Federal e com a Lei 8.987/1995, levando-se em conta também ‘a continuidade, a regularidade, a segurança e a eficiência na prestação do serviço’ (peça 72, p. 4-5).*

911. *Dessa forma, a opção de privatizar as empresas minimizaria ‘os custos de transação e as instabilidades decorrentes da troca dos prestadores, o que foi priorizado acima das soluções que estivessem focadas meramente na busca de arrecadação fiscal’ (peça 72, p. 5).*

912. *Destacam que a possibilidade de prorrogação das concessões de distribuição sem pagamento de outorga à União, com base no art. 7º da Lei 12.783/2013, corrobora com o objetivo de manutenção do serviço adequado, assim como a ‘hipótese de licitação combinada da concessão com a venda do controle de empresa’ (peça 72, p. 6).*

913. *O relatório menciona ainda que existe 'um conjunto robusto de esforços legislativos, adequadamente refletido nas regras legais que disciplinam a matéria, com enfoque em assegurar o direito essencial do usuário de serviço público à sua prestação adequada' e que houve 'clara deliberação do próprio Parlamento em priorizar a qualidade do serviço prestado em detrimento de obtenção de maior valor de outorga com finalidade arrecadatória' (peça 72, p. 6).*

914. *Outro argumento é que a eventual outorga deve ser sopesada à necessidade de elevados investimentos nos anos iniciais da concessão, bem como à compensação à Eletrobras da base de ativos regulatórios que acompanham a concessão no cenário de liquidação*

915. *Assim, o valor possível de outorga indicado pelo MPJTCU, cerca de R\$ 10 bilhões, 'não considera o valor de ressarcimento pelos ativos não depreciados implantados pelo antigo concessionário' e ainda, afirmam que a outorga não poderia ser estabelecida a priori pelo Regulador a partir do Enterprise Value das empresas, devido ao modelo regulatório ser baseado na capacidade do concessionário ser mais eficiente do que o padrão regulatório (peça 72, p. 7).*

916. *Quanto ao suposto benefício financeiro para os minoritários da Eletrobras, partindo das mesmas premissas adotadas pelo MPJTCU em seu Parecer, alegam que a assunção de passivos e créditos duvidosos implica um custo para os minoritários (36% do capital social) de até R\$ 8,4 bilhões, valor bem superior ao suposto benefício de R\$ 3,7 bilhões. Reiteram que o valor apontado como outorga (R\$ 10,7 bilhões) é equivocado, haja vista desconsiderar a 'modicidade tarifária, aspectos regulatórios, a posição da Aneel, bem como a indenização por ativos não depreciados das distribuidoras' (peça 72, p. 8).*

917. *É abordada a questão sob o ponto de vista do usuário do serviço, mostrando que o consumidor é o maior prejudicado com a continuidade da prestação do serviço temporário, além de ter tido durante anos uma prestação de serviço aquém dos níveis regulatórios (peça 72, p. 12).*

918. *O MME relata que a flexibilização dos parâmetros regulatórios não se trata de circunstância de tratamento de reequilíbrio das empresas, mas sim das concessões, independente da privatização das empresas (peça 72, p. 11).*

919. *Ademais, ao se escolher como critério de seleção do leilão o de maior deságio tarifário, elegeu-se 'o consumidor como o principal beneficiado' (peça 72, p. 12).*

920. *Quanto à ponderação do MPJTCU de que, sob a ótica orçamentária, a operação de venda associada, na forma proposta, ofende ao princípio da universalidade, já que essas receitas das outorgas e o aporte de recursos públicos na Eletrobras não constariam dos registros orçamentários e contábeis da União, o MME respondeu que a 'previsão de receita decorrente da operação não consta da Lei Orçamentária de 2018 porque o valor mínimo de outorga da modelagem é zero' e, ainda, que a regulamentação, advinda do Decreto 9.192/2017, foi realizada em novembro, após a elaboração do PLOA (peça 72, p. 14-15).*

921. *No entanto, eventuais receitas de outorga serão integralmente da União e serão depositadas na Conta Única, entendendo, portanto, que, do ponto de vista da União, 'não há violação ao princípio da universalidade de que trata o § 5º do art. 165 da Constituição Federal e os arts. 2º e 3º da Lei 4.320/64' (peça 72, p. 15).*

922. *Passa-se agora a analisar as respostas encaminhadas.*

923. *Na instrução precedente (peça 28, §250-267, p. 37-40) se discorreu sobre as vantagens para a Eletrobras da venda das empresas associadas a concessão, quando comparadas à liquidação das empresas.*

924. *Tendo em vista a inaplicabilidade da Lei 8.029/1990 (tese controversa em que a União seria liquidante universal) e a assunção pela União das dívidas em caso de liquidação das Companhias, conforme explicitado na instrução precedente (peça 28, §204-238, p. 31-36), 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.*

925. *Essa comparação foi realizada tanto pelos estudos contratados pelo BNDES (Serviço B), quanto pela própria Eletrobras, e ambos demonstraram a vantajosidade da opção de privatização para a Controladora, mesmo com a assunção de parte das dívidas, conforme Resolução do CPPI.*

926. *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, à luz do arcabouço normativo do setor elétrico, como uma autorização implícita para modelagem econômico-financeira 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.*

927. *Ou seja, no plano concreto, afere-se se a decisão de realizar a licitação conjunta da concessão com a transferência do controle acionário seria a forma mais adequada que preserva o interesse da União, tanto sob a ótica de Poder Concedente, que deve garantir a continuidade e modicidade tarifária do serviço público, quanto sob o prisma de controlador da empresa (Eletrobras) que ora pretende alienar o controle de suas subsidiárias.*

928. *O Poder Concedente, ao regulamentar a Lei 12.782/2013, por meio do Decreto 9.192/2017, possibilita que seja feita a licitação da concessão associada à transferência de controle de empresa sob controle da União, desde que atendidos os requisitos impostos ao controlador. Essa possibilidade é, portanto, na visão desta equipe, legal, desde que sejam demonstradas as vantagens de tal decisão.*

