

TC 035.916/2016-8 (AmE)

Tipo: Desestatização.

Unidades Jurisdicionadas:

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

Responsável: Wellington Moreira Franco (CPF 103.568.787-91) – Ministro de Minas e Energia; Dyogo Henrique de Oliveira (CPF 768.643.671-34) – Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento; Wilson Pinto Ferreira Júnior (CPF 012.217.298-10) – Presidente das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; e Tarcísio Estefano Rosa (CPF 299.887.729-04) – Diretor-Presidente da Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

Procurador: não há.

Proposta: mérito.

INTRODUÇÃO

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

2. Em cumprimento ao Despacho do Ministro Relator José Múcio, de 18/4/2018 (peça 68), nessa instrução serão analisados os pontos elencados no Parecer exarado pela Procuradora-Geral do Ministério Público junto ao TCU (peça 46), que propõe a restituição dos autos à SeinfraElétrica para 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 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 porque não estabeleceu a priori que somente 70% do capital social das distribuidoras seriam alienados, e

- (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.**

3. Ato contínuo, o Relator do processo determinou o exame dos pontos acima suscitados pela Procuradora-Geral, sopesando, todavia, que a unidade, no exame do item “i” acima, segregue sua instrução com informações e análises a respeito de cada distribuidora no que não for uniforme para todas e, na juntada dos estudos referenciados no item “ii”, excetuar tal providência quando houver restrição operacional do sistema de processo eletrônico do TCU, desde que devidamente justificada.

4. Passe-se ao exame requerido, sem prejuízo de trazer informações adicionais quando necessárias ao esclarecimento do processo.

EXAME TÉCNICO

5. 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 colaciona-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.

6. 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.

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

8. 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

9. 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.

10. 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).

11. 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.

12. 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).

13. 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.

14. 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 021.469/2017-4	Auditoria operacional na Eletrobras 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.	Acórdão 813/2017-TCU-Plenário, de 26/4/2017 (peça 143).
TC 020.752/2016-4	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.	Acórdão 774/2017-TCU-Plenário, de 19/4/2017 (peça 146).
TC 020.148/2016-0	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.	Acórdão 773/2017-TCU-Plenário, de 19/4/2017 (peça 148).
TC 020.273/2016-9	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.	Acórdão 497/2017-TCU-Plenário, de 22/3/2017 (peça 147).
TC 021.225/2016-8	Auditoria realizada na Eletrobras 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.	Acórdão 177/2017-TCU-Plenário, de 8/2/2017 (peça 144).
TC 020.416/2016-4	Relatório consolidado das fiscalizações de orientação centralizadas sobre a qualidade e sustentabilidade das distribuidoras de energia elétrica federais.	Acórdão 1.126/2017-TCU-Plenário, de 31/5/2017 (peça 141).

15. 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)

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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).

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

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

25. Tabela 2: Análise sobre o escopo

26. 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

	Pontos a analisados	Descrição, riscos e ponderações de custo-benefício, quando aplicável
1	Avaliação da Concessão	
	1.1 Caracterização: Histórico e Atual	<p>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).</p> <p>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.</p>
	1.2 Premissas Utilizadas por cada serviço	<p>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.</p>
	1.3 Diferenças de cada serviço	<p>Pautar o exame em critério objetivos.</p> <p>Possibilidade de atuação regulatória (Aneel) em revisões e reajustes tarifários, passando ao consumidor “ganhos excessivos” do novo concessionário.</p> <p>Focou-se em analisar as premissas e metodologias, sua razoabilidade e convergências com métodos consagrados e dados de fontes confiáveis.</p> <p>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</p> <p>As diferenças não têm impacto expressivo no <i>valuation</i> se estiverem dentro do nível regulatório e, ainda, há minimização do impacto dessas divergências com a utilização da média.</p> <p>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).</p>
	1.4 Flexibilização Tarifária	<p>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).</p>
	1.5 Minuta Contrato de Concessão	<p>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).</p>
1.6 Empréstimos da RGR mensais	<p>Custo de R\$ 3,8 bilhões (até fev/2018) a serem repassados para tarifa.</p> <p>Urgência em fim da prestação temporária.</p> <p>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.</p>	

Situação econômica das empresas											
2	<table border="1"> <tr> <td>2.1 Dívidas</td> <td rowspan="5"> <p>Balancos Auditados. Histórico de auditorias do TCU: FOC Distribuidoras, Secex/RJ, Secex-AM, Secex-RR, Secex-RO, Secex-AC. <i>Due diligences</i>. Avaliação Eletrobras. Demonstrações Contábeis públicas, tanto das distribuidoras quanto de sua principal credora (Petrobras).</p> <p>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.</p> </td> </tr> <tr> <td>2.2 Contingências</td> </tr> <tr> <td>2.4 Avaliação das <i>Due Diligences</i></td> </tr> <tr> <td>2.5 Privatização X Liquidação</td> </tr> <tr> <td>2.5.1 Hipótese de aplicação da Lei 8.029/1990</td> </tr> <tr> <td>2.5.2 Violação da Lei das S.A.</td> <td> <p>Comparativos - Premissa para decisão da Eletrobras.</p> <p>Pareceres jurídicos trazidos aos autos.</p> </td> </tr> </table>	2.1 Dívidas	<p>Balancos Auditados. Histórico de auditorias do TCU: FOC Distribuidoras, Secex/RJ, Secex-AM, Secex-RR, Secex-RO, Secex-AC. <i>Due diligences</i>. Avaliação Eletrobras. Demonstrações Contábeis públicas, tanto das distribuidoras quanto de sua principal credora (Petrobras).</p> <p>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.</p>	2.2 Contingências	2.4 Avaliação das <i>Due Diligences</i>	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.	<p>Comparativos - Premissa para decisão da Eletrobras.</p> <p>Pareceres jurídicos trazidos aos autos.</p>		
2.1 Dívidas	<p>Balancos Auditados. Histórico de auditorias do TCU: FOC Distribuidoras, Secex/RJ, Secex-AM, Secex-RR, Secex-RO, Secex-AC. <i>Due diligences</i>. Avaliação Eletrobras. Demonstrações Contábeis públicas, tanto das distribuidoras quanto de sua principal credora (Petrobras).</p> <p>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.</p>										
2.2 Contingências											
2.4 Avaliação das <i>Due Diligences</i>											
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.	<p>Comparativos - Premissa para decisão da Eletrobras.</p> <p>Pareceres jurídicos trazidos aos autos.</p>										
Modelagem da Desestatização											
3	<table border="1"> <tr> <td>3.1 Mecanismos para Concorrência</td> <td rowspan="5"> <p>Serviço B – Relatório Desestatização. Resolução CPPI 20/2017. Lei 12.783/2013, Decreto 9.192/2017.</p> <p>Análise detalhada da modelagem escolhida para venda.</p> </td> </tr> <tr> <td>3.2 Exigências</td> </tr> <tr> <td>3.3 Proposta de Estruturação de capital</td> </tr> <tr> <td>3.4 Obrigações Contratuais/ Acordo de Acionistas</td> </tr> <tr> <td>3.5 Opção da Eletrobras (30%)</td> </tr> </table>	3.1 Mecanismos para Concorrência	<p>Serviço B – Relatório Desestatização. Resolução CPPI 20/2017. Lei 12.783/2013, Decreto 9.192/2017.</p> <p>Análise detalhada da modelagem escolhida para venda.</p>	3.2 Exigências	3.3 Proposta de Estruturação de capital	3.4 Obrigações Contratuais/ Acordo de Acionistas	3.5 Opção da Eletrobras (30%)				
3.1 Mecanismos para Concorrência	<p>Serviço B – Relatório Desestatização. Resolução CPPI 20/2017. Lei 12.783/2013, Decreto 9.192/2017.</p> <p>Análise detalhada da modelagem escolhida para venda.</p>										
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	<table border="1"> <tr> <td>4.1 AGE Eletrobras</td> <td>Ocorrida apenas em 8/2/2017.</td> </tr> <tr> <td>4.2 Análise CCC pela Aneel</td> <td>Em andamento, sem definição final.</td> </tr> <tr> <td>4.3 Ação Judicial contra a Ceal</td> <td>Acordo assinado e homologado. Informação recebida em 5/4/2018.</td> </tr> <tr> <td>4.4 Desverticalização da AmE</td> <td>Em andamento.</td> </tr> <tr> <td>4.5 Contrato Ceron e Termonorte</td> <td>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.</td> </tr> </table>	4.1 AGE Eletrobras	Ocorrida apenas em 8/2/2017.	4.2 Análise CCC pela Aneel	Em andamento, sem definição final.	4.3 Ação Judicial contra a Ceal	Acordo assinado e homologado. Informação recebida em 5/4/2018.	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.
4.1 AGE Eletrobras	Ocorrida apenas em 8/2/2017.										
4.2 Análise CCC pela Aneel	Em andamento, sem definição final.										
4.3 Ação Judicial contra a Ceal	Acordo assinado e homologado. Informação recebida em 5/4/2018.										
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.

27. 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.

28. A variável que mais impacta no *Entreprise 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).

29. 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.

30. 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).

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

32. 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.

33. 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.

34. 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).

35. 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

36. 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.

37. 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.

38. 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

39. 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.

40. 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.

41. 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).

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

43. 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).

44. 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.

45. 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)

46. 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.

I.1.2. Projeções de mercado

47. 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.

48. 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).

49. 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.

50. 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.

51. 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).

52. 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.

53. Foram selecionados também modelos onde os sinais dos coeficientes das variáveis auxiliares seguem 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).

54. 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

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.

55. 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.

56. 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.

57. 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.

58. 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.

59. 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).

60. 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.

61. 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.

62. 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.

63. 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.

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

65. 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.

66. 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.

67. 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).

68. 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.

69. 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.

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

71. 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.

I.1.3. Custos Operacionais

72. 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.

73. 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.

74. 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).

75. 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

76. 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.

77. 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.

78. 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.

79. 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.

80. 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).

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

Tabela 4: *Clusters* das distribuidoras

	AmE	Boa Vista	Ceal	Cepisa	Ceron	Eletroacre
Serviço A	<ul style="list-style-type: none"> Celpe Celtins Ceron Eletroacre e Boa Vista 	<ul style="list-style-type: none"> Celpe Celtins AmE Ceron Eletroacre 	<ul style="list-style-type: none"> Celpe Cemar Coelce Energisa Paraíba Energisa Sergipe Coelba Cosern 	<ul style="list-style-type: none"> Celpe Cemar Coelce Energisa Paraíba Energisa Sergipe Coelba Cosern 	<ul style="list-style-type: none"> Celpe Celtins AmE Eletroacre Boa Vista 	<ul style="list-style-type: none"> Celpe Celtins AmE Ceron Boa Vista
Serviço B	<ul style="list-style-type: none"> Nacional RGE AES Sul Caiuá Ene. Paraíba Light CEEE 	<ul style="list-style-type: none"> Sulgipe Ceb Bragantina Ene. Nova Friburgo CPFL Piratininga Cemat 	<ul style="list-style-type: none"> Vale Paranapanema Ampla Coelce CEEE Celg Celtins Celpe Bandeirante 	<ul style="list-style-type: none"> Escelsa CPFL Sul Paulista Bragantina DME COPEL Sulgipe 	<ul style="list-style-type: none"> Ene. MG Celeesc Celpe Santa Cruz Ceb Ene. Bornorema 	<ul style="list-style-type: none"> Escelsa DME Cosern Celeesc Bragantina Copel CPFL Sul Paulista

		<ul style="list-style-type: none"> • Coelba 				
--	--	--	--	--	--	--

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

82. 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.

83. 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*.

84. 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.

85. 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.

86. 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.

I.1.4. Projeção das Perdas

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

88. 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.

89. 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.

90. 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*.

91. 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.

92. 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*.

93. 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).

94. 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*).

95. 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.

96. 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.

I.1.5. Projeção de Investimentos

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

98. 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.

99. 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.

100. 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.

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

102. 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.

103. 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.

104. 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.

105. 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.

106. 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.

107. 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.

108. 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.

I.1.6. Projeção da Base de Remuneração Regulatória

109. 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.

110. 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.

111. 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.

112. 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).

113. 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.

114. 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 comporão a base de remuneração.

115. 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).

116. 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%).

117. 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.

118. O Serviço A, corrige mensalmente pelo IPCA os itens Ativo Imobilizado em Serviço, Almojarifado 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.

119. 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.

120. 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).

121. 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.

122. 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).

123. 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).

124. 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).

125. 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).

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

127. 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.

Cumpra-se 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).

128. 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.

129. 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.

130. 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.

131. 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.

132. 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;

133. 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.

134. 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.

I.2. Metodologia de avaliação

135. 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).

136. 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.

137. 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 contribuiriam para a geração dos fluxos de caixa futuros da empresa avaliada (peça 78, p. 164).

138. 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.

139. 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).

140. 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)

141. 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 (K_e), o Custo de Capital de Terceiros (K_d), e pela Estrutura de Endividamento, que reflete a composição entre K_e e K_d .

142. Para a determinação do Custo de Capital Próprio (K_e) 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.

143. 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.

144. 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 (K_e);
- 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.

145. 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*.

146. 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.

147. 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).

148. 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.

149. 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.

150. 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.

151. 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.

152. 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.

153. 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.

154. 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 intrinsecamente relacionada à condução política desses países e às demais condições macroeconômicas, é razoável considerar que o Risco País pode incluir esse risco.

155. 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.

156. 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.

157. 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.

158. 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.

159. 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.

160. 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 (K_e) 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.

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

162. 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 K_e é calculado por:

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

Equação 1: Custo de Capital Próprio (K_e)

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

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

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

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

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

164. 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 K_e (Custo de Capital Próprio Real Livre de Impostos) de aproximadamente 6,3%.

165. Esse novo valor de K_e 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.

166. 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.

167. 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.

168. 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.

169. 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, causado 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

170. 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% (<i>Treasury Bonds</i> 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 <i>Treasury Bonds</i> americanos de dez anos.)	6,90% (2016 <i>Valuation Handbook – Guide to Cost of Capital.</i>)																		
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+ (<i>Emerging Market Bond Index</i>), considerado o período de dezembro de 2006 a dezembro de 2016.)																		
Risco Cambial	4,17% (Diferença entre os contratos DI -1 e o FRA de Cupom Cambial, ambos negociados na BM&F Bovespa.)	-																		
Beta Desalavancado	0,68	0,43																		
Beta Realavancado	1,10 (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.)	0,76 (Estimados a partir de informações de distribuidoras brasileiras comparáveis, extraídas do Bloomberg.)																		
Estrutura de Capital	48,8% Capital de Terceiros 51,2% Capital Próprio	Alavancagem projetada, baseada em empresas comparáveis, assim como a diminuição da participação do capital de terceiros com o passar dos anos.																		
Custo de Capital Próprio Real	10,77% (CAPM)	12,62% (CAPM)																		
Custo de Capital de Terceiros Real	4,20% (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.)	7,49% (Estimado com os dados de taxa livre de risco, risco país, risco de crédito de empresas comparáveis e taxa de inflação americana.)																		
WACC Real	7,57%	<p style="text-align: center;"><i>Rolling WACC</i></p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr><td>2017</td><td>9,85%</td></tr> <tr><td>2018</td><td>9,44%</td></tr> <tr><td>2019</td><td>9,46%</td></tr> <tr><td>2020</td><td>9,39%</td></tr> <tr><td>2021</td><td>9,37%</td></tr> <tr><td>2022</td><td>9,44%</td></tr> <tr><td>2023</td><td>9,50%</td></tr> <tr><td>2024</td><td>9,57%</td></tr> <tr><td>2025</td><td>9,64%</td></tr> </table>	2017	9,85%	2018	9,44%	2019	9,46%	2020	9,39%	2021	9,37%	2022	9,44%	2023	9,50%	2024	9,57%	2025	9,64%
2017	9,85%																			
2018	9,44%																			
2019	9,46%																			
2020	9,39%																			
2021	9,37%																			
2022	9,44%																			
2023	9,50%																			
2024	9,57%																			
2025	9,64%																			

		2026	9,71%	
		>2026	9,71%	

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’).

171. 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.

172. 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.

173. 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.

174. 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).

175. 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.

176. 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

177. 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.

178. 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.

179. 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.

180. 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.

181. 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.

182. 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.

183. 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).

184. 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.

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

186. 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*.

187. 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.

188. 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.

189. 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
ELETROACRE	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.

190. 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.

191. 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).

192. 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).

193. 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).

194. 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.

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

196. 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.

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

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

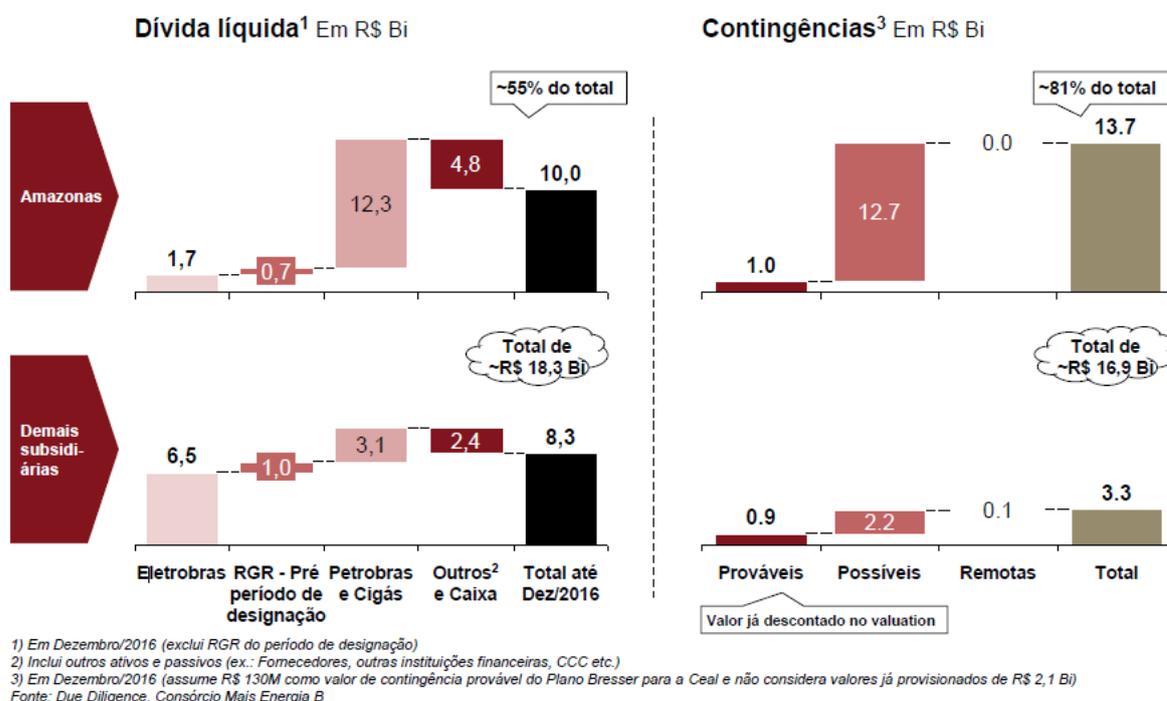


Figura 3: Composição da dívida líquida e contingências em dez/2016 (Fonte: peça 65, p.13).