929. *A resposta enviada pelo MME (peça 72) demonstra que, para a União, o possível bônus de outorga pelas concessões tem que ser sopesado à continuidade e regularidade do serviço, bem como à necessidade de vultuosos investimentos nos anos iniciais da concessão e à inevitabilidade de aporte da União na Eletrobras para absorver o custo da liquidação das empresas.*

930. *Uma simulação simples seria a de se comparar o custo da liquidação para a União, que detém cerca de 64% do capital social da Empresa, com o benefício da outorga, utilizando-se como base o mesmo valor do Parecer do MPjTCU.*

931. *A liquidação tem um custo (mínimo) estimado para a Eletrobras de R\$ 16,6 bilhões (peça 28, p. 38), o que exigiria da União um aporte de recursos de R\$ 10,6 bilhões. Porém, os ativos das distribuidoras ainda não amortizados devem ser pagos pela União à Eletrobras e depois repassados ao novo controlador. Esse custo seria de aproximadamente R\$ 3,7 bilhões (peça 58, p. 39), enquanto o valor das concessões (valuation) trazidos pelos estudos somam cerca de R\$ 10,7 bilhões (peça 28, p. 29).*

932. *De forma análoga, ao invés de realizar essa comparação unificada, se fizermos individualmente a comparação de uma eventual outorga, nas premissas adotadas no Parecer do MPjTCU, com os custos de liquidação das empresas na proporção da União do capital social da Controladora e, ainda, consideramos a indenização pelos ativos não amortizados contabilizados nos estudos, chegaríamos nos resultados da Tabela 70.*

933.

934.

Tabela 70: Comparativo Dispendio da União versus Eventual Bônus por Outorga.

<i>(R\$ milhões)</i>	<i>Eletoacre</i>	<i>Boa Vista</i>	<i>Ceron</i>	<i>Ceal</i>	<i>Cepisa</i>	<i>AmE</i>	<i>Total</i>
<i>Dívida Líquida Total</i>	<i>- 856</i>	<i>- 889</i>	<i>- 2.622</i>	<i>- 1.696</i>	<i>- 2.240</i>	<i>- 9.959</i>	<i>-18.262</i>
<i>Contingências</i>	<i>- 225</i>	<i>-5</i>	<i>- 539</i>	<i>- 1.415</i>	<i>- 145</i>	<i>- 1.160</i>	<i>-3.489</i>

<i>Prováveis Totais</i>							
<i>Percentual da União (64%)</i>	- 691	- 572	- 2023	- 1.991	- 1.526	- 7.116	-13.919
<i>Indenização pelos ativos não amortizados</i>	- 419	- 233	- 618	- 685	- 931	- 839	-3.725
<i>Dispêndio da União no cenário de liquidação (a)</i>	- 1.111	- 805	- 2.641	- 2.676	- 2.457	- 7.955	-17.645
<i>Possível Outorga (EV) (b)</i>	933	589	1.395	2.220	2.678	2.456	10.271
<i>Resultado para a União no cenário de liquidação (b-a)</i>	- 178	- 216	- 1.246	- 456	221	- 5.499	-7.374
<i>Resultado para a União no cenário de privatização</i>	-73	-219	-1.198	-247	-181	-5.704	-7.622

Fonte: elaboração própria com dados da peça 9.

935. Pela tabela, nota-se que, com exceção da Cepisa, o dispêndio da União com a liquidação das distribuidoras é superior ao possível valor de outorga, se assumíssemos os resultados de Enterprise Value como parâmetro para determinação do bônus de outorga.

936. Ainda, se compararmos o resultado para a União no cenário de liquidação ao resultado para a União no cenário de privatização, em que não há recebimento por outorga e há o custo das dívidas proporcionais ao capital social (64%) das dívidas assumidas pela Eletrobras no montante estabelecido pela Resolução CPPI 20/2017 (R\$ 11,2 bilhões), conclui-se, que o custo para União é praticamente o mesmo nos dois cenários, caso sejam avaliadas as distribuidoras em conjunto.

937. Essa simples comparação já poderia justificar a opção da União em realizar a venda das empresas junto da concessão. Há ainda os custos adicionais pontuados pelo MME na hipótese de liquidação (§ 909), alguns não necessariamente quantificáveis, como a demissão de milhares de funcionários.

938. É possível acrescentar outros benefícios com a opção de licitação combinada da concessão e das empresas:

- continuidade na prestação do serviço, já que o controle da empresa é passado para o privado sem que haja ruptura dos vínculos com funcionários, fornecedores e etc;*
- uma possível bonificação pela outorga não necessariamente seria fonte de recursos para os aportes necessários na Eletrobras, haja vista a condição de restrição fiscal no País;*
- não há demissão em massa dos funcionários públicos das empresas, o que poderia agravar as situações econômicas dos estados envolvidos, sendo negociados os desligamentos de acordo com os acordos previstos entre os acionistas;*
- as incertezas relativas às contingências não previstas nos estudos (possíveis e remotas) poderiam significar prejuízo maior à Eletrobras em caso de liquidação; e*
- evita-se o vencimento antecipado de dívidas que viria a ocorrer caso fosse realizada a liquidação.*

939. Além do disposto no relatório (peça 72), a Exposição de Motivos 126/2016 MPDG/MME da MP 735/2016, convertida posteriormente na Lei 13.360/2016, pontua outros benefícios deste procedimento: (i) evita o ônus da União em apurar e indenizar os bens reversíveis, que deveriam ser avaliados pela Aneel antes de uma licitação da concessão; (ii) evita ônus aos funcionários, credores e fornecedores no caso da liquidação das empresas; (iii) preserva empregos

diretos e indiretos, contratos de fornecimento de equipamentos, direito de credores, etc; e (iv) traz maior celeridade e continuidade do serviço público prestado.

940. *Ainda, não se entende a opção como renúncia de receitas, já que é discricionário à União realizar a licitação por modalidade diferente da de maior oferta pela outorga da concessão, conforme a Lei 8.987/1995, priorizando a modicidade tarifária, sem prejuízo da necessidade de maior qualidade para os consumidores destas regiões.*

941. *A propósito, o serviço público de distribuição de energia elétrica, como qualquer outro serviço público, por definição, existe para satisfazer necessidades públicas e não para proporcionar ganhos ao Estado. Logo, adotar como critério de licitação a maior oferta de candidato à prestação de serviço público é contribuir para que este ofereça tarifa maior, embutindo nela o custo que terá de arcar com sua oferta, o que é a antítese do desejável, principalmente no cenário em que o serviço público prestado não tem qualidade adequada.*

942. *Assim, não se coaduna com o entendimento de que a operação se trata de renúncia de receitas, mas apenas a viabilização da melhor opção tanto para a União quanto para os usuários do serviço.*

943. *Importante notar que o legislador, ao possibilitar a prorrogação das concessões de distribuição sem pagamento de outorga à União, com base no art. 7º da Lei 12.783/2013, prioriza a continuidade e segurança na prestação do serviço, ou seja, a possível bonificação pela outorga da concessão já foi objeto de apreciação pelo Congresso Nacional.*

944. *O TCU avaliou essa opção de prorrogação das concessões e, conforme o Acórdão 2.253/2015-TCU-Plenário, entendeu que:*

*(...) tenho por constitucional o art. 7º da Lei 12.783/2013, todavia, ao admitir como juridicamente aceitável a opção ali conferida, tomo por base não o simples fato de se terem sido fixadas condições para a prorrogação, mas o reconhecimento implícito da **importância estratégica do serviço de distribuição de energia elétrica e da gravidade que pode advir da descontinuidade no seu fornecimento** (...)*

(...)

*Trata-se, repito, de uma **solução com viés discricionário**, que não destoa das doutrinas que tratam da esfera da liberdade administrativa, como a de Vladimir da Rocha França (in *Invalidação Judicial da Discricionariedade Administrativa*, Rio de Janeiro, Forense, 2000, p. 40), segundo a qual a discricionariedade constitui 'um processo jurídico de decisão que admite a inserção controlada de elementos políticos na formação e concretização da norma jurídica'.*

945. *Assim, entende-se que, pela jurisprudência desta Corte, a opção do Poder Concedente em realizar a licitação simultânea da concessão e das empresas da Eletrobras não fere os normativos vigentes e se encontra inserido no contexto de discricionariedade da Administração.*

946. *A argumentação trazida pelo MME de que não há benefício ao minoritário da Eletrobras ao comparar a proporção dos passivos assumidos por eles (até R\$ 8,4 bilhões) com o eventual benefício da outorga não se sustenta, já que o minoritário, assim como a União (maioritária) teria que assumir parte ou a totalidade desses passivos nos cenários de privatização ou de liquidação.*

947. *O que deve ser avaliado é, independente de trazer benefícios aos minoritários, a opção que melhor atende os usuários do serviço e que traz maior benefício, ou menor prejuízo, à União.*

948. *Sob a ótica do consumidor, conforme amplamente detalhado tanto na instrução precedente (peça 28), quanto no Memorando 1/2018-SeinfraElétrica (peças 57 e 58), o usuário do serviço vem obtendo prestação do serviço muito aquém dos patamares regulatórios e qualquer que seja a modelagem de venda, a expectativa é de melhoria dos serviços.*

949. *Para o usuário, inclusive, quanto antes for feita essa transferência da concessão, melhor; já que está destinado a pagar, corrigidos, os empréstimos feitos pelo fundo setorial (RGR) às empresas designadas que, até fevereiro de 2018, somavam R\$ 3,8 bilhões de reais.*

Tal quadro demonstra a urgência no fim da prestação temporária, já que a manutenção da situação atual implica prejuízos da ordem de R\$ 200 milhões mensais aos consumidores.

950. *O entendimento do MME é que, com a opção escolhida pela União, além da melhoria na prestação do serviço, se prioriza a continuidade e segurança no fornecimento.*

951. *Quanto a alegação do MPjTCU de que ‘os passivos remanescentes nas distribuidoras seriam apropriados ao componente tarifário denominado Parcela A’ (peça 46. p. 4), isso não procede, já que a modelagem é tal que esses passivos são arcados pelo novo concessionário. O passivo arcado pelo consumidor é tão somente os valores emprestados a título de RGR durante a prestação do serviço temporário por designação da União.*

952. *O consumidor tem impacto em sua tarifa devido à flexibilização de parâmetros regulatórios, flexibilização essa que, conforme exposto na instrução precedente (peça 28, §120-160, p. 18-25) Erro! Fonte de referência não encontrada., decorre da degradação das concessões, existindo independentemente da venda das empresas junto da outorga da nova concessão.*

953. *Por fim, quanto ao questionamento da proposta ofender o princípio da universalidade do Orçamento Público, entende-se que a inclusão prévia de receitas incertas, e improváveis, na Lei Orçamentária de 2018 não seria razoável, haja vista não haver na modelagem valor mínimo de outorga ou, ainda, previsão de aportes na Eletrobras pela União até que seja concretizada a via de privatização.*

954. *Dessa forma, conclui-se, na visão desta equipe, pela legalidade da opção de licitação conjunta das empresas e das concessões e que a opção escolhida se encontra lastreada por argumentos econômicos, financeiros e técnicos que demonstram ser ela a que melhor atende à União e aos usuários do serviço de distribuição de energia elétrica.*

IV. Opção Eletrobras

955. *O modelo de venda das empresas prevê a opção de a 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 (peça 28, § 166-172 e 176-177, p. 25-27).*

956. *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.*

957. *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.*

958. *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).*

959. *O Parecer do MPjTCU (peça 46, p. 6) reforça o risco que tal indefinição causa no certame:*

48. Ao Ministério Público não resta claro o interesse público ou empresarial da Eletrobras em ser sócia das distribuidoras a serem licitadas. A rigor, a fim de justificar a privatização e a ineficiência das distribuidoras, a Eletrobras tem propalado que a distribuição de energia não faz parte de seu negócio, cujo escopo é limitado aos setores de geração e transmissão de energia. Diante de tal assertiva, impossível não questionar

acerca dos motivos do interesse da Estatal em ter a opção de participar do capital social das distribuidoras.