199. 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).

200. 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.

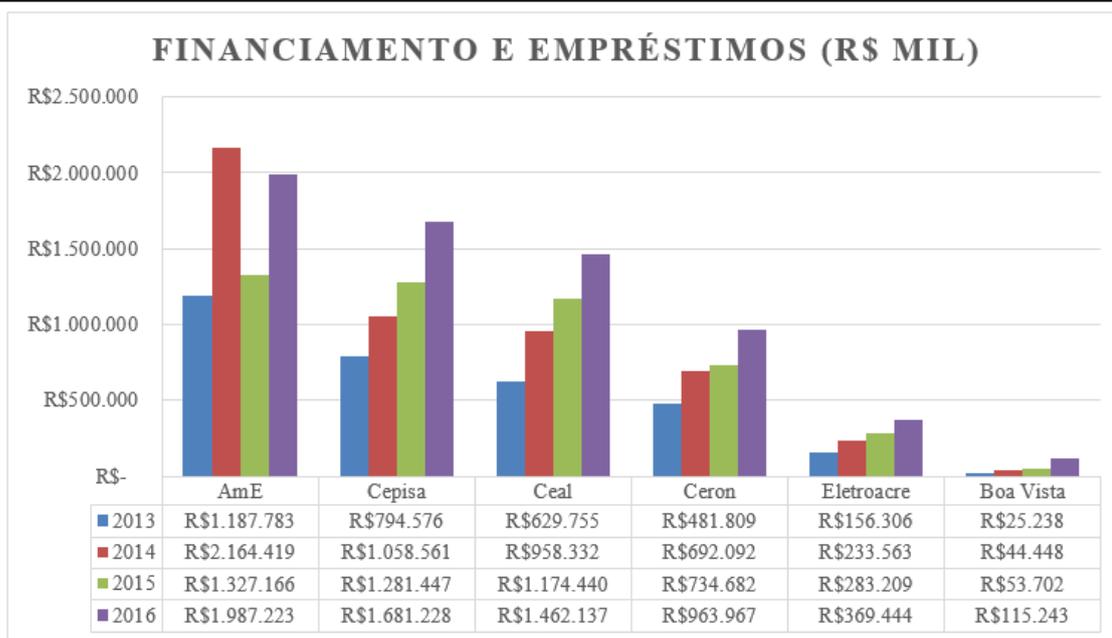


Figura 4: Montante de dívidas referentes a financiamentos e empréstimos (Fonte: elaboração própria a partir de dados da peça 70, p. 4-6).

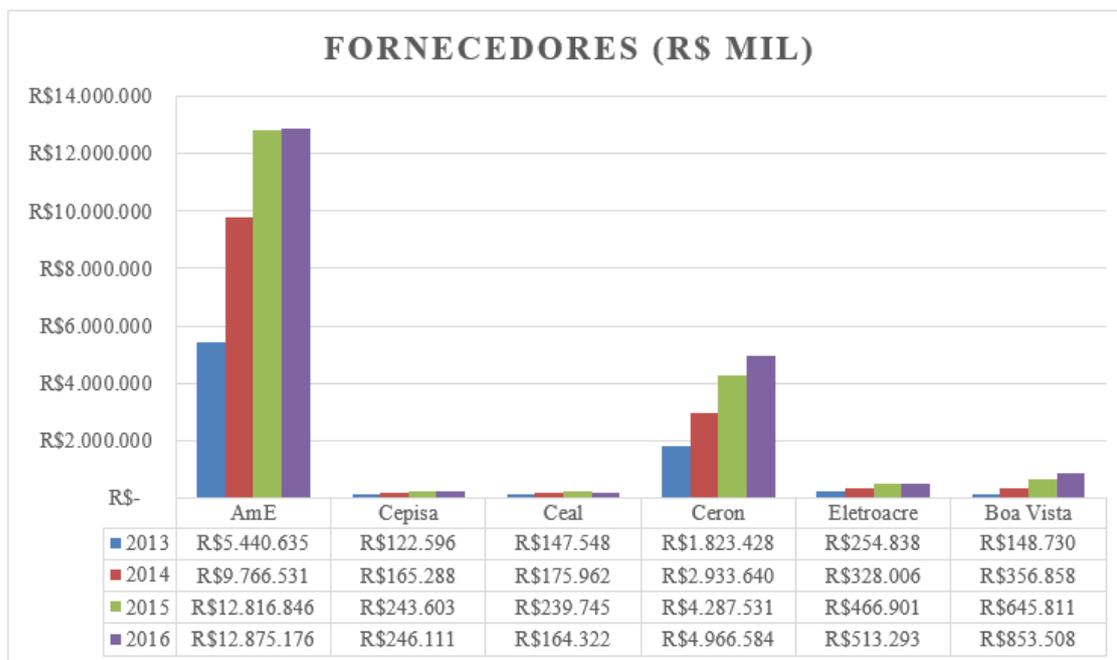


Figura 5: Montante de dívidas referentes a fornecedores (Fonte: elaboração própria a partir de dados da peça 70, p. 4-6).

201. 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.

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

I.4.1. CCC

203. 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).

204. 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.

205. 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).

206. 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.

207. 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.

208. 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.

209. 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.

210. 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.

211. 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 (**Error! Reference source not found.**). 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.

212. 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”.

213. 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.

214. 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.

215. 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.

216. 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 acrescidos).

217. 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.

218. 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.

219. 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.

220. 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.

221. 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.
222. 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.
223. 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*.
224. 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.
225. 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.
226. 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.
227. 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.
228. 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).
229. 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.
230. 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.
231. 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.

I.4.2. Petrobras (BR Distribuidora) e Cigás

232. 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.

233. 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).

234. 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.

235. 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.

236. 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.

237. 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).

238. 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)

239. 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.

240. 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)

241. 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.

242. 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.

243. 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	Faturamen- tos	Recebimen- tos	Transferên- cias(*)	Constituição, líquida de reversão	Transferên- cias(*)	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	13.355	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).

244. 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.

245. 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.

246. 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	Faturamento	Recebimentos	PECLD		Atualização Monetária	Saldo em 31 de dezembro de 2016
				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	135	(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
Manauara	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)

247. 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.

Compartilhado com a Eletrobras, Cigás e Amazonas Energia, conforme contratos de compra e venda de gás firmado entre as partes.

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 interveniência 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
Confissão 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).

248. 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.

249. 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.

I.4.3. Dívida com a Holding (e partes relacionadas)

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

251. 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.

252. 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.

253. 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
Eletroacre	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.

254. 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			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	-	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
ELETROACRE	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)

255. 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).

256. 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.

257. 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.

258. 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 +”.

259. 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.

260. 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

261. 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.

262. 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*.

263. 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

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

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

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

265. 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).

266. 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).

267. 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.

268. 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.

269. 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.

270. 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 R1 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.

271. 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 + Adequações Ambientais	(R\$ 1.156,51)	(R\$ 5,04)	(R\$ 1.412,40)	(R\$ 145,08)	(R\$ 538,96)	(R\$ 224,65)

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

272. 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.

273. 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.

274. 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

275. 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.

276. 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 contingências possíveis trazidas na Tabela 13.

277. 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 contingência 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

278. 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 higidez e da econômico-financeira da empresa.

279. 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”.

280. 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.

281. 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.

282. 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

283. 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).

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

285. 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).

286. 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.

287. 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.

288. 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.

289. 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).

290. 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).

291. 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).

292. 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).

293. 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).

294. 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.

295. 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.

296. 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.

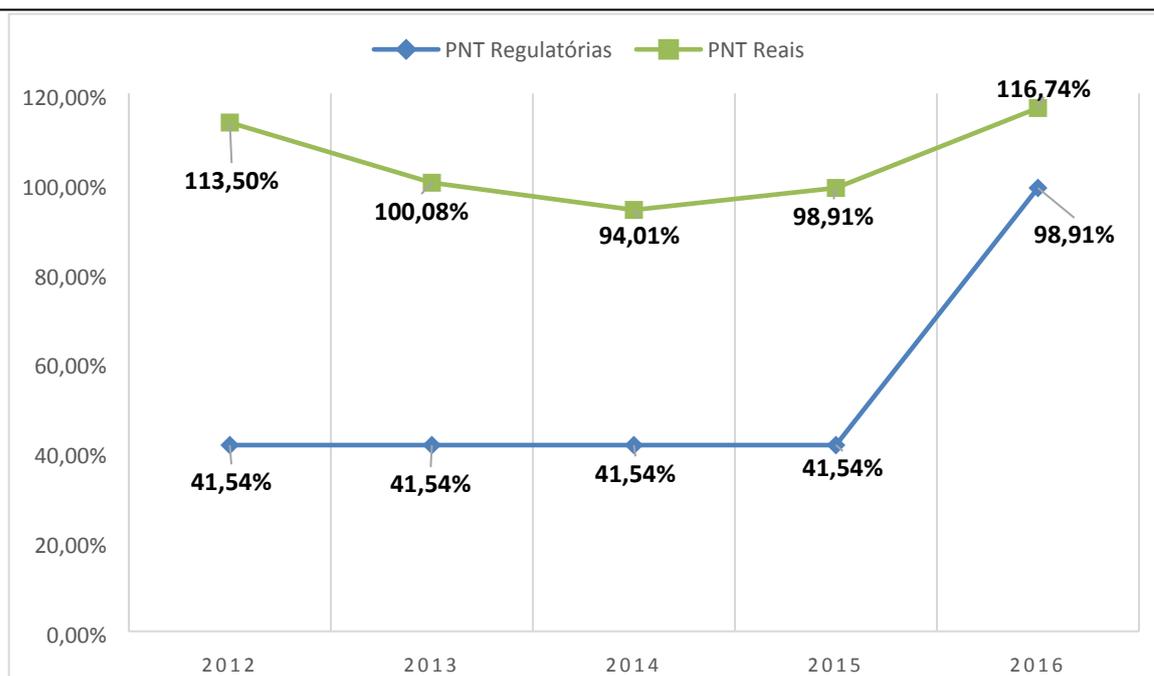


Figura 10: Histórico PNT AmE (fonte: elaboração própria com dados da peça 83, p. 38).

297. Importa informar, nessa seara, que o Acórdão 454/2017–TCU-Plenário, que trata da prestação de contas da AmE referente ao exercício de 2014, julga 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.

298. 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).

299. 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.

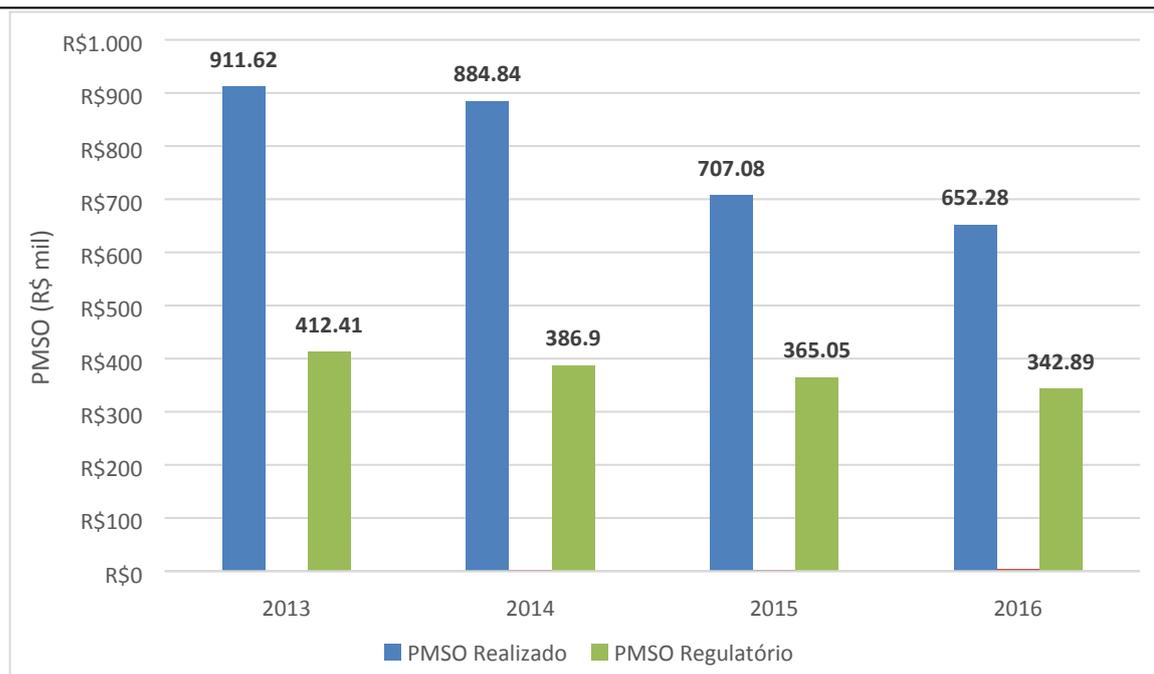


Figura 11: PMSO Realizado *versus* PMSO Regulatório AmE – 2013 a 2016 (fonte: peça 25, p. 521)

300. 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).

301. 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.

302. 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

303. 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.

304. 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).

305. 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.

306. 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.

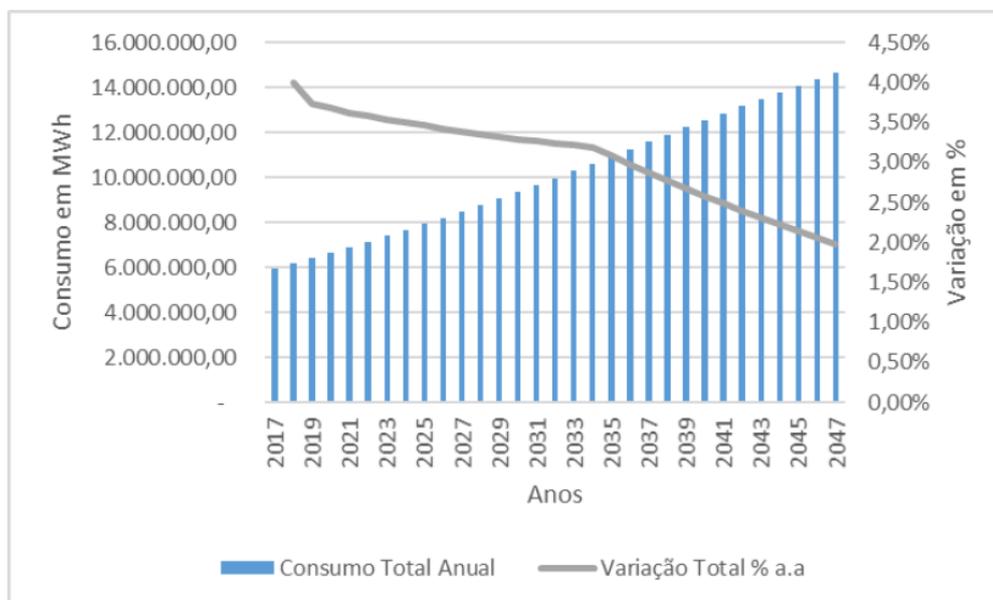


Figura 12: Valores da Projeção de Mercado AmE – Serviço A (Fonte: peça 74, p.4).

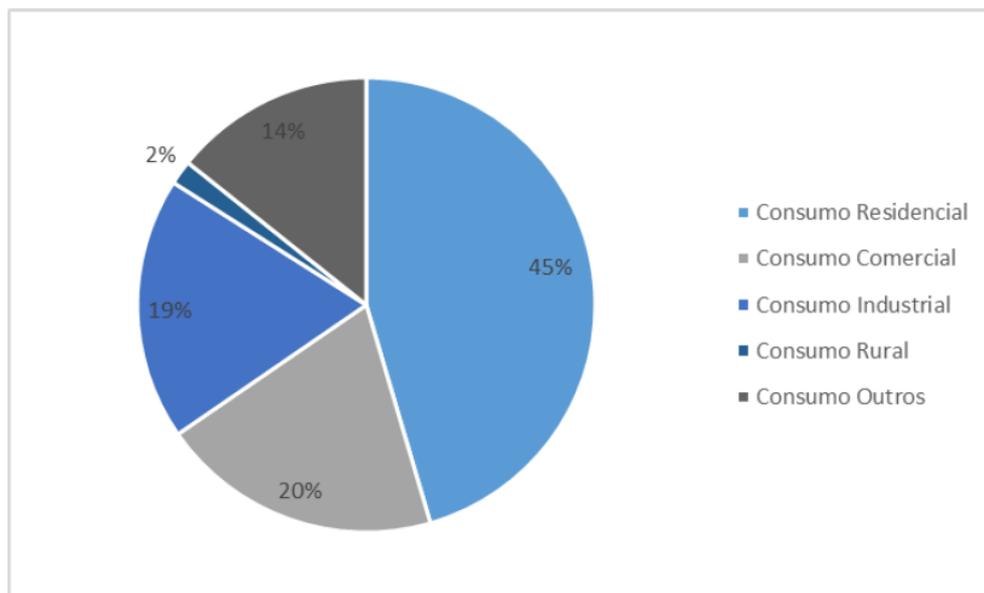


Figura 13: Composição do Mercado AmE – Serviço A (Fonte: peça 74, p.4.).

307. 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.