(...)

51. Diante das reflexões que ora surgem acerca da matéria, esta representante do Ministério Público propõe ao Ministro-Relator que determine a realização de diligência junto à Eletrobras, de forma a esclarecer os motivos que levaram à formulação da aludida opção de compra e, havendo motivação razoável para a aludida participação societária, porque não se optou pela alienação de apenas 70% do capital social das distribuidoras.

52. Caso haja explicação plausível para a privatização de 100% do capital social das distribuidoras e também para a opção de compra de 30%, propõe-se desde já que sejam incluídos nos editais os critérios e parâmetros objetivos que determinarão o exercício da opção.

960. Foi feita diligência ao MME (peça 69) e à Eletrobras (peça 71) questionando a motivação de tal possibilidade e a razão de não ter se estabelecido a priori que somente 70% do capital social das distribuidoras seriam alienados, de forma a conferir maior transparência e segurança ao certame.

961. O MME respondeu que (peça 72, p. 12-15) essa proposta foi recomendação feita pelo Serviço B e acatada pela CPPI e ‘tem o condão de outorgar à Eletrobras a possibilidade de recuperação de parte dos investimentos realizados nessas empresas, por meio de recebimento de dividendos ou com subsequente venda da sua participação acionários por um valor futuro maior’.

962. É apontado que ‘será assinado um Acordo de Acionistas, anexo ao edital’, que delimitará os direitos e obrigações dos sócios e que garante ‘ao investidor privado autonomia para atuar’.

963. Ademais, pontua que essa modelagem foi bem-sucedida na Companhia Energética do Maranhão (Cemar), na qual a Eletrobras permaneceu com 33,5% de participação acionária e que deverá gerar aproximadamente R\$ 86 milhões à título de dividendos à Eletrobras, referente ao exercício de 2017.

964. A proposta de alienação de apenas 70% do capital das empresas ‘obrigaria a Eletrobras a participar de uma empresa sem sequer conhecer o sócio controlador e gestor do negócio’. O prazo de seis meses para a Eletrobras decidir significa tempo para ‘analisar a viabilidade econômico-financeira da proposta vencedora’.

965. A Eletrobras, por meio da Carta CTA-CAI-1586/2018 (peça 161), informou que a proposta de modelagem de desestatização foi fruto dos estudos contratados pelo BNDES e que caberia à Estatal apenas aceitar ou não as condições estabelecidas na Resolução 20/2017 do CPPI, o que foi aprovado por meio da 170ª AGE.

966. Especificamente em relação à opção de aumentar a participação da empresa em até 30% do capital social das distribuidoras, ‘os acionistas delegaram ao Conselho de Administração a deliberação sobre o exercício da opção’ e não houve qualquer decisão, de antemão, mas apenas há a possibilidade de exercê-la ‘à sua conveniência e à luz das eventuais perspectivas de rentabilidade que possam eventualmente ser capturada’ (peça 161, p. 2).

967. Portanto, conclui-se que, embora a faculdade dada a Eletrobras de aumentar sua participação nas empresas seja um risco a ser precificado nos lances do leilão pelos proponentes, o CPPI entendeu que tal prerrogativa seria benéfica à Eletrobras e, por conseguinte, à União; e que não afetaria os resultados do leilão, por existir o Acordo de Acionistas delimitando a atuação da Estatal na gestão da empresa e, ainda, por entender que o modelo foi bem-sucedido em certame anterior.

968. Outrossim, a opção deverá ser exercida pela Eletrobras mediante critérios empresariais, que dependem da estratégia da empresa, do adquirente das distribuidoras, da capacidade de investimento da Estatal, dentre outros. Dessa forma, seria dificultoso estabelecer em

edital parâmetros objetivos que determinem o exercício da opção pela Estatal.

(...)

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

981. *Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao gabinete do Ministro-Relator José Múcio Monteiro, propondo:*

a. *retificar a proposta contida na instrução precedente (peça 28) em relação aos itens 'c.1' e 'c.3' que, dadas as atualizações no cenário das empresas Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron) e Companhia Energética de Alagoas S.A. (Ceal), passam a ser no sentido de:*

c.1) faça constar nos documentos disponibilizados no data room do leilão e no edital os adendos aos relatórios econômico-financeiros com as correções nos estudos e no equity value das Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron); e 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, em especial à correção do ponto inicial de deságio da flexibilização tarifária referente à Companhia Energética de Alagoas S.A. (Ceal), antes calculado em 99,2%, em função do desfecho do acordo judicial relativo à ação trabalhista movida pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas relacionada ao Plano Bresser.

b. *determinar, com fundamento no inciso II do art. 250 do Regimento Interno do TCU, ao Ministério de Minas e Energia e às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que, antes da realização do certame, avalie formas de promover o compartilhamento de eventuais benefícios futuros que os Ativos Imobilizados em Curso, adquiridos pelas distribuidoras subsidiárias da Eletrobras, possam vir a apresentar aos novos concessionários e faça constar critérios claros e objetivos no edital do certame que delimite este compartilhamento.”*

7. Encaminhei novamente os autos para pronunciamento da Procuradora-Geral do MP/TCU (peça 163) que lavrou parecer (peça 177) a seguir reproduzido, em parte:

“12. *Sob o aspecto da organização processual, observa-se que a Unidade Técnica promoveu os aperfeiçoamentos necessários para que os julgadores formem suas convicções sobre cada um dos objetos a serem licitados.*

13. *Nesse sentido, realça-se que os estudos relativos aos serviços A e B foram colacionados aos autos, permitindo que as várias instâncias que opinam e decidem no processo de controle externo possam apreciar tais elementos probatórios e, assim, formar livremente o seu convencimento.*

14. *No tocante à proposta do Ministério Público de que fosse realizada a análise individualizada da viabilidade das concessões associadas à privatização das respectivas empresas, ressalta-se que a SeinfraElétrica promoveu a evidenciação da análise empreendida naquela Unidade, cujo escopo abrangeu as distribuidoras, as dimensões relevantes do **valuation**, dívidas e contingências, **due diligences** jurídicas, atuariais, trabalhistas e ambientais, balanços recentes das companhias, bem como os dados e informações de auditorias do TCU sobre essas empresas.*

III

15. *Feitas essas considerações acerca da organização do processo, cumpre rememorar que esta representante do Ministério Público, ao examinar o modelo de licitação das concessões de serviços públicos de distribuição de energia elétrica associadas à privatização das distribuidoras, conforme faculdade prevista no § 1.º-A do art. 8.º da Lei n.º 12.783/2013, concluiu que tal modelo comportava implicitamente um aporte de recursos da União à Eletrobras.*

16. *Naquela oportunidade, observou-se que as alternativas postas à Eletrobras (liquidação x venda associada) envolviam bens diversos. A liquidação relacionava-se tão somente às distribuidoras de propriedade da **Holding** e a venda associada comportava, além da alienação das empresas, as concessões de serviços públicos, cujos direitos são da União, nos termos da alínea 'b' do inciso XII do art. 21 da Constituição Federal.*

17. *Nesse contexto, ressaltou-se à época que, segundo a tabela 7 da instrução da Unidade Técnica (peça 28, p. 29), a soma do item 'média dos serviços' indicaria o valor das outorgas (R\$ 10,27 bi). Portanto, a escolha da Eletrobras pela venda associada, conquanto lhe importasse uma economia de R\$ 5,4 bi quando comparado à hipótese de liquidação, implicaria um aporte indireto pela União no valor estimado em R\$ 10,27 bi.*

18. *Em decorrência lógica, concluiu-se que, como 36% das ações da Eletrobras são de propriedade privada, a injeção de tais recursos públicos na Eletrobras - sem qualquer contrapartida para a União - significaria a transferência indevida de R\$ 3,7 bi da União para agentes privados, configurando o enriquecimento sem causa desses acionistas.*

19. *Os estudos relativos aos serviços A e B, ora colacionados aos autos, e os esclarecimentos adicionais prontamente prestados ao MPTCU pelos Ministérios de Minas e Energia, Planejamento e Fazenda, bem como pela Secretaria-Especial do PPI, BNDES e ANEEL, permitiram perceber que, conceitualmente, o item 'média dos serviços' não indicava o valor de outorga, mas, sim, o valor operacional das distribuidoras. Dito de outra forma, o aludido item representa o valor presente de todo o fluxo de caixa decorrente dos 30 anos do novo contrato de concessão, com base em projeções da situação financeira, patrimonial, contábil e fiscal exclusivamente **das empresas**.*

20. *Para melhor esclarecer o que ora se afirma, demonstrar-se-á que (i) conceitualmente, o valor das concessões dos serviços de distribuição de energia elétrica é igual a zero e (ii) que o **valuation** apurado nos estudos refere-se ao fluxo de caixa futuro decorrente do comportamento eficiente das distribuidoras quando comparados aos parâmetros regulatórios.*

O valor da concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica é igual a zero

21. *A ideia de que os investimentos invertidos nos serviços de distribuição estariam devidamente amortizados ao final da concessão foi o pressuposto que embasou a afirmação inicial do Parquet de que a aludida 'média dos serviços' equivaleria ao valor da concessão. Nessa hipótese de amortização dos investimentos, um novo concessionário, ao assumir os serviços, teria de realizar investimentos incrementais inferiores aos preços de mercado da base de ativos, de modo que existiria nessa diferença uma renda a ser apropriada pela sociedade (União e/ou usuários).*

22. *Contudo, não ocorre a amortização total dos investimentos nos serviços públicos de distribuição de energia elétrica.*

23. *O serviço público de distribuição de energia elétrica constitui um monopólio natural e tem por característica a exigência de investimentos elevados, coordenados, recorrentes, bem como o uso intensivo de mão de obra, haja vista a dispersão dos clientes atendidos, o que também implica dispersão dos ativos disponibilizados à prestação desse serviço. Dito de outra forma, a prestação dos serviços de distribuição exige que, frequentemente, novos consumidores sejam atendidos, a capacidade das redes seja ampliada e novos investimentos sejam feitos para se combater perdas técnicas e não técnicas. Essa realidade impõe ao concessionário o constante investimento na base de ativos do serviço.*

24. *A cada cinco anos são feitas revisões tarifárias para capturar variações no valor da base de ativos, sobre a qual incidirá a remuneração do capital, o WACC regulatório. Nessas reavaliações da base de ativos são (i) capturados os efeitos de depreciação já paga pelos consumidores e (ii) incorporados os novos investimentos efetivamente utilizados no serviço.*

25. *Nesse contexto em que simultaneamente ocorrem a depreciação e o reinvestimento, não há a amortização total da base de ativos ao longo da concessão. Assim, expirado o período da concessão, a assunção dos serviços por uma nova concessionária pressupõe que haja o ressarcimento da concessionária antecessora pelo valor apurado da base de ativos.*

26. *Note-se, portanto, que essa base de ativos representa o investimento adiantado em capital para que a infraestrutura de rede exista fisicamente e gere para a nova concessionária um fluxo de caixa correspondente à remuneração de tal capital por meio da taxa denominada WACC regulatório.*