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

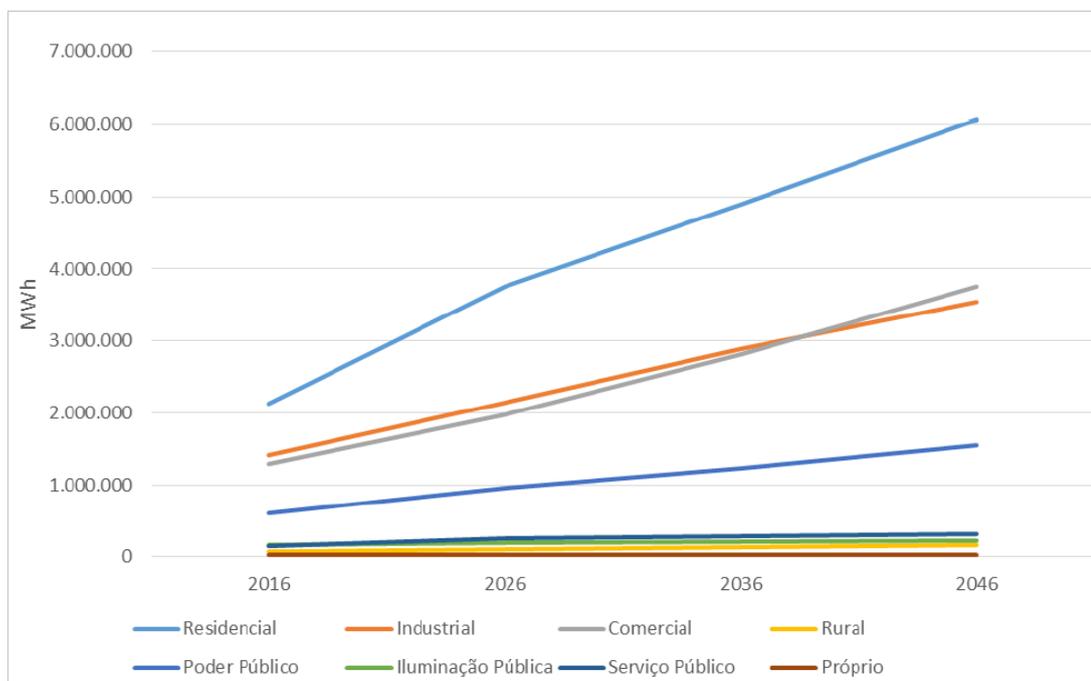


Figura 14: Valores da Projeção de Mercado AmE – Serviço B (Fonte: peça 78, p. 45).

309. 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.

310. 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.

311. 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).

312. 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.

313. 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.

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

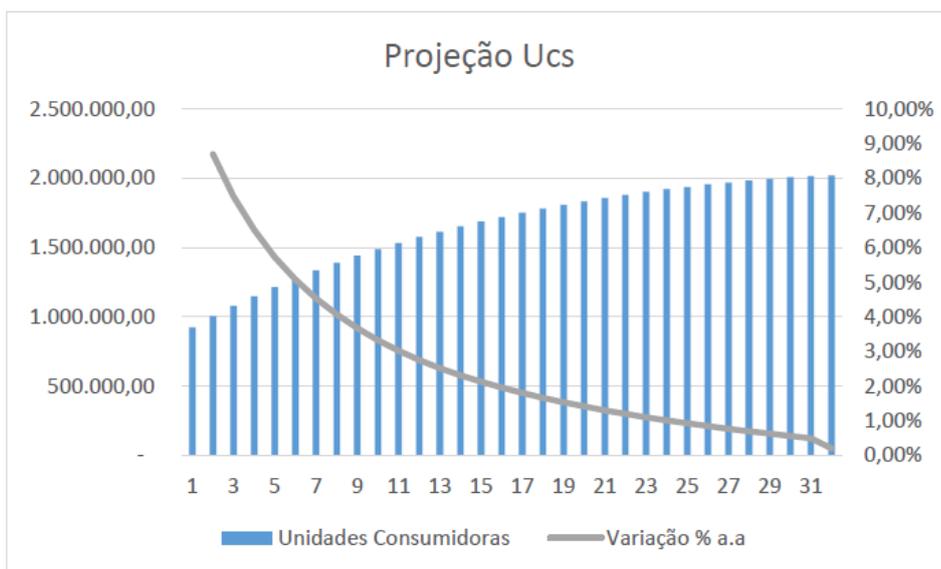


Figura 15: Valores da Projeção de UC AmE – Serviço A (Fonte: peça 74, p. 5).

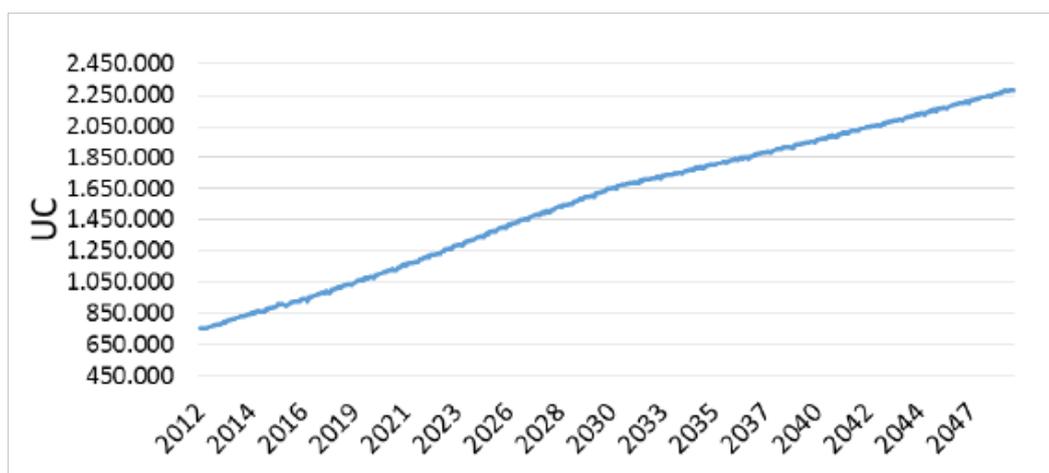


Figura 16: Valores da Projeção de UC AmE – Serviço B (Fonte: peça 78, p. 47).

315. 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.

316. 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.

317. 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).

318. 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

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

320. 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).

321. 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.

322. 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%.

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

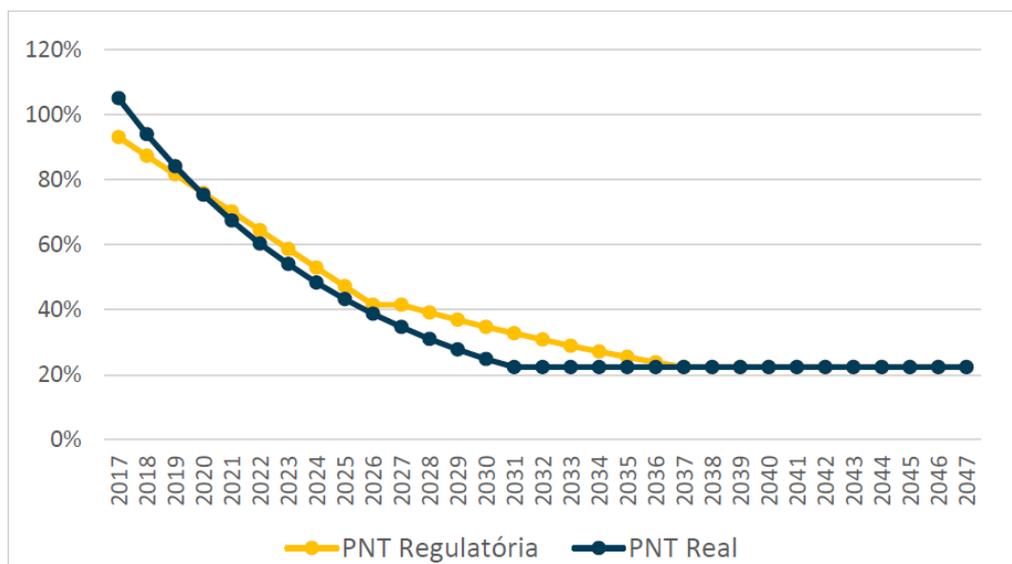


Figura 17: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – AmE – Serviço A (Fonte: peça 76, p. 3)

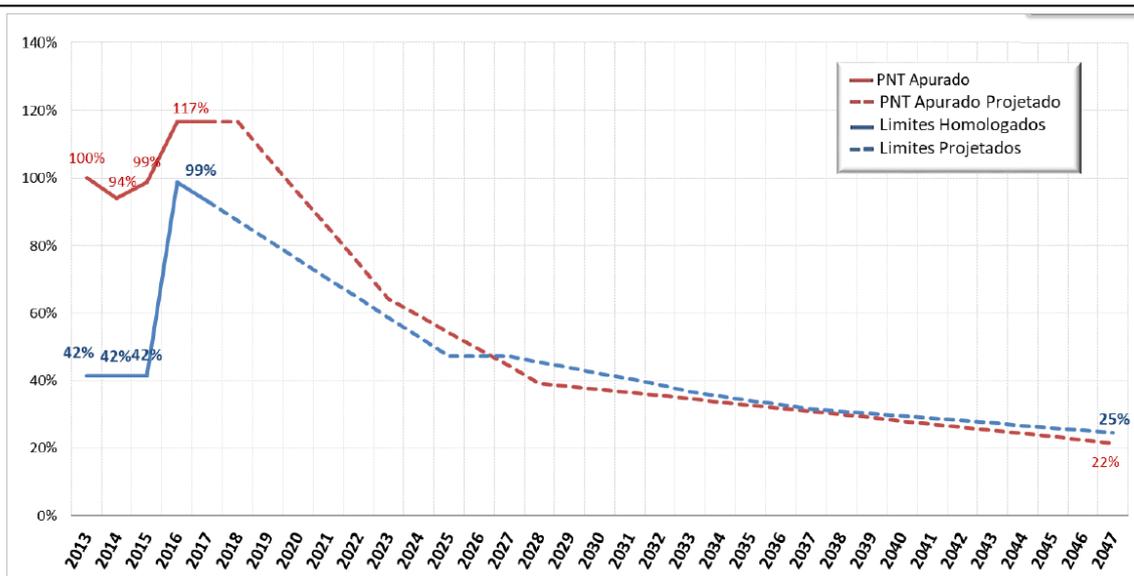


Figura 18: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias *versus* reais – AmE – Serviço B (Fonte: peça 78, p. 91).

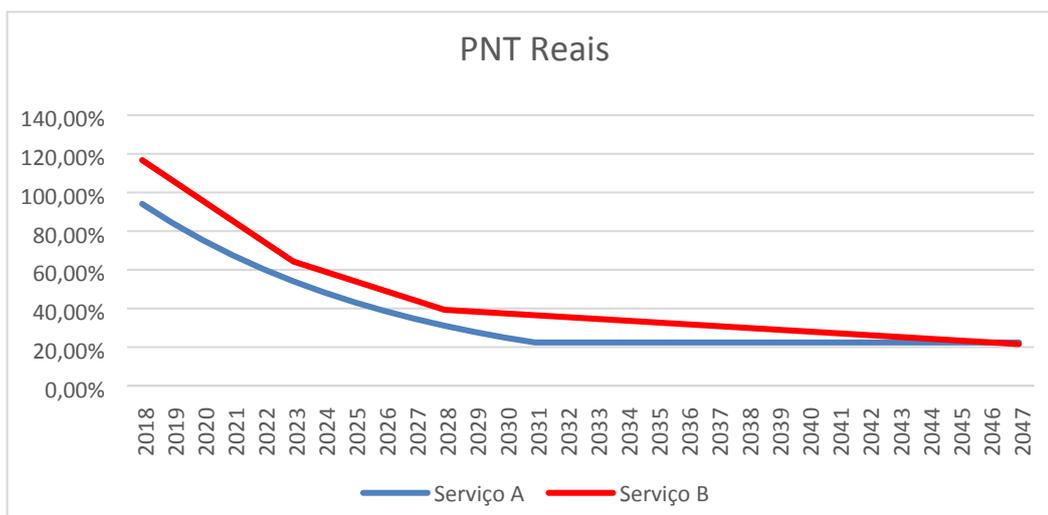


Figura 19: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – AmE (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 73, item não digitalizável, e peça 78, item não digitalizável).

324. 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).

325. 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.

326. Para o Serviço B, no ano de 2018, os índices de PNT reais se mantêm 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).

327. 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)

328. 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).

329. 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).

330. 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.

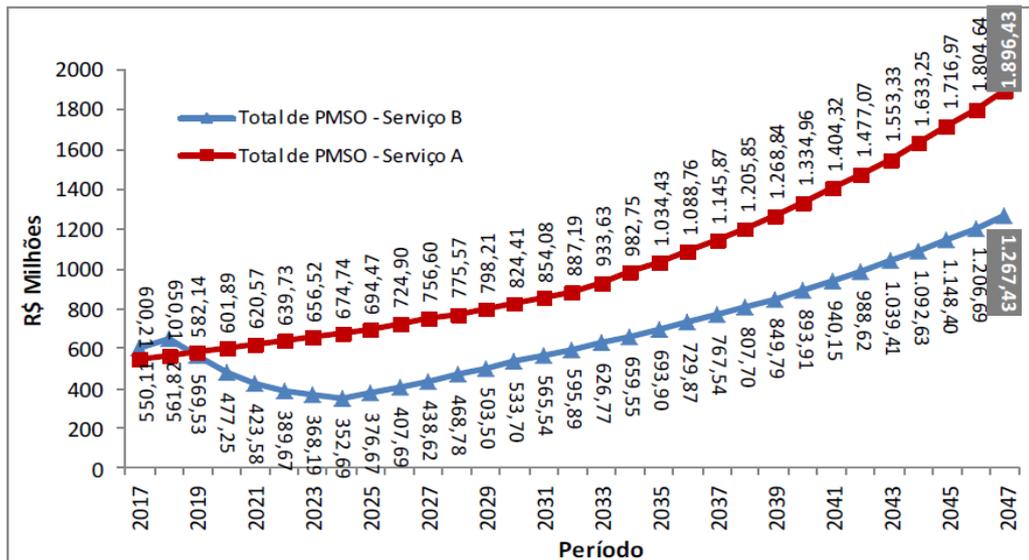


Figura 20: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – AmE (Fonte: peça 25, p. 532).

331. 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.

332. 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.

333. 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.

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

335. 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 %.

336. 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_Irrecuperáveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

337. 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).

338. 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).

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

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

341. 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

<i>Classe de Consumo</i>	<i>Meta Serviço A (%)</i>	<i>Meta Aneel no 4CRTP (%)</i>
<i>Residencial</i>	2,36	1,88
<i>Industrial</i>	1,69	1,5
<i>Comercial</i>	0,78	0,98
<i>Rural</i>	5,04	1,98
<i>Poder Público</i>	0,19	0,28
<i>Iluminação Pública</i>	0,31	0,05
<i>Serviço Público</i>	0,25	0,08
<i>Outros</i>	0,24	0,14

Fonte: peça 75, p. 49-52.

342. 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).

343. 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).

344. 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).

345. 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).

346. 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

347. 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	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	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	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	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.

348. 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.

349. 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.

350. 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

351. 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).

352. 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).

353. 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.

354. 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

355. 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.

356. 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.

357. 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.

358. 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).

359. 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).

360. 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.

361. 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).

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

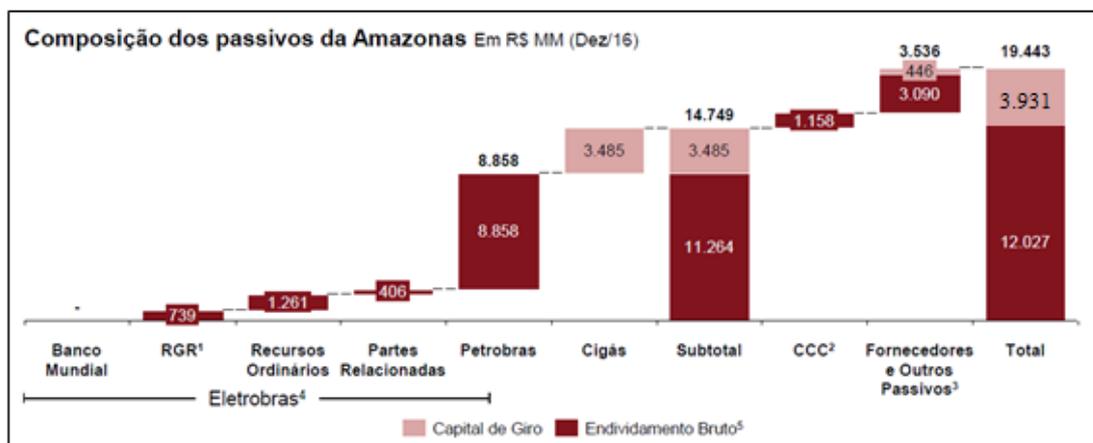


Figura 21: Composição dos passivos da Amazonas Energia (dez/2016) (Fonte: peça 79, p. 27, com correções nos valores algébricos).

363. 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.

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

365. 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
Empréstimos com a Eletrobras - Circulante	472.434	646.856	141.776	88.542
Empréstimos com a Eletrobras - Não Circulante	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				
Fornecedores de materiais e serviços nacionais (a)	4.603.744	1.465.845	3.733.502	5.937.475
Transferência para passivo não circulante	0	0	0	-2.461.012
Fornecedores - Produtores Independentes	0	313.326	337.006	336.112
Fornecedores de energia AmGT (b)	0	0	280.421	159.726
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	564	15.430	165.689	33.552
Encargos de uso da rede elétrica	0	0	6.957	11.673
Parcelamentos Petrobras (c)	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				
Parcelamentos Petrobras (c)	599.631	7.326.768	7.648.126	8.055.796
Transferência do passivo circulante	0	0	0	2.461.012
Diferença de preço da parcela do transporte do gás (e)	0	0	0	-2.364.318
Diferença do preço do óleo – Res. Aneel 427/2011 (e)	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.

366. 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	28.706
Empréstimos - CP	(141.777)	(88.542)
Empréstimos - LP	(1.185.389)	(1.898.681)
Arrendamento mercantil - CP	(132.972)	(136.662)
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	6.643	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)	(147.256)
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: balanços contábeis auditados e análise PwC.

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

367. 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).

368. 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).

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

370. 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.

371. 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 termoeletrica 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).

372. 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.

373. 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.

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

375. 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.

376. 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	-	235.020

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

377. 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.

378. 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.

379. 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.

380. Portanto, entende-se não haver dúvidas 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.

381. 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.

382. 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

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

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

383. 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.

384. 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.

385. 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.

386. 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.

387. 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.

388. 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).

389. 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>	
<i>Entreprise Value</i> - Serviço A	R\$2.687.563.915,43
<i>Entreprise Value</i> - 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
<i>Valuation</i> final	-R\$8.663.762.496,91
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$248.054.062,03
<i>Equity</i> ajustado	-R\$8.911.816.558,94
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-
<i>Equity Value</i> Final	-R\$8.911.816.558,94
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$12.060.245.607,63

Fonte: peça 79, p. 52-56.