27. *A rigor, quando se afirma que, conceitualmente, o valor de outorga dos serviços de distribuição de energia elétrica é igual a zero, está a se examinar justamente esse fluxo de caixa derivado da base de ativos. Assim, a inversão de capital no início do fluxo de caixa se iguala ao valor presente do fluxo de caixa descontado pelo WACC regulatório, o que significa afirmar que o valor presente líquido da concessão é igual a zero.*

28. *Esse raciocínio é corroborado pelas Notas Técnicas n.ºs 351/2017-SGT-SEM-SCT, de 4/7/2017, e 149/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/ANEEL, de 08/09/2017, que trataram da flexibilização das tarifas para as distribuidoras designadas, nas quais a ANEEL consignou que 'a flexibilização dos parâmetros regulatórios parte da constatação de que não há valor na concessão sem as flexibilizações, ou seja, nenhum investidor estaria disposto a adquirir uma base de ativos, dado que o retorno sobre o capital investido não compensaria o investimento feito' (peça 20, p. 13).*

29. *Ademais, a Agência, por meio do Ofício n.º 296/2017-DR/ANEEL (peça 16, p. 1), informou que a flexibilização da tarifa seria efetuada somente para reequilibrar as concessões, ou, em termos financeiros, para igualar o valor presente líquido da concessão a zero, **in verbis**:*

'1 Conforme Nota Técnica n. 351/2017-SGT-SEM-SCT/ANEEL, encaminhada ao Ministério de Minas e Energia – MME por meio do Ofício n. 271/2017-DR/ANEEL, é entendimento da Agência de que há desequilíbrios nas concessões de distribuição, ora designadas, a serem licitadas. (...).

2. Nesse sentido, se faz necessário o ajuste tarifário buscando o reequilíbrio da concessão e a viabilidade do processo licitatório. (...). Nesse ponto, deve-se ter clareza que não cabe ao consumidor o reequilíbrio da empresa a ser licitada em conjunto com a concessão, mas tão somente o reequilíbrio da concessão. O reequilíbrio da empresa é responsabilidade exclusiva de seus acionistas. Importante a convergência conceitual para que todos os estudos e definições do processo de licitação estejam em harmonia com este conceito.'

30. *No mesmo documento, a Agência Reguladora é taxativa ao concluir que 'aplicada a flexibilização das tarifas, portanto, consuma-se o entendimento de que não deve haver pagamento pela outorga'.*

31. *Do exposto até o momento, pode-se concluir que, conceitualmente, não há valor de outorga dos serviços de distribuição e, nos casos em exame, a flexibilização de tarifas teve por objetivo tão somente reequilibrar as concessões e não lhes atribuir valor positivo.*

O valuation apurado nos estudos refere-se ao fluxo de caixa futuro decorrente do comportamento eficiente das distribuidoras quando comparados aos parâmetros regulatórios

32. *Conforme já explicitado neste parecer, a base de ativos adquirida e mantida pela concessionária ao longo da concessão lhe gerará uma remuneração sobre o capital correspondente à taxa denominada WACC regulatório.*

33. *Ademais, cumpre ressaltar que o serviço de distribuição é prestado em um regime de regulação por incentivos, em que a ANEEL simula a competição entre as empresas distribuidoras que atuam no país, comparando seus desempenhos e repassando à tarifa as despesas equivalentes a um parâmetro médio de eficiência na prestação do serviço.*

34. Nesse contexto, a prestação do serviço em condições melhores do que os parâmetros regulatórios de eficiência e de perdas geram valores a serem apropriados pela empresa nesse regime. Essa renda oriunda da eficiência, portanto, não é inerente ao valor da concessão de distribuição, que se satisfaz no atingimento do parâmetro regulatório, mas do empreendedor que é capaz de responder ao incentivo do regime. Destaca-se que a empresa se beneficia dessa eficiência até os processos de revisão tarifária seguintes, quando tais ganhos são capturados em favor do usuário e um novo patamar de eficiência regulatória é estabelecido.

35. Dessa forma, o **valuation** das distribuidoras resulta em um Valor Presente Líquido (VPL) positivo porque, em parte, reflete o fluxo de caixa correspondente à renda a ser auferida pelas concessionárias em decorrência de resultados mais eficientes do que as balizas regulatórias definidas pela ANEEL, valor este a ser apropriado, como dito, pelas distribuidoras.

36. Por outro lado, as avaliações econômico-financeiras dos serviços A e B consideram, além das variáveis inerentes às concessões, as posições financeiras, contábeis e fiscais das empresas. A título de ilustração, cita-se que todas as distribuidoras possuem montantes expressivos de créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social que serão aproveitados ao longo do período da concessão. Isso demonstra que o **valuation** reflete também a situação patrimonial das distribuidoras.

37. Diante de tais considerações, e sem perder de vista que, conceitualmente, não há valor de outorga nos serviços públicos de distribuição, pode-se afirmar que o item 'média dos serviços' (peça 28, p. 29) constitui o valor operacional das distribuidoras, o que não se confunde com valor de outorga de tais serviços.

38. Destarte, diversamente do afirmado no parecer precedente do Ministério Público, a opção da Eletrobras pela venda associada **não** implica a renúncia das receitas da União em favor da Eletrobras e de seus acionistas. Ademais, não existindo a receita de outorga, não há se falar, em termos orçamentários, em ofensa ao princípio da universalidade, esculpido no § 5.º do art. 165 da Constituição Federal e nos arts. 2.º e 3.º da Lei n.º 4.320/64.

IV

39. No tocante ao questionamento do Ministério Público acerca da pertinência da inclusão do risco cambial na taxa de desconto do serviço, a Unidade Técnica ponderou que a discussão sobre a consistência metodológica da composição do WACC ganha relevo para fins regulatórios, haja vista que a taxa é utilizada para definir a remuneração do concessionário. Para fins de precificação de ativos, como no caso em exame, pugnou que o exame do WACC deve balizar-se pela forma de explicitação, ou não, da taxa, na razoabilidade das premissas e no valor que essas representam no contexto final da avaliação.