390. 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*.

391. 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.

392. 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.

393. 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.

394. 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

395. 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.

396. 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.

397. 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.

398. 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 termoelétrica, 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.

399. 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).

400. 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.

401. 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.

402. 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.

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

404. 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

405. 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).

406. 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).

407. 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).

408. 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).

409. 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.

410. 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).

411. 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).

412. 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.

413. 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).

414. 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).

415. 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).

416. 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).

417. 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

418. 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.

419. 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.

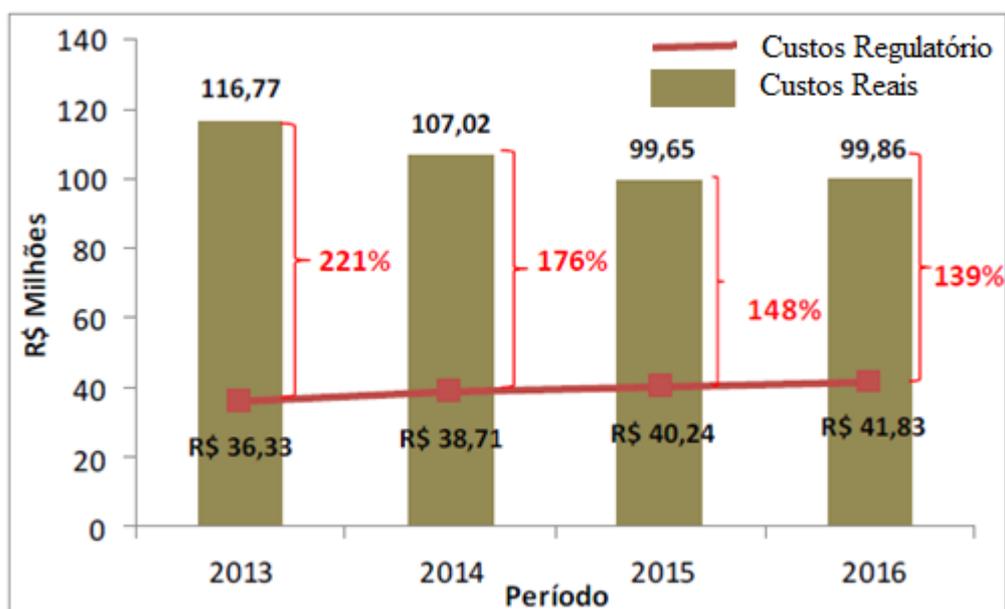


Figura 24: Comparação custos operacionais reais e regulatórios da Boa Vista entre 2013 e 2016 (fonte: peça 25, p. 598).

420. 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.

421. 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

422. 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.

423. 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).

424. 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.

425. 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).

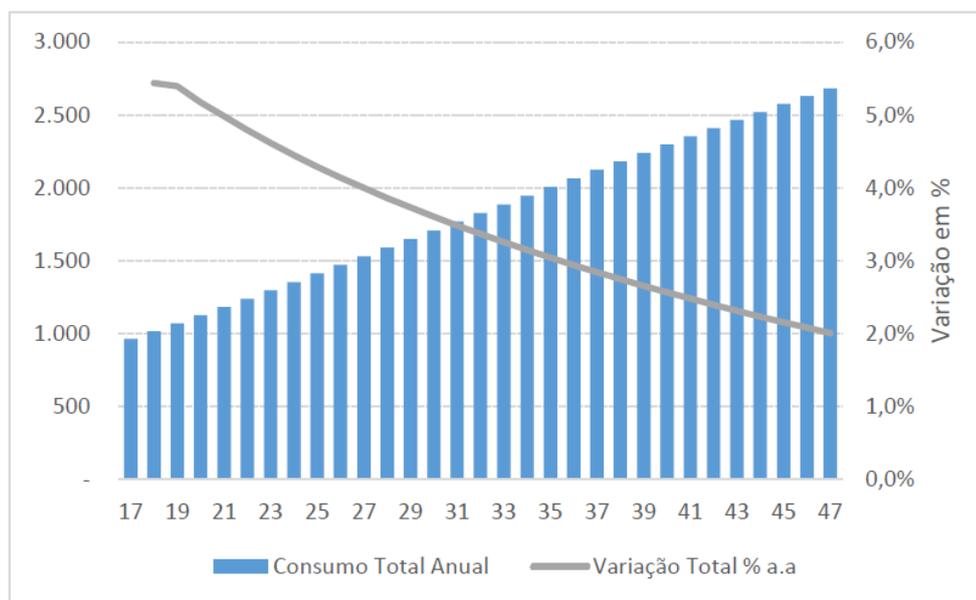


Figura 25: Valores da Projeção de Mercado da Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 86, p. 63).

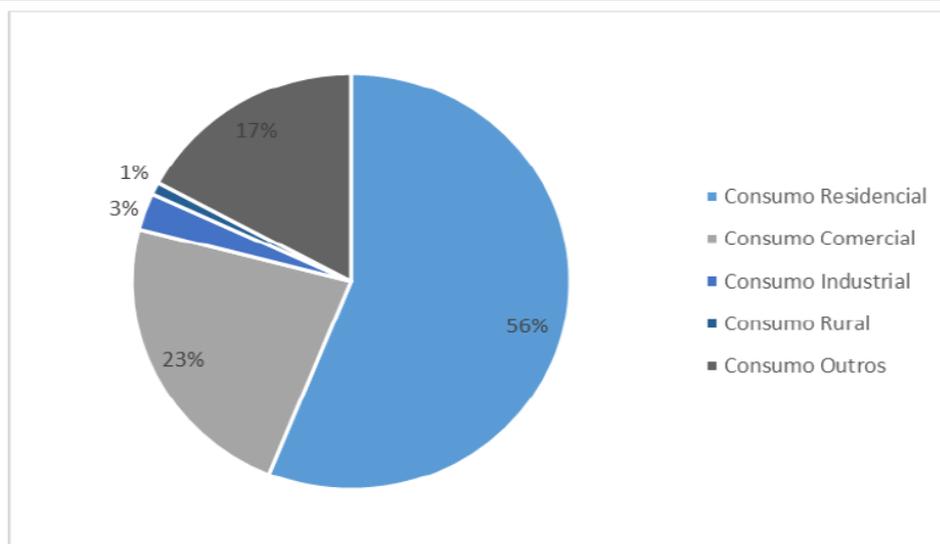


Figura 26: Composição do Mercado da Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 86, p. 62).

426. 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.

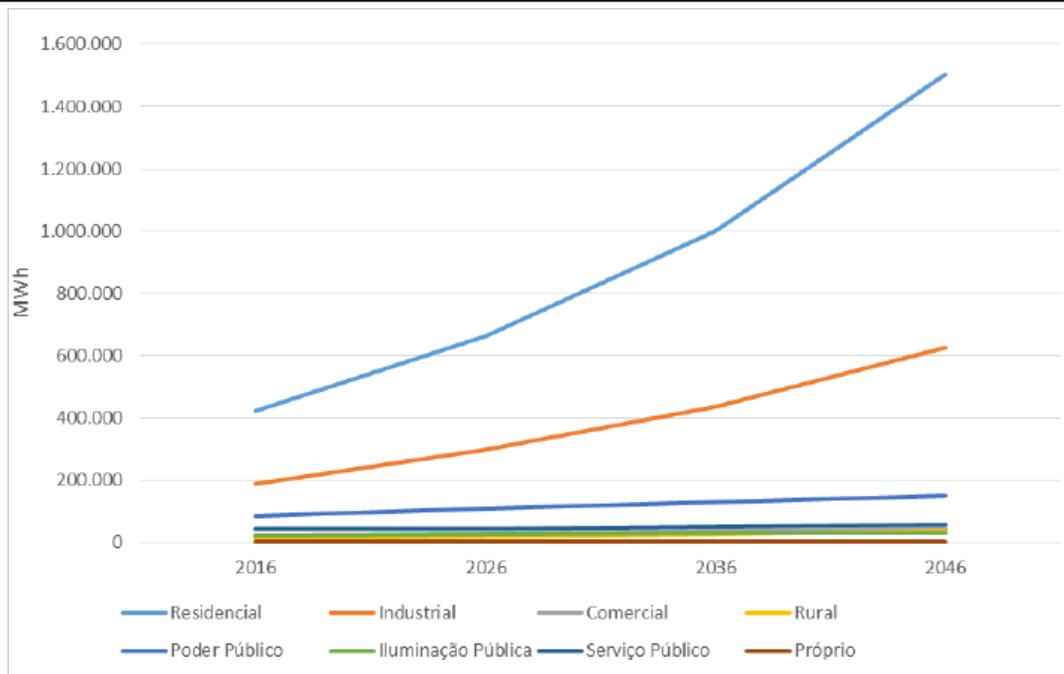


Figura 27: Valores da Projeção de Mercado da Boa Vista (capital) – Serviço B (Fonte: peça 89, p. 46).

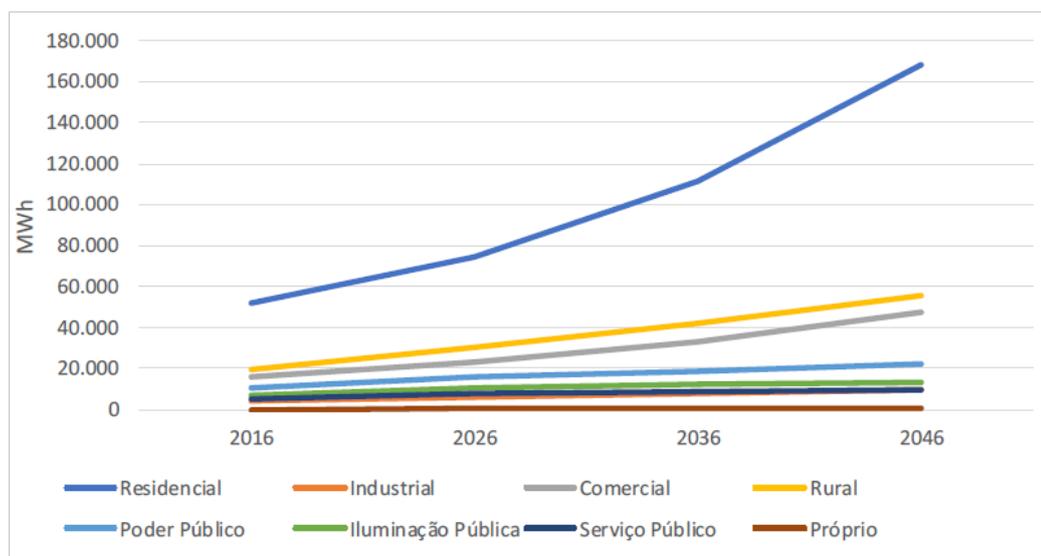


Figura 28: Valores da Projeção de Mercado da Boa Vista (Interior) – Serviço B (Fonte: peça 89, p. 48).

427. 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).

428. 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).

429. 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).

430. 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.

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

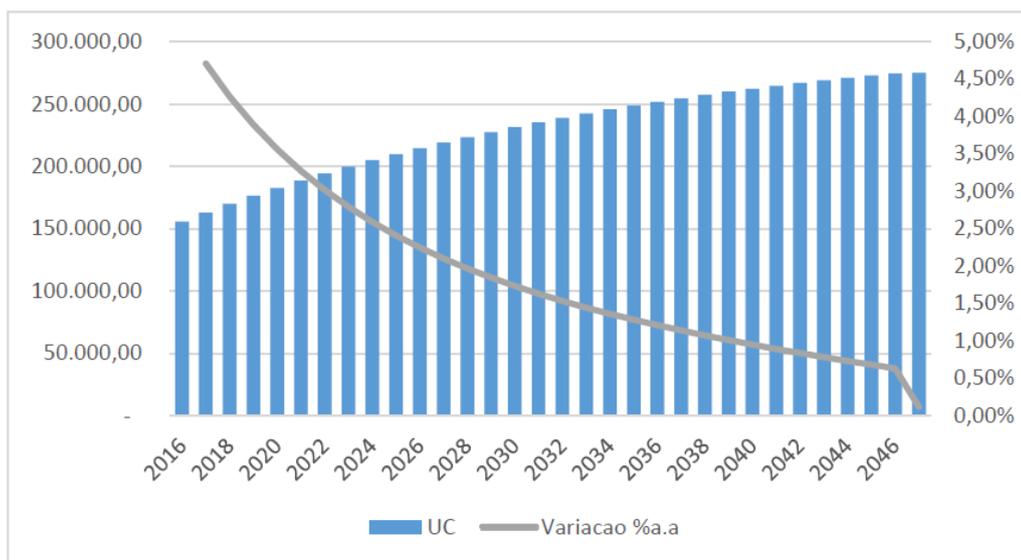


Figura 29: Valores da Projeção de UC Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 86, p. 65).

432. 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.

433. 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.

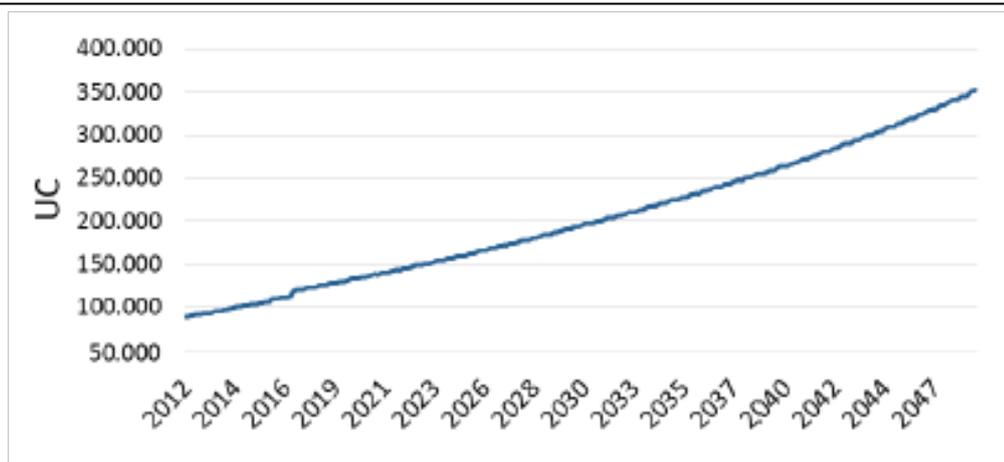


Figura 30: Valores da Projeção de UC Boa Vista– Serviço B (Fonte: peça 89, p. 50).

434. 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.

435. 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.

436. 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.

437. 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.

438. 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).

439. 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.

440. 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.

441. 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

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

443. 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).

444. 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

445. 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).

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

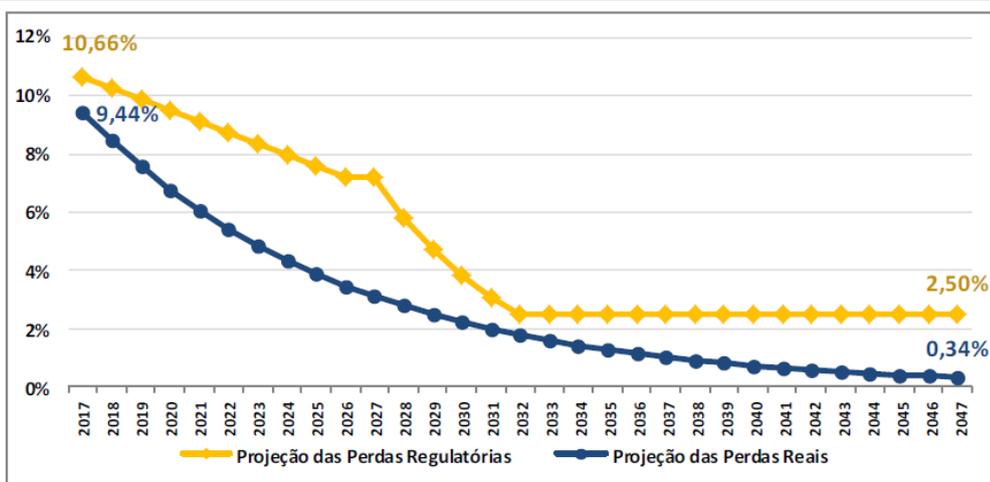


Figura 31: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias *versus* reais – Boa Vista – Serviço A (Fonte: peça 88, p. 24)

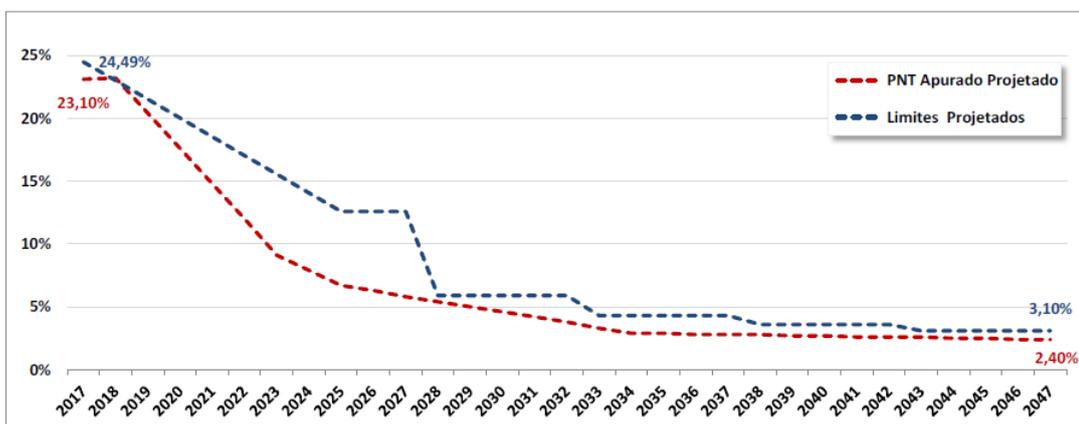


Figura 32: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias *versus* reais – Boa Vista – Serviço B (Fonte: peça 25, p. 593)

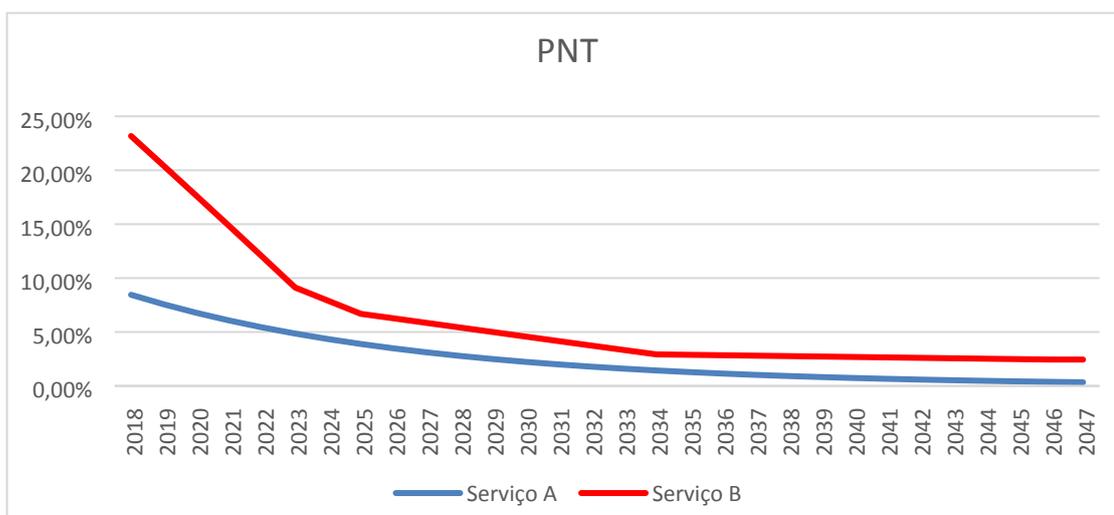


Figura 33: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Boa Vista (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 88, item não digitalizável, e peça 89, item não digitalizável).