40. Ademais, ressaltou que não há consenso sobre a utilização do Risco Cambial na avaliação econômico-financeira de empresas. Assim, ilustrou que, diversamente da ANEEL, a EPE tem como prática mensurar e aplicar o Risco Cambial de forma explícita nas avaliações para definição do preço de energia de leilões de concessões de hidrelétricas.

41. A SeinfraElétrica observou, ainda, que, mesmo utilizando o risco cambial, o WACC calculado pelo Serviço A (7,57%) ficou menor do que o WACC do Serviço B (que variou entre 9,37 e 9,85%), em razão das diferentes parametrizações de outras variáveis utilizadas para estimar a taxa de desconto.

42. Após reiterar a razoabilidade das premissas metodológicas do WACC do serviço A, a Unidade Técnica demonstrou que a aludida taxa de desconto é, em média, 0,05% menor que o WACC regulatório, o que evidencia que a metodologia adotada pelo Serviço A não majora artificialmente a taxa de desconto do modelo financeiro. Ao contrário, se não fosse considerado o Risco Cambial na análise do serviço A, os resultados do **valuation** poderiam ser considerados muito distantes da

realidade praticada no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

43. Diante das razões expostas pela SeinfraElétrica, esta representante do Ministério Público considera justificada a inclusão do risco cambial no cálculo do WACC do serviço A.

V

44. Quanto ao modelo de composição societária das distribuidoras após a privatização, que prevê que 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, em até 30% do capital social, o Parquet questionou os motivos que levaram à formulação da aludida opção de compra e, existindo interesse público ou empresarial na aludida participação societária, as razões pelas quais não se optou pela alienação de apenas 70% do capital social das distribuidoras.

45. Em atenção à diligência realizada pelo TCU, o Ministério de Minas e Energia (MME) informou que essa proposta foi recomendação feita pelo Serviço B e acatada pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos (CPPI) e 'tem o condão de outorgar à Eletrobras a possibilidade de recuperação de parte dos investimentos realizados nessas empresas, por meio de recebimento de dividendos ou com subsequente venda da sua participação acionários por um valor futuro maior' (peça 72, p. 12-15). Informou, ainda, que 'será assinado um Acordo de Acionistas, anexo ao edital', que delimitará os direitos e obrigações dos sócios e que garantiria 'ao investidor privado autonomia para atuar'.

46. Por fim, informou que não se optou pela alienação de apenas 70% do capital social das distribuidoras porque isso 'obrigaria a Eletrobras a participar de uma empresa sem sequer conhecer o sócio controlador e gestor do negócio'.

47. A SeinfraElétrica, em conclusão, acolheu os argumentos do MME e não vislumbrou prejuízos ao certame.

48. Com as vênias de estilo, esta representante do Ministério Público diverge da Unidade Técnica, haja vista que tais esclarecimentos não justificam a aludida opção de compra de participação nas empresas, como se demonstrará a seguir.

49. Primeiro, sob o aspecto jurídico, cumpre observar que a previsão, no âmbito de um procedimento licitatório, de uma opção de compra de participação social nas distribuidoras pela Eletrobras, a ser exercida segundo a vontade da Estatal, sem quaisquer critérios objetivos pré-estabelecidos, afronta o princípio da impessoalidade esculpido no caput art. 37 da Constituição Federal.

50. Ademais, a assertiva do MME de que não se optou pela alienação de apenas 70% do capital social das distribuidoras porque 'obrigaria a Eletrobras a participar de uma empresa sem sequer conhecer o sócio controlador e gestor do negócio' faz transparecer que o exercício da opção se fará em razão da pessoa, denotando o desvio do princípio da impessoalidade.

51. Não se ignora que possam existir motivos negociais absolutamente legítimos que justifiquem a participação societária em determinadas distribuidoras e em outras não. No entanto, para garantir o preceito constitucional da impessoalidade, tais motivos devem ser acompanhados de critérios objetivos e transparentes que orientem a escolha futura. Sem tal objetivação, a previsão da opção de compra da participação social é inconstitucional e não poderá constar do edital de licitação.

52. Sob o prisma econômico, cumpre notar que o investidor não tem elementos **a priori** que indiquem a eventual participação da Eletrobras. Nesse contexto, os investidores podem desejar, ou não, a participação societária da Eletrobras. Aquele investidor que considera desejável a participação da Estatal, ao formular sua proposta em um contexto de incerteza, será conservador e precificará o cenário que lhe é mais oneroso, ou seja, o negócio sem a participação da Eletrobras. De outro lado, o investidor que não vislumbrar vantagem econômica na participação societária e,

portanto, não a deseje, também precificará, diante da incerteza, o cenário mais oneroso, qual seja, a sociedade com a Estatal.

53. *Pode-se afirmar, portanto, que, diante da incerteza da participação societária da Eletrobras, todos os licitantes irão precificar o cenário que lhes seja mais oneroso, desvantajoso, reduzindo o benefício econômico da licitação para o Estado. Em outros termos, significa dizer que a manutenção da opção de compra, nos termos estabelecidos, constitui um risco que potencialmente reduzirá os descontos nas tarifas, em detrimento do interesse dos usuários.*

54. *Portanto, se de um lado há, como afirma o MME, o interesse econômico da Eletrobras em deter a opção de compra da participação societária, de outro, tal opção representa um ônus a ser suportado pelos usuários decorrente da redução nos descontos das tarifas. Neste contexto, deve prevalecer o interesse econômico da Eletrobras ou dos usuários dos serviços públicos?*