447. 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.

448. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018 os índices de PNT reais se manterão 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%.

449. 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.

450. 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.

451. Essa diferença se deve pelo fato do Serviço A ter considerado em suas projeções apenas os referencias 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)

452. 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).

453. No caso da Boa Vista, 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 Boa Vista é de R\$ 31.521.350 (data base de novembro de 2016).

454. 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.

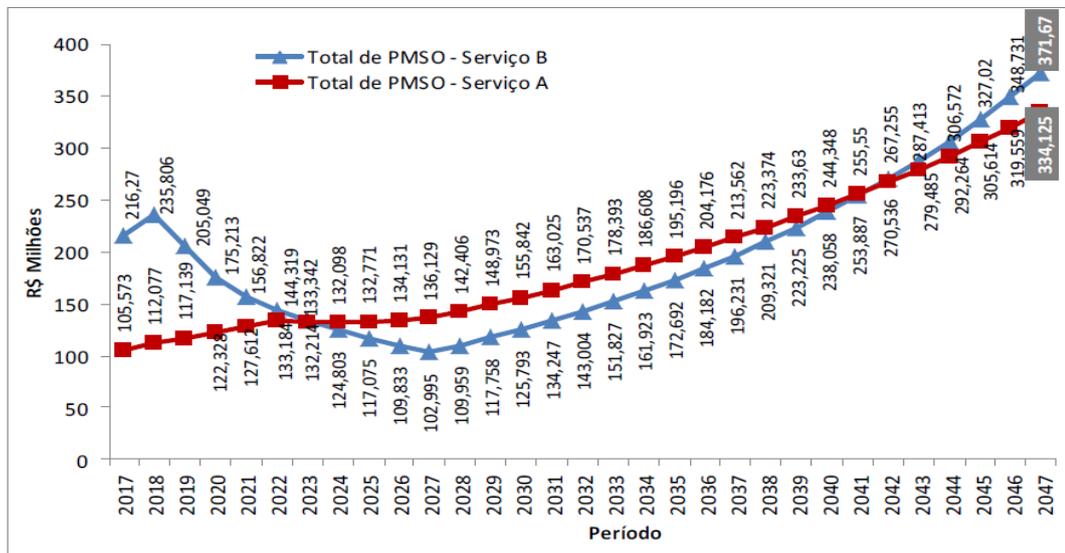


Figura 34: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Boa Vista (Fonte: peça 25, p. 609).

455. 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.

456. 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.

457. 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.

458. 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.

459. 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.

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

461. 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.

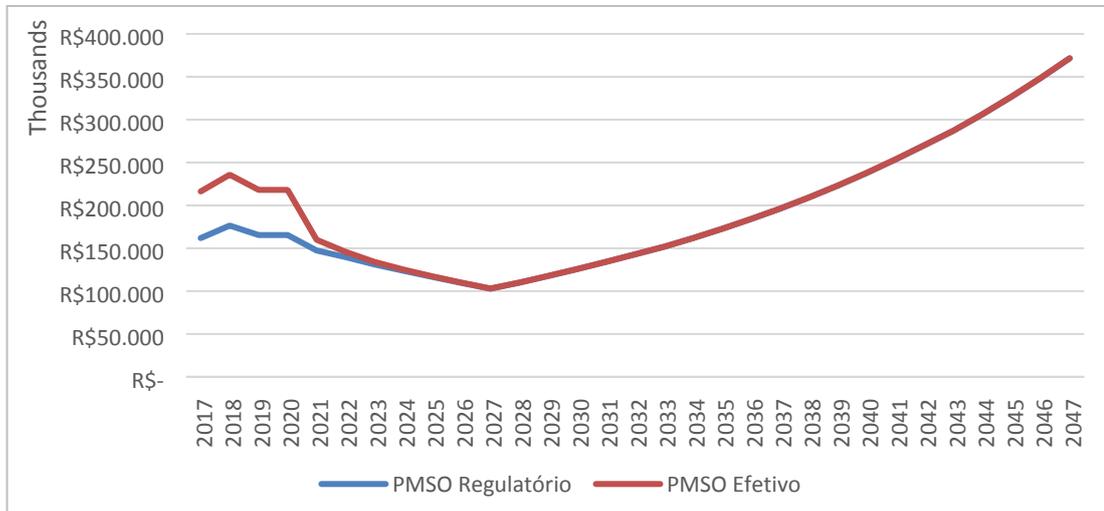


Figura 35: PMSO efetivo *versus* PMSO regulatório para Boa Vista – Serviço B (fonte: elaboração própria com dados da peça 89, item não digitalizável).

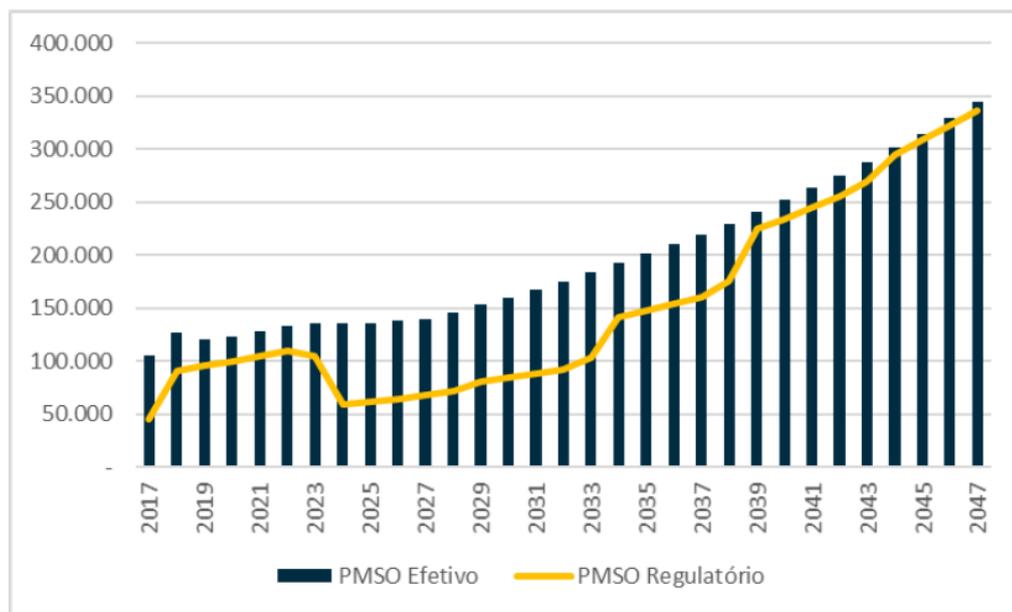


Figura 36: PMSO efetivo *versus* PMSO regulatório para Boa Vista – Serviço A (fonte: peça 88, p. 37).

462. 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.

463. 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.

464. 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.

465. 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 %.

466. 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_Irrecuperaveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

467. 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).

468. 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.

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

470. 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

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

Fonte: peça 88, p. 17-19.

471. 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).

472. 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).

473. 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).

474. 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).

475. 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

476. 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.

477. 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.

478. 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 consequentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.

479. 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 108. 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

480. 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.

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

482. 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.

483. 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.

484. 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

485. 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).

486. 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.

487. 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 KPMG.

488. 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).

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

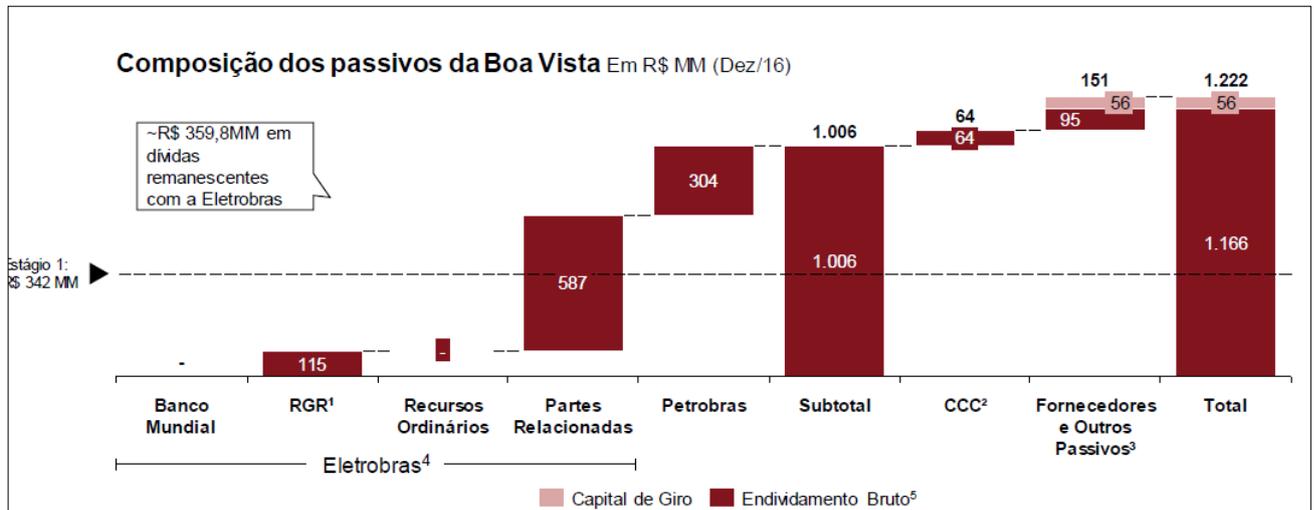


Figura 37: Composição dos passivos da Boa Vista (+Cerr) em dez/2016 (Fonte: peça 80, p. 21).

490. 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.

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

492. 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 Pw C.

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

493. 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.

494. 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.

495. 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).

496. 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.

497. 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).

498. 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.

499. Portanto, entende-se não haver dúvidas 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.

500. 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.

501. 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

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

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

502. 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.

503. 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

504. 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.

505. 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

<i>Boa vista</i>	
<i>Entreprise Value</i> - Serviço A	R\$565.617.124,98
<i>Entreprise Value</i> - 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
<i>Valuation</i> final	-R\$305.222.563,45
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	- R\$36.847.922,75
<i>Equity</i> ajustado	-R\$342.070.486,20
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	-
<i>Equity Value</i> Final	-R\$342.070.486,20
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$465.696.747,78

Fonte: peça 79, p. 52-56.

506. 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*.

507. 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.

508. 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.

509. 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

510. 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).

511. 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).

512. 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.

513. 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).

514. 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 canais 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).

515. 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).

516. 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).

517. 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).

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

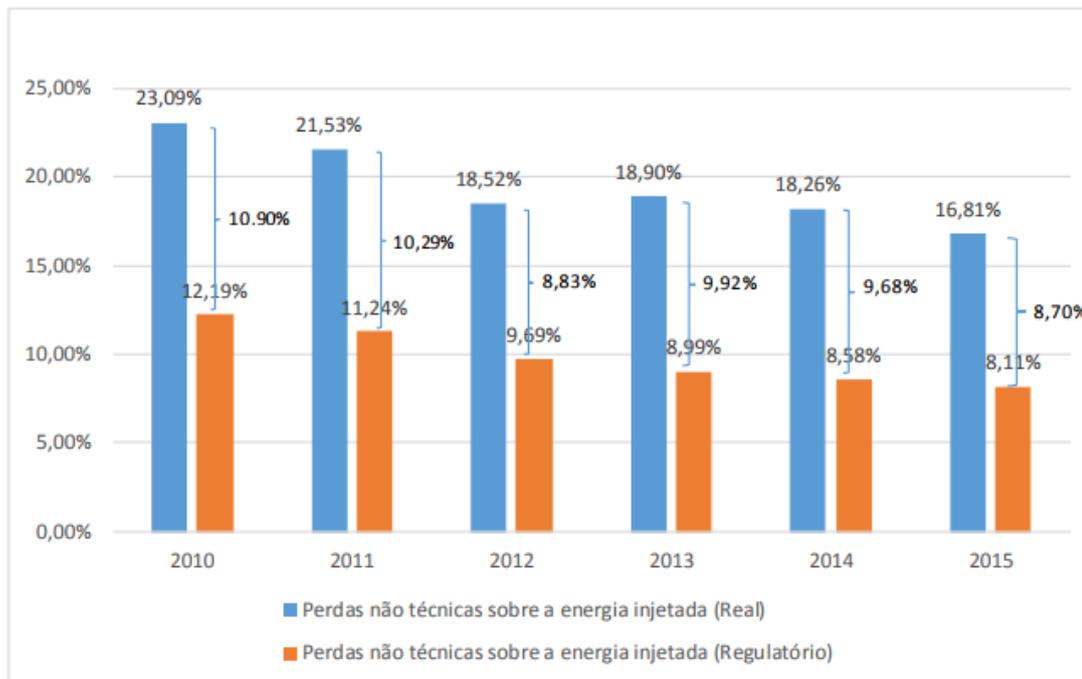


Figura 39: Histórico de PNT Reais e Regulatórias – Ceal (fonte: peça 145, p. 29).

519. 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.

520. 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.

521. 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

522. 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.

523. 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.

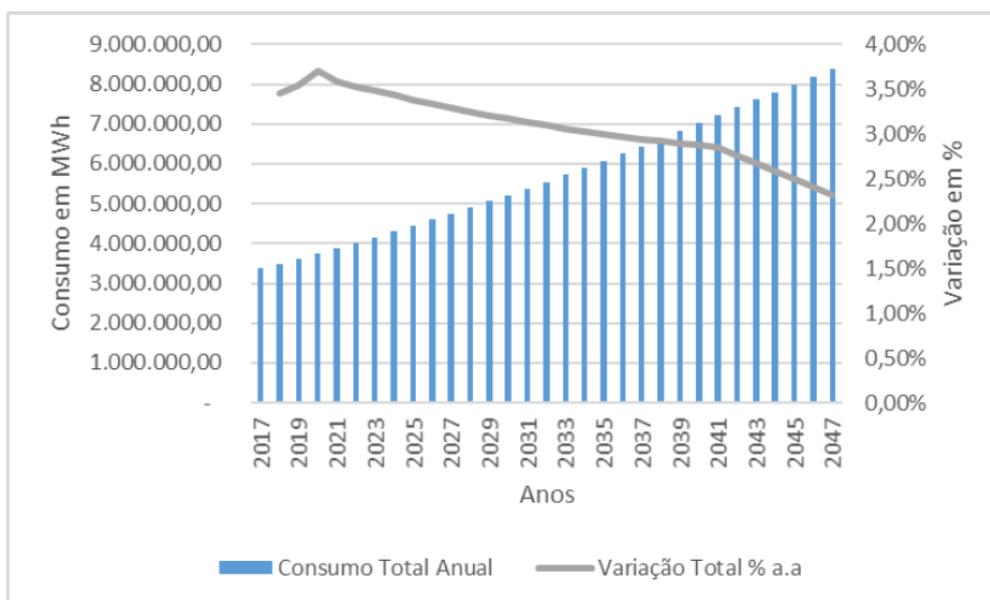


Figura 40: Valores da Projeção de Mercado da Ceal – Serviço A (Fonte: peça 97, p. 61).

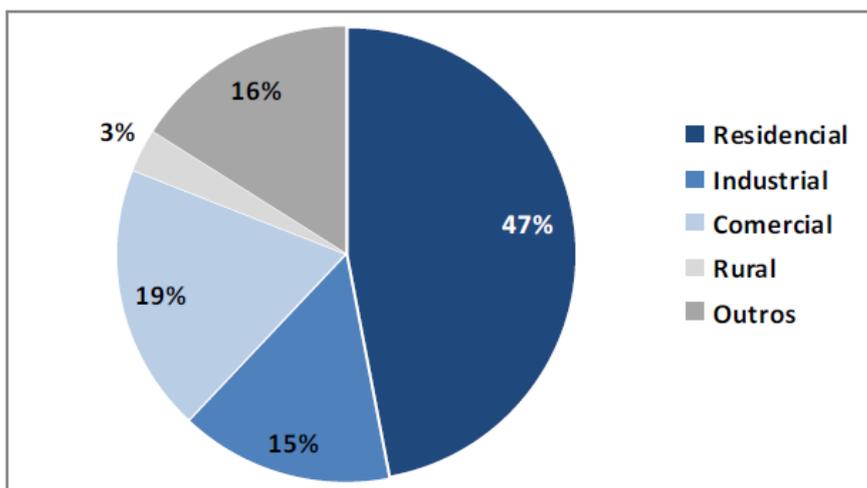


Figura 41: Composição do Mercado da Ceal– Serviço A (Fonte: peça 97, p. 60).

524. 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).

525. 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.