55. *A resposta a esta indagação não pode ignorar o contexto tarifário. Nesse sentido, a recente flexibilização das tarifas promovida pela ANEEL para equilibrar as concessões e os empréstimos da Reserva Global de Reversão (RGR) às distribuidoras designadas, nos termos da §§ 4.º e 5.º do art. 9.º da Lei n.º 12.783/2013 e da Resolução Normativa n.º 748/2016, implicaram substancial majoração tarifária.*

56. *Note-se, ademais, que esse quadro de significativa oneração dos usuários, decorreu, em parte, da má gestão das distribuidoras controladas pela Eletrobras, o que contaminou a própria viabilidade da concessão dentro dos parâmetros regulatórios.*

57. *Ressalta-se que a competição nos leilões terá por critérios principais (1.º) os descontos no adicional tarifário decorrente da aludida flexibilização e (2.º) os descontos sobre os empréstimos da RGR, restando claro que as licitações têm por objetivo reduzir a recente oneração tarifária dos usuários.*

58. *Dado esse objetivo licitatório, não se afigura legítimo que a Eletrobras possa deter uma opção de compra de participação societária que, conquanto possa lhe significar uma vantagem econômica, reduzirá, em razão da incerteza, o potencial de desoneração dos usuários.*

59. *Vislumbram-se três soluções que garantem a observância do princípio da impessoalidade e permitem extrair a incerteza do procedimento licitatório, de forma a possibilitar a mais justa desoneração dos usuários: (i) fixar a priori que a Eletrobras alienará apenas 70% do capital das distribuidoras, mantendo 30% da participação social; (ii) manter a opção de compra de 30%, estabelecendo antecipadamente critérios claros e objetivos segundo os quais exercerá a opção, de forma a tornar previsível a todos os licitantes a eventual futura sociedade com a Estatal e (iii) alienar 100% do capital social das distribuidoras.*

60. *A primeira solução é descartada pelo Ministério de Minas e Energia porque 'obrigaria a Eletrobras a participar de uma empresa sem sequer conhecer o sócio controlador e gestor do negócio'.*

61. *A segunda solução, segundo a SeinfraElétrica, não seria viável porque 'seria dificultoso estabelecer em edital parâmetros objetivos que determinem o exercício da opção pela Estatal'. No entanto, considerando que a Eletrobras e os demais órgãos envolvidos nas tratativas da licitação não manifestaram a impossibilidade de fazê-lo, não se descartará tal solução.*

62. *A terceira solução também se mostra viável, haja vista que retira a opção de compra do negócio jurídico e, assim, não haveria se falar em afronta ao princípio da impessoalidade e, tampouco, em incerteza do procedimento licitatório.*

63. *Diante de tais considerações, conclui-se pela necessidade de que o Tribunal determine ao BNDES e à Eletrobras que estabeleçam no edital de licitação critérios objetivos segundo os quais exercerá a opção de compra de até 30% do capital social das distribuidoras ou, na impossibilidade de*

fazê-lo, aliene 100% do capital social das distribuidoras, extinguindo a previsão da aludida opção de compra.

VI

64. *A demanda do Ministério Público para que houvesse maior detalhamento analítico dos estudos econômico-financeiros de cada uma das distribuidoras propiciou à Unidade Técnica observar que tais estudos não incorporaram à Base de Remuneração as posições do Ativo Imobilizado em Curso (AIC). Isso porque, segundo os serviços A e B, a avaliação deste tipo de ativo não era previsto no escopo de contratação e ainda, o laudo dos avaliadores da Base de Remuneração não considerou a avaliação específica da condição e característica desses ativos quanto à: (i) elegibilidade para prestação do serviço regulado de distribuição de energia elétrica; (ii) conciliação físico-contábil; (iii) suas fontes de financiamento e (iv) demais parâmetros críticos do processo de reavaliação.*

65. *Segundo os dados dos Laudos de Avaliação Integral realizados pelas empresas Levin, Deloitte e Setape, o montante desses ativos é de R\$ 1,4 bilhão para a Amazonas Energia (peça 75, p. 13), R\$ 57 milhões para a Boa Vista (peça 87, p. 51), R\$ 177 milhões para a Ceal (peça 98, p. 52), R\$ 117 milhões para a Cepisa (peça 109, p. 50), R\$ 502 milhões para a Ceron (peça 120, p. 49) e R\$ 139 milhões para a Eletroacre (peça 131, p. 49 e peça 25, p. 929), perfazendo o montante total de aproximadamente R\$ 2,5 bilhões.*

66. *A desconsideração desse montante expressivo de ativos (cerca de R\$ 2,5 bilhões), como bem informou a SeinfraElétrica, indica a assunção de dívidas pela Eletrobras em montante superior ao necessário para viabilizar a venda das empresas, dado o modelo escolhido de privatização em conjunto com a concessão. O impacto desses ativos no **valuation** da concessão seria positivo, já que uma maior Base de Remuneração Regulatória Líquida implicaria maior receita via tarifa e poderia reduzir o montante de dívidas a ser assumido pela Eletrobras.*

67. *Nesse contexto, mostra-se pertinente a proposta da SeinfraElétrica no sentido de que o Tribunal determine ao Ministério de Minas e Energia e à Eletrobras que adotem medidas de salvaguarda contratual que prevejam o compartilhamento dos benefícios futuros do reconhecimento desses Ativos Imobilizados em Curso (pendente de confirmação) na base de remuneração.*

VII

68. *Ante o exposto, esta representante do Ministério Público manifesta-se, em essência, de acordo com a proposta de encaminhamento oferecida pela Unidade Técnica, sem prejuízo de propor ao Tribunal que, em acréscimo, determine ao BNDES e à Eletrobras que estabeleçam no edital de licitação critérios objetivos segundo os quais exercerá a opção de compra de até 30% do capital social das distribuidoras ou, na impossibilidade de fazê-lo, aliene 100% do capital social das distribuidoras, extinguindo a previsão da aludida opção de compra”.*

É o relatório.