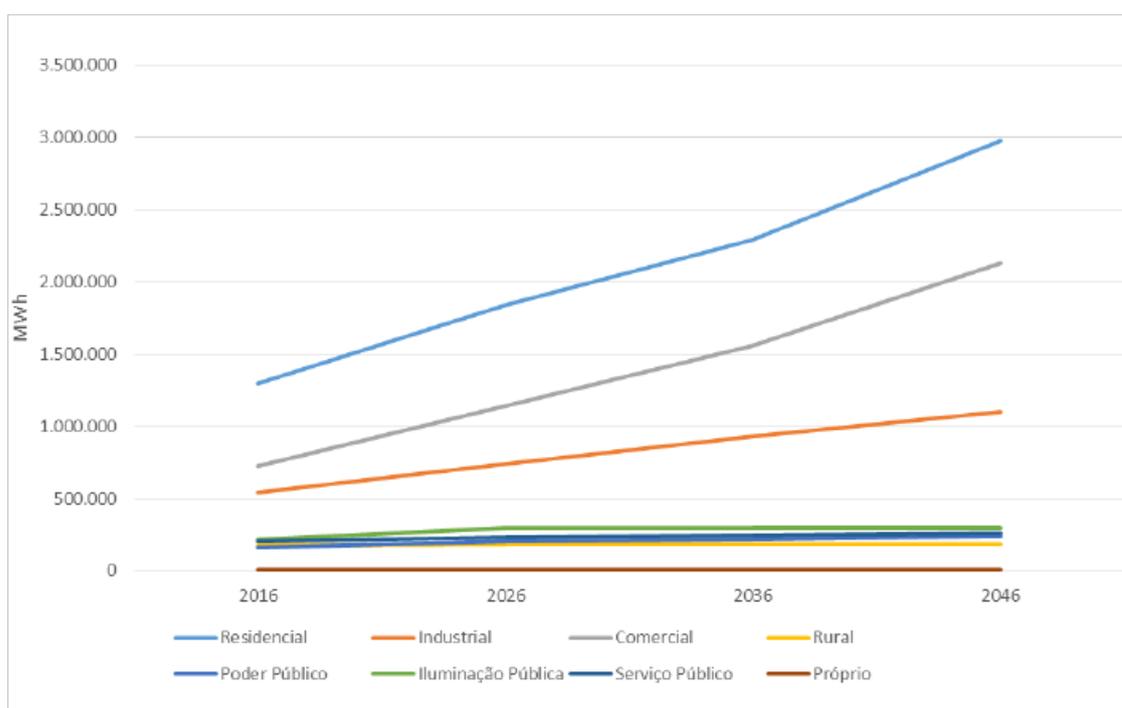


Figura 42: Valores da Projeção de Mercado da Ceal – Serviço B (Fonte: peça 100, p.39).

526. 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.

527. 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.

528. 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).

529. 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.

530. 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.

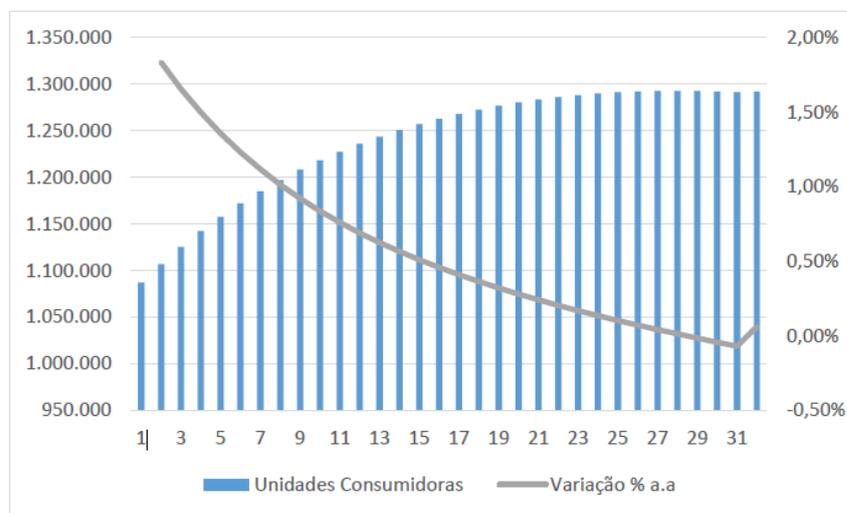


Figura 43: Valores da Projeção de UC Ceal – Serviço A (Fonte: peça 97, p. 62).

531. 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.

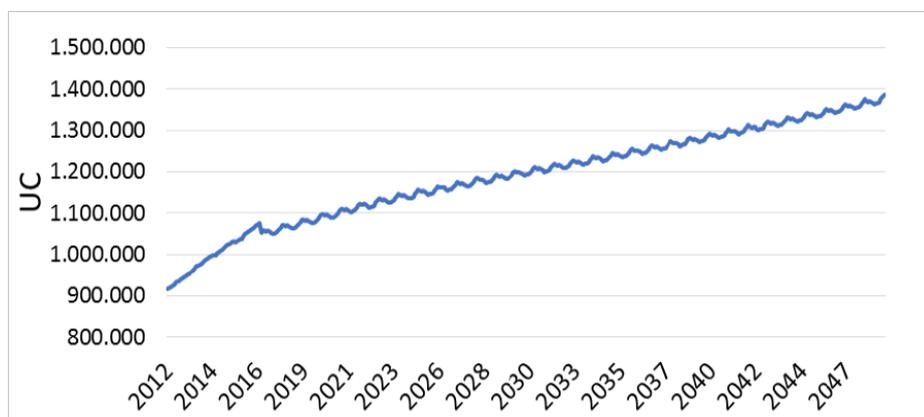


Figura 44: Valores da Projeção de UC Ceal– Serviço B (Fonte: peça 100, p. 41).

532. 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.

533. 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.

534. 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).

535. 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

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

537. 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).

538. 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.

539. 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.

540. 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%.

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

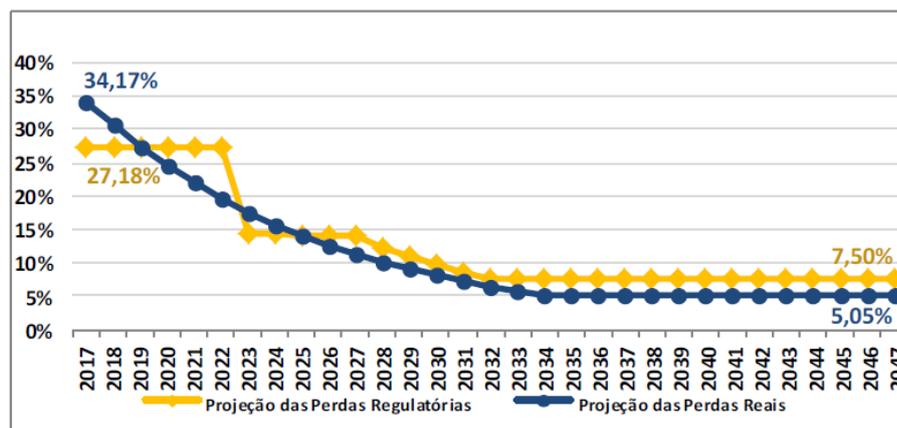


Figura 45: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceal – Serviço A (Fonte: peça 99, p. 24)

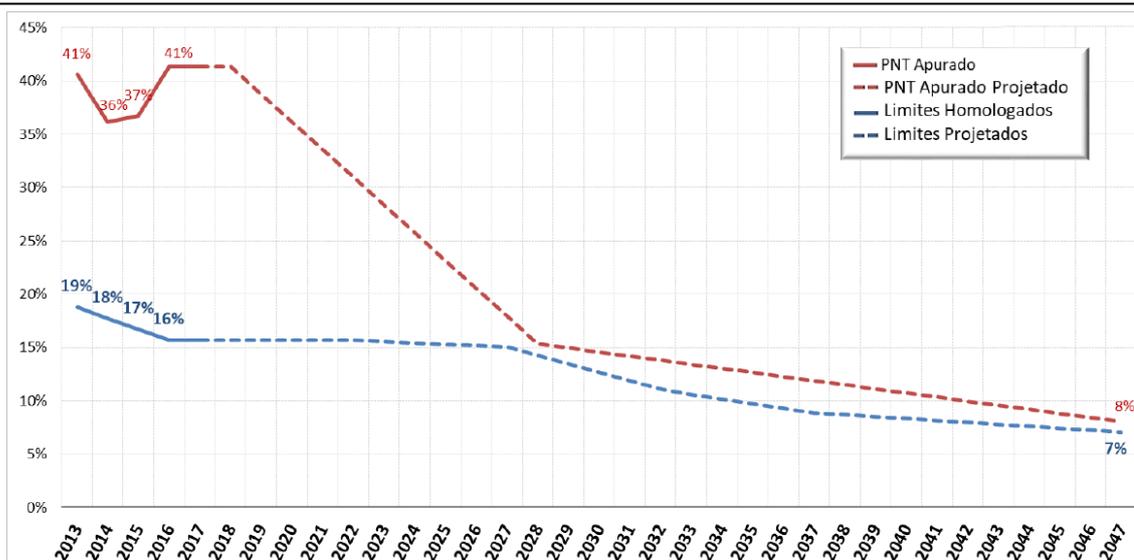


Figura 46: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceal – Serviço B (Fonte: peça 100, p. 85).

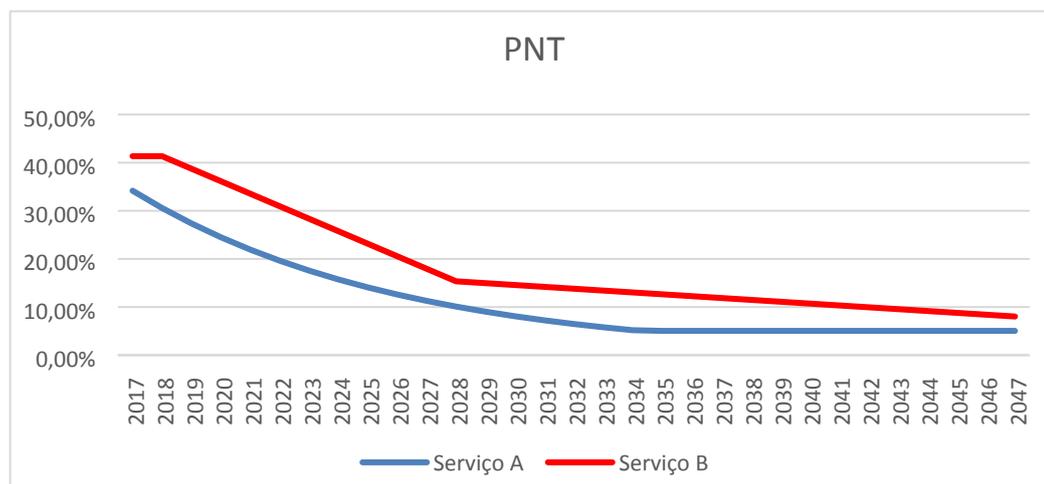


Figura 47: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Ceal (Fonte: Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 99, item não digitalizável, e peça 100, item não digitalizável).

542. 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.

543. 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.

544. 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)

545. 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).

546. 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).

547. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Ceal, realizada pelos Serviços A e B.

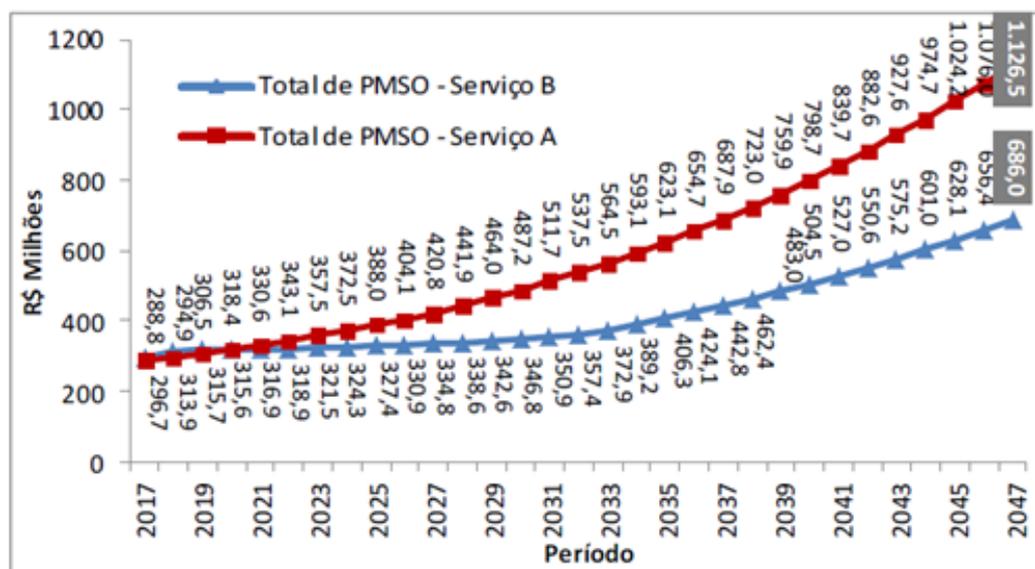


Figura 48: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Ceal (Fonte: peça 25, p. 684).

548. 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.

549. 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.

550. 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.

551. 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.

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

553. 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 %.

554. 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_Irrecuperaveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

555. 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).

556. 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).

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

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

559. 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

<i>Classe de Consumo</i>	<i>Meta Serviço A (%)</i>	<i>Meta Aneel no 4CRTP (%)</i>
<i>Residencial</i>	2,36	1,14
<i>Industrial</i>	1,69	0,78
<i>Comercial</i>	0,78	0,55
<i>Rural</i>	5,04	1,07
<i>Poder Público</i>	0,19	0,20
<i>Iluminação Pública</i>	0,31	0,01
<i>Serviço Público</i>	0,25	0,02
<i>Outros</i>	0,24	0,08

Fonte: peça 99, p. 15-17.

560. 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).

561. 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).

562. 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).

563. 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).

564. 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

565. 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.

566. 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.

567. 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.

568. 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.

569. 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

570. 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).

571. 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).

572. 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.

573. 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

574. 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).

575. 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).

576. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Ceal (peça 152).

577. 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).

578. A Figura 49 detalha o endividamento bruto da Ceal, com data base de dezembro de 2016.

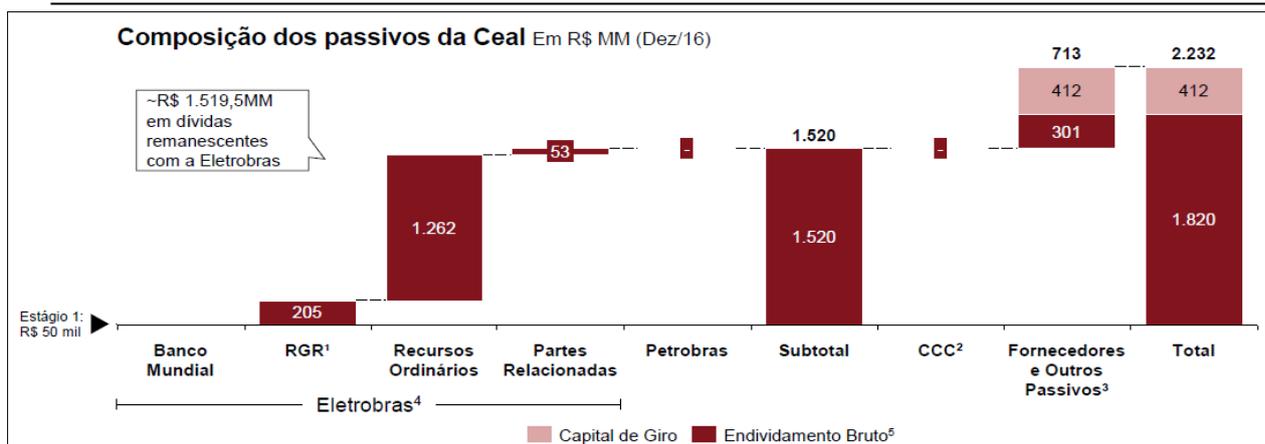


Figura 49: Composição dos passivos da Ceal em dez/2016 (Fonte: peça 101, p. 23).

579. 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.

580. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 152), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

581. 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).

582. 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.

583. 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%).

584. 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.

585. 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%.

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

587. 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.

588. Portanto, entende-se não haver dúvidas 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.

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

590. 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.

591. 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.

592. 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

593. 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).

594. 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).

595. 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).

596. 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).

597. 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).

598. 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.

Tabela 44: Resultado da avaliação – Ceal

<i>Ceal</i>	
<i>Entreprise Value</i> - Serviço A	R\$1.994.373.551,48
<i>Entreprise Value</i> - 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
<i>Valuation</i> final	-R\$890.096.393,85
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$3.563.184,05 +R\$1.279.460.698,21*
<i>Equity</i> ajustado	R\$385.801.120,32
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	99,2%
<i>Equity Value</i> 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.

599. 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.

600. 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.

601. 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.

602. 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.

603. 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

604. 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).

605. 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).

606. 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.

607. 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).

608. 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).

609. 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).

610. 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).

611. 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).

612. 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).

613. 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).

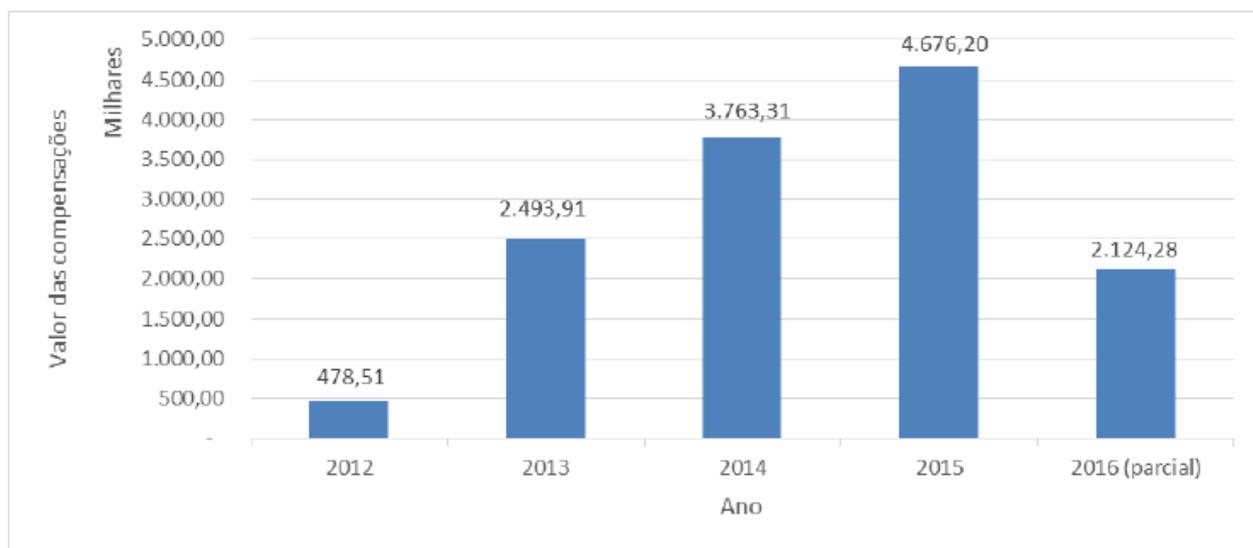


Figura 51: Valor das compensações pago pela Cepisa por não atingimento dos índices de qualidade entre 2012 e 2016 (fonte: peça 146, p. 15).

614. 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).

615. 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).

616. 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.

617. 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.

618. 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

619. 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.

620. 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.

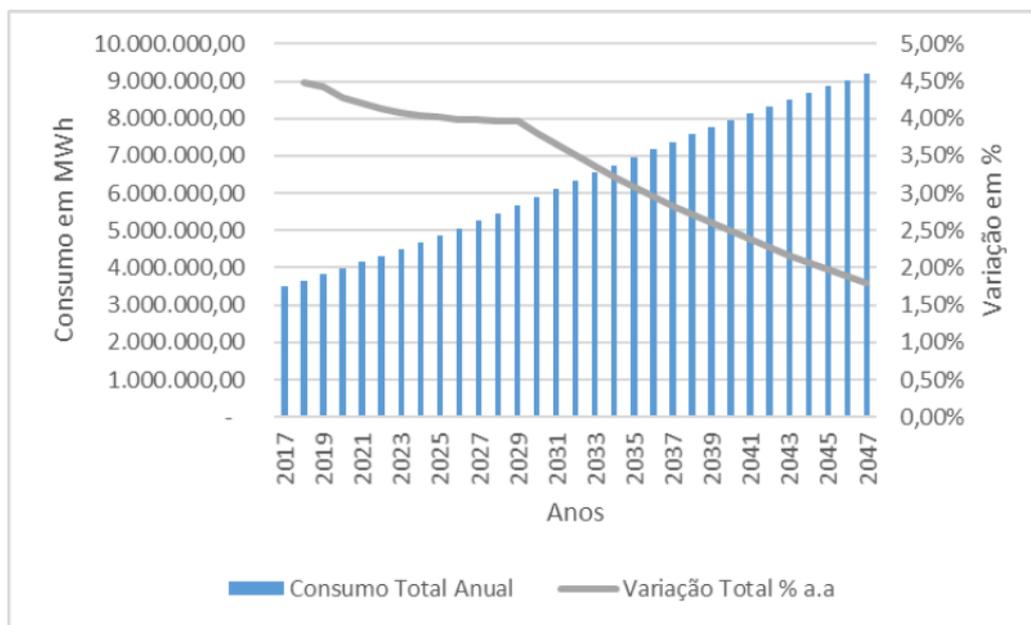


Figura 52: Valores da Projeção de Mercado da Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 108, p. 58).

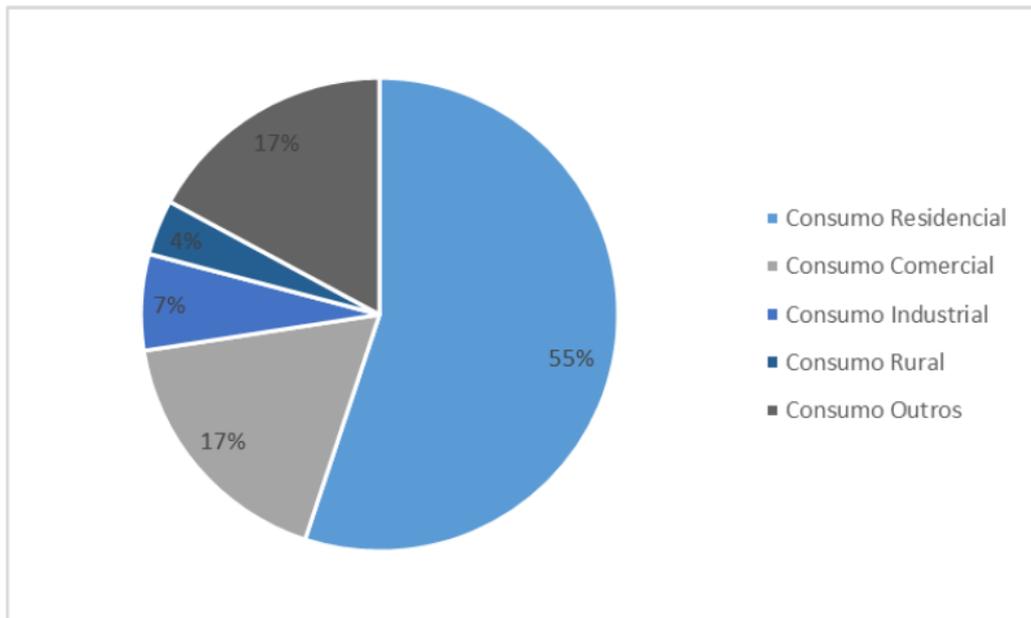


Figura 53: Composição do Mercado da Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 108, p. 58).

621. 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).

622. 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.

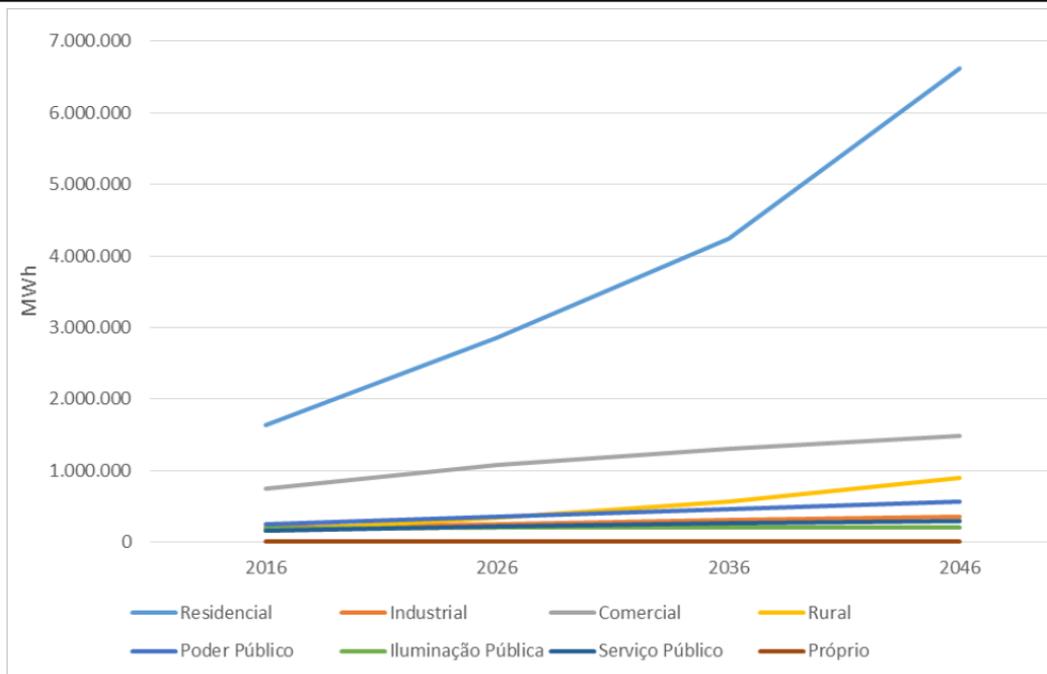


Figura 54: Valores da Projeção de Mercado da Cepisa – Serviço B (Fonte: peça 111, p. 39).

623. 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.

624. 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.

625. 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.

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

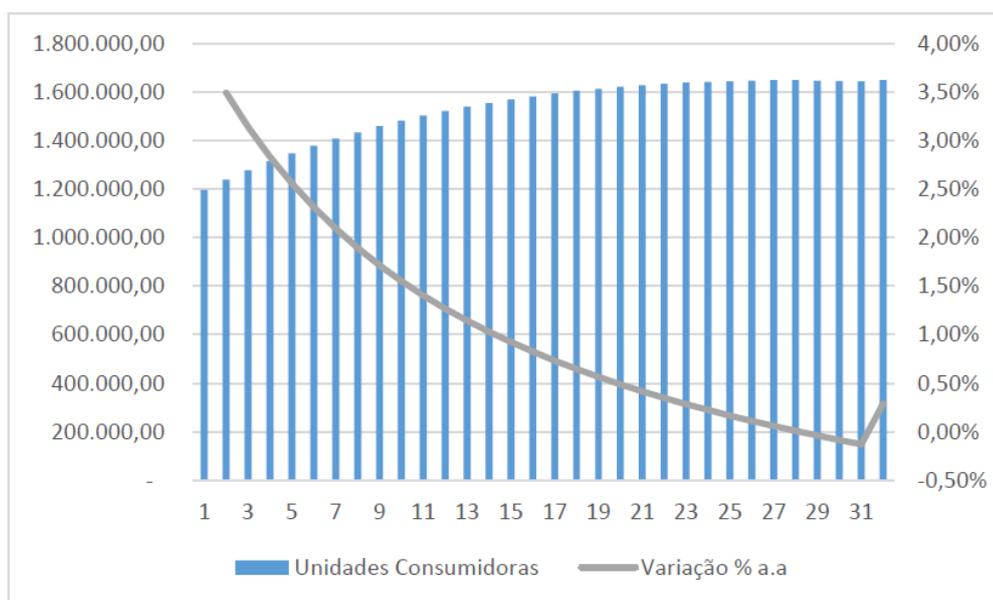


Figura 55: Valores da Projeção de UC Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 108, p. 59).

627. 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.

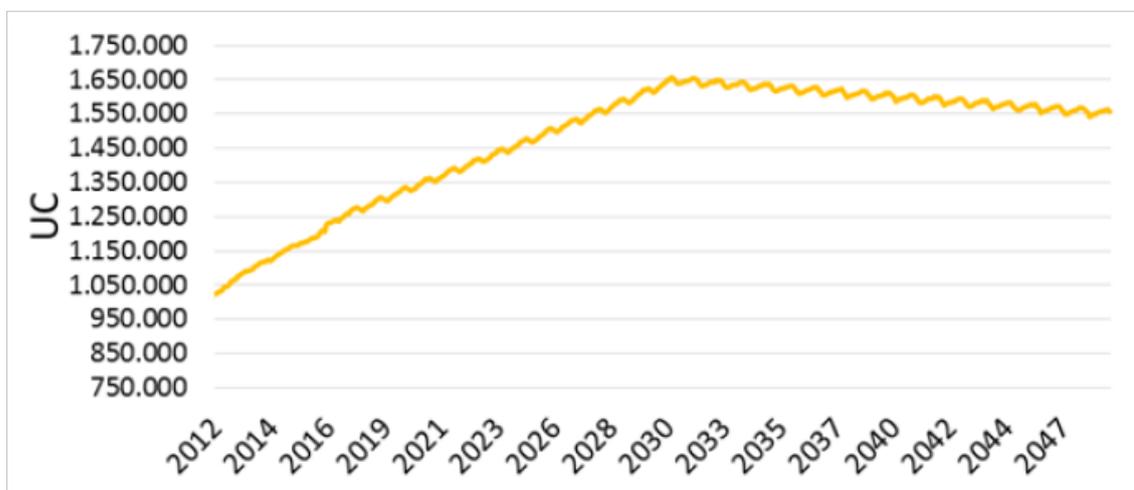


Figura 56: Valores da Projeção de UC Cepisa– Serviço B (Fonte: peça 111, p. 42).

628. 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.

629. 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.

630. 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.

631. 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).

632. 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

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

634. 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).

635. 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.

636. 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.

637. 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%.

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

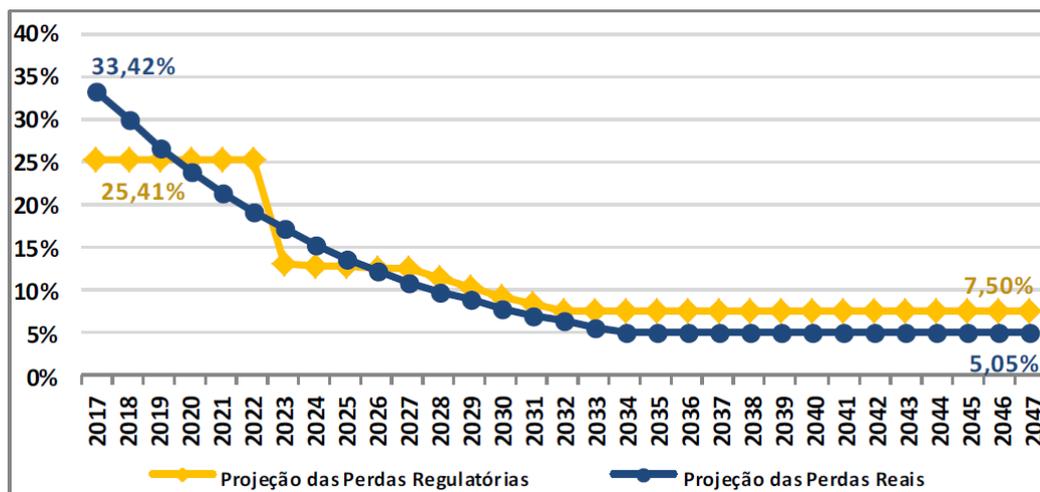


Figura 57: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Cepisa – Serviço A (Fonte: peça 110, p. 23)

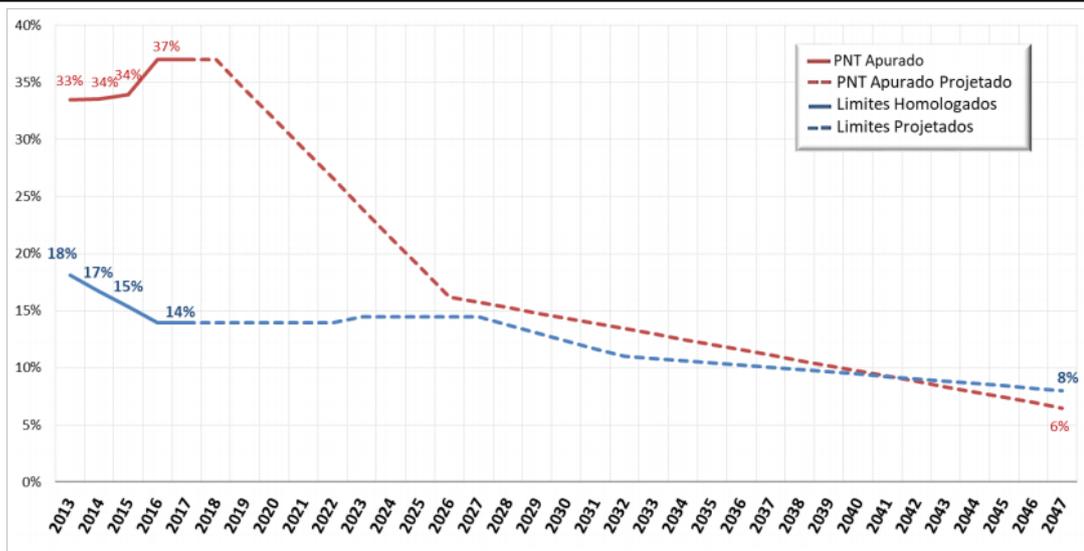


Figura 58: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Cepisa – Serviço B (Fonte: peça 111, p. 86).

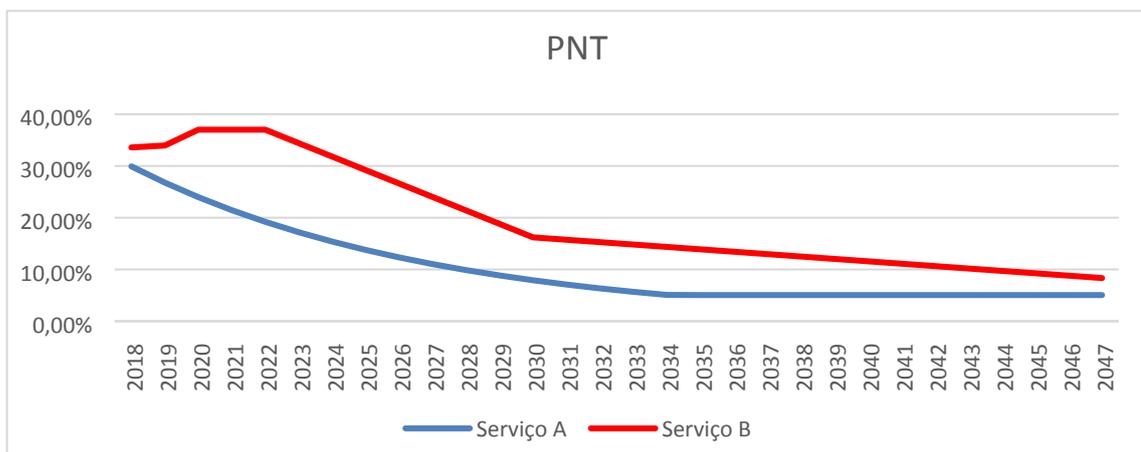


Figura 59: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Cepisa (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras (peça 110, item não digitalizável, e peça 111, item não digitalizável).

639. 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.

640. 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%.

641. 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)

642. 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).

643. 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).

644. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Cepisa, realizada pelos Serviços A e B, conforme descrição no item I.1.3.

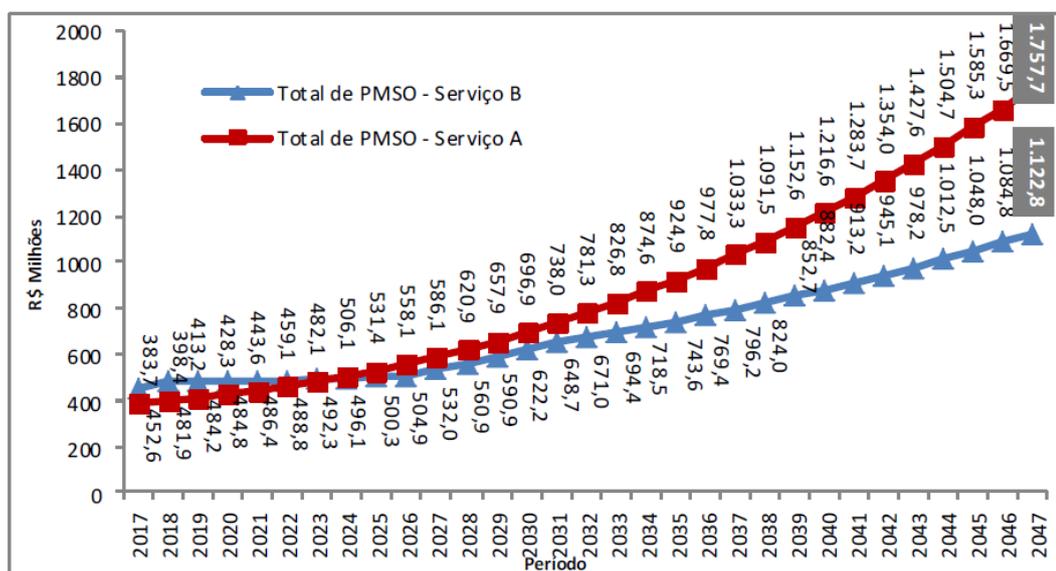


Figura 60: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Cepisa (Fonte: peça 25, p. 759).

645. 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.

646. 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.

647. 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.

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

649. 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 %.

650. 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_Irrecuperaveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

651. 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).

652. 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).

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

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

655. 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>	2,36	1,29
<i>Industrial</i>	1,69	0,94
<i>Comercial</i>	0,78	0,55
<i>Rural</i>	5,04	1,18
<i>Poder Público</i>	0,19	0,22
<i>Iluminação Pública</i>	0,31	0,05
<i>Serviço Público</i>	0,25	0,05
<i>Outros</i>	0,24	0,01

Fonte: peça 110, p. 15-18.

656. 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).

657. 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).

658. 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).

659. 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).

660. 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

661. 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.

662. 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.

663. 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.

664. 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.

665. 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

666. 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).

667. 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).

668. 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%.

669. 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.

670. 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

671. 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).

672. 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).

673. 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.

674. 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).

675. A Figura 61 detalha o endividamento bruto da Cepisa, com data base de dezembro de 2016.

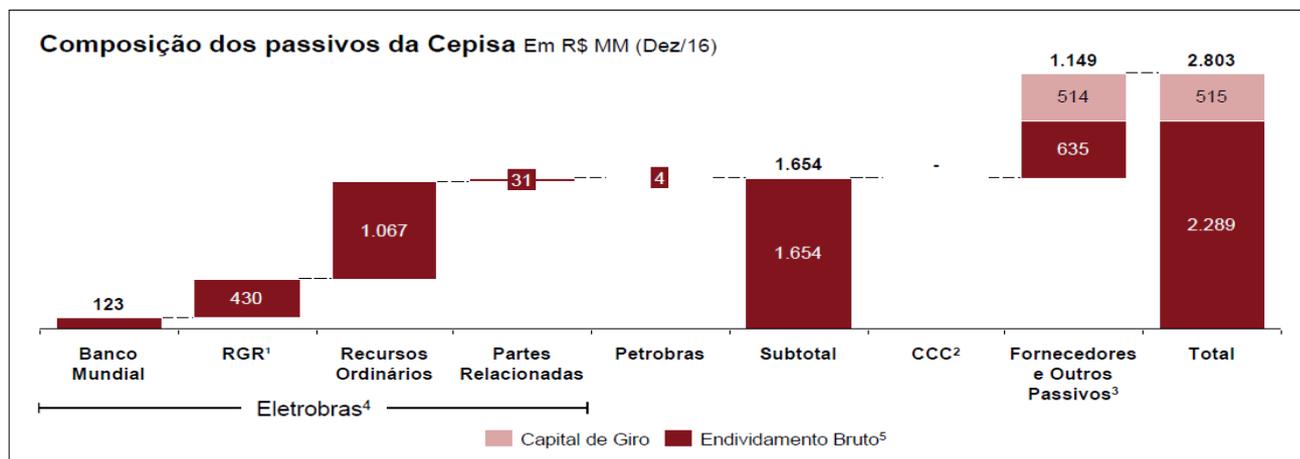


Figura 61: Composição dos passivos da Cepisa dez/2016 (Fonte: peça 112, p. 20).

676. 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%).

677. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 153), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

678. 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).

679. 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
Empréstimos com a Eletrobras - Circulante	189.988	330.198	564.013	297.113
Empréstimos com a Eletrobras - Não Circulante	595.916	690.460	654.293	1.322.520
Empréstimos Instituições Financeiras - Circulante	681	0	2.214	5.683
Empréstimos Instituições Financeiras - Não Circulante	0	29.063	47.932	45.066
Outros	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.

680. Os dados da tabela para 2016 (R\$ 1,7 bilhão) correspondem aos dos estudos conduzidos pelo Serviço B (Figura 61).

681. 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.

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

683. 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.

684. 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.

685. 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).

686. 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.

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

688. 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.

689. 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.

690. 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

691. 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).

692. Dentre a análise realizada, a auditoria jurídica identificou 2 ações que necessitavam de ajuste na provisão da distribuidora, nos valores de R\$ 718.845,00e R\$ 24.186.968,94 (peça 114, p. 111).

693. 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).

694. 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).

695. 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).

696. 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

<i>Cepisa</i>	
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
<i>Valuation final</i>	R\$293.668.184,69
Ajustes do balanço consolidados (junho 2017)	-R\$10.247.743,93
<i>Equity ajustado</i>	R\$283.420.440,76
Ajuste de redução da flexibilização tarifária	61,3%
<i>Equity Value Final</i>	0
Valor de Liquidação para Eletrobras	-R\$740.112.396,38

Fonte: peça 112, p. 46-50.

697. 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.

698. 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.

699. 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.

700. 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

701. 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).

702. 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).

703. 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.

704. 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 Termoeletricas (UTE) à óleo diesel (peça 127, p. 17).

705. 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).

706. 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)

707. 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).

708. 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.

709. 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.

710. 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

711. 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.

712. 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.

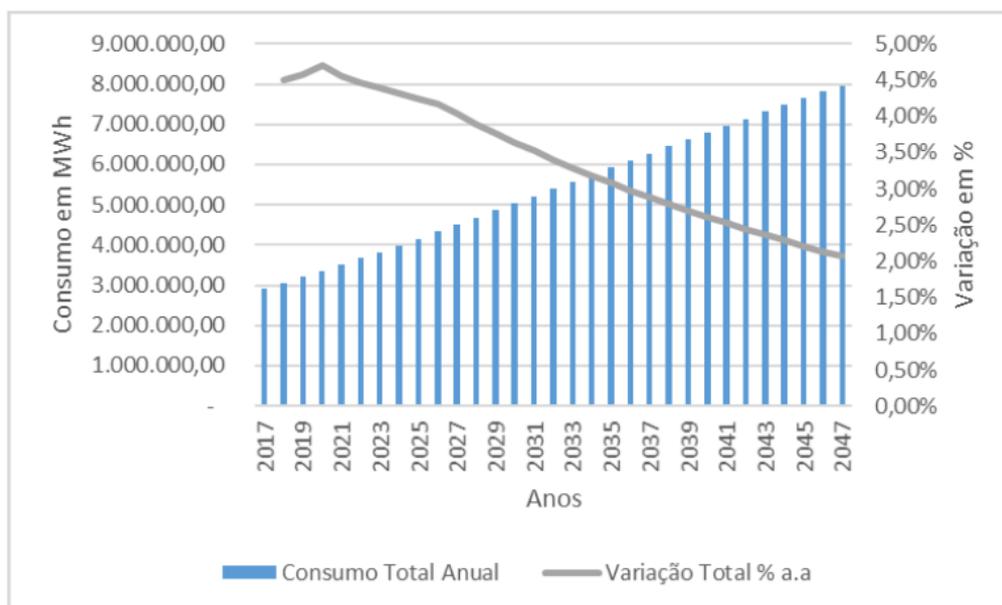


Figura 63: Valores da Projeção de Mercado da Ceron – Serviço A (Fonte: peça 119, p. 59).

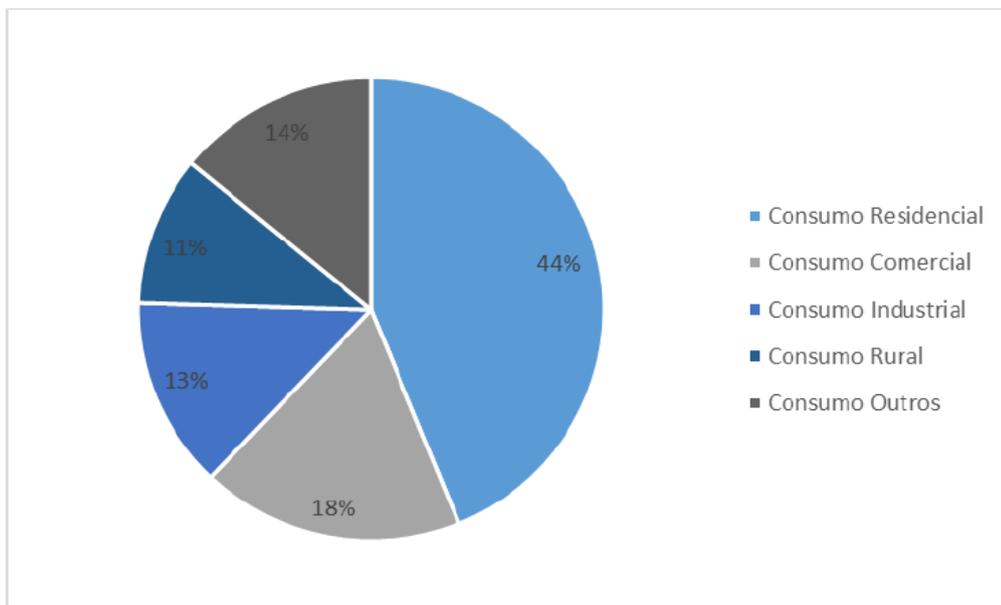


Figura 64: Composição do Mercado da Ceron – Serviço A (Fonte: peça 119, p. 59).

713. 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).

714. 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.

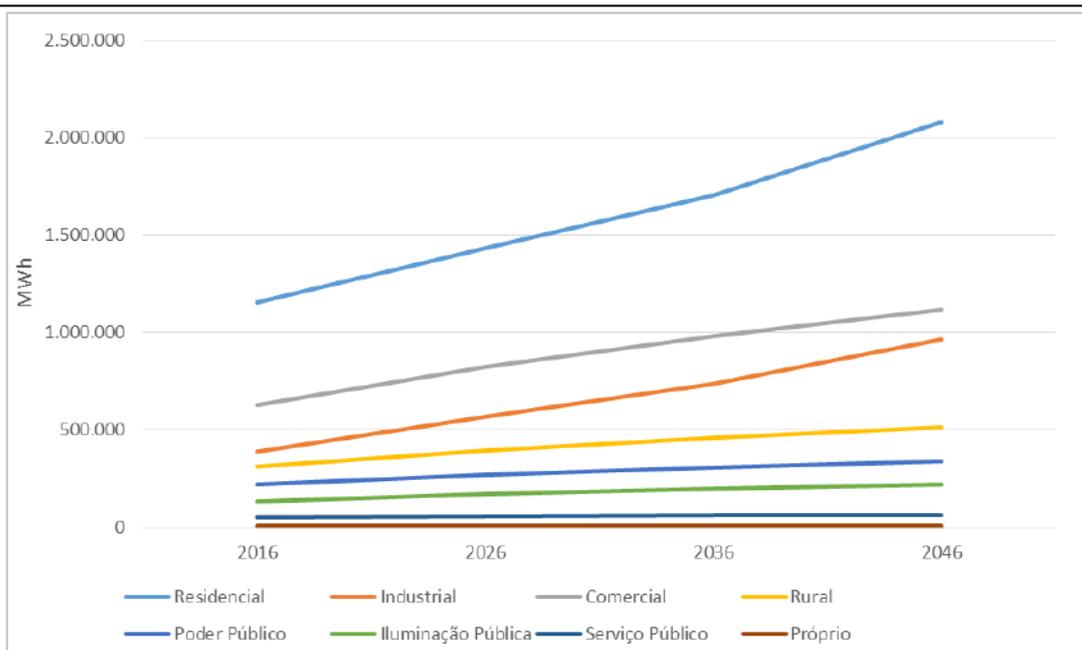


Figura 65: Valores da Projeção de Mercado da Ceron – Serviço B (Fonte: peça 122, p. 40).

715. 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.

716. 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.

717. 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.

718. 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.

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

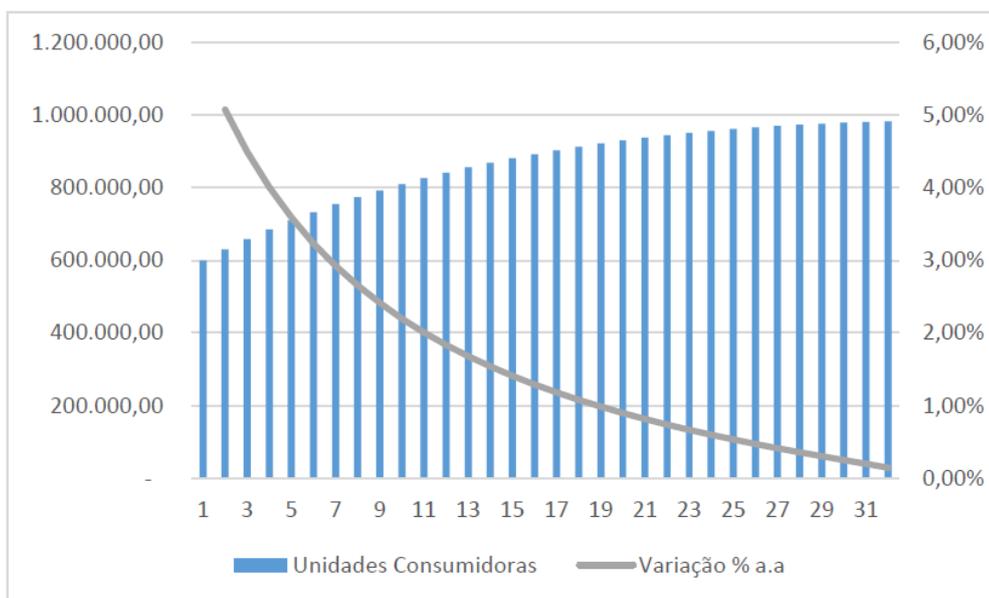


Figura 66: Valores da Projeção de UC Ceron – Serviço A (Fonte: peça 119, p. 60).

720. 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.

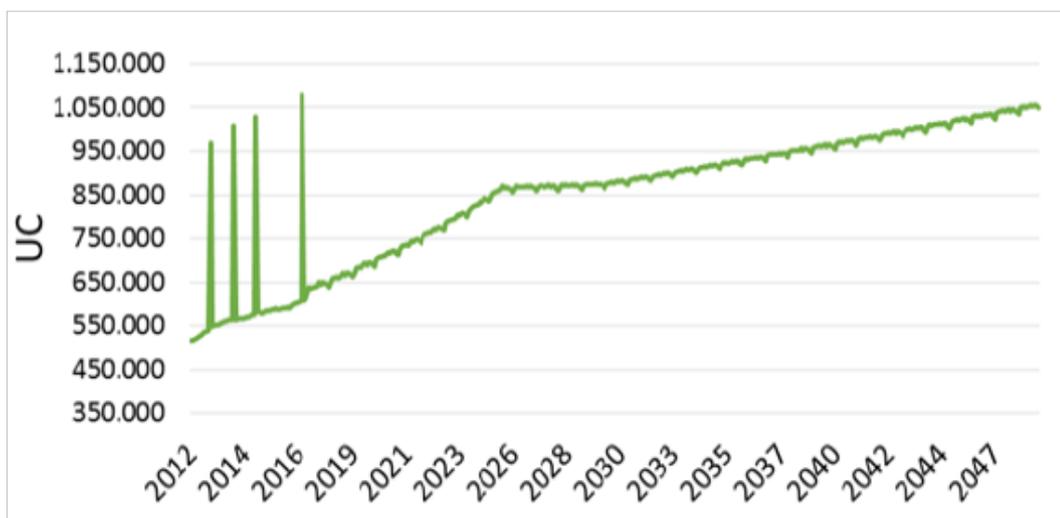


Figura 67: Valores da Projeção de UC Ceron– Serviço B (Fonte: peça 122, p. 43).

721. 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.

722. 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.

723. Os outliers observados no gráfico não impactam na avaliação, pois são excluídos das análises.

724. 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.

725. 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).

726. 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.

727. 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.

728. 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.

729. 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)”.

730. 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

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

732. 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).

733. 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.

734. 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.

735. 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%.

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

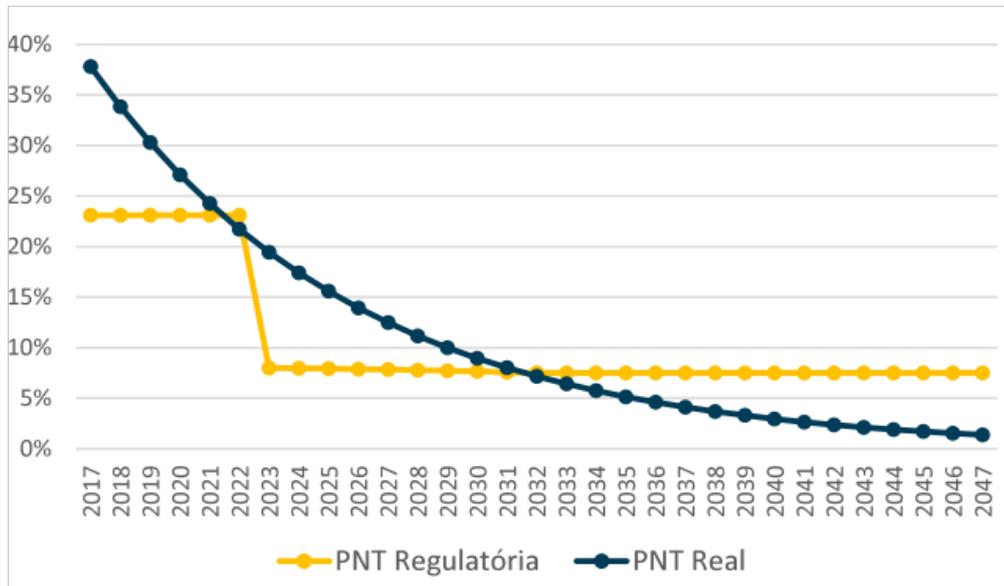


Figura 68: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceron – Serviço A (Fonte: peça 121, p. 21)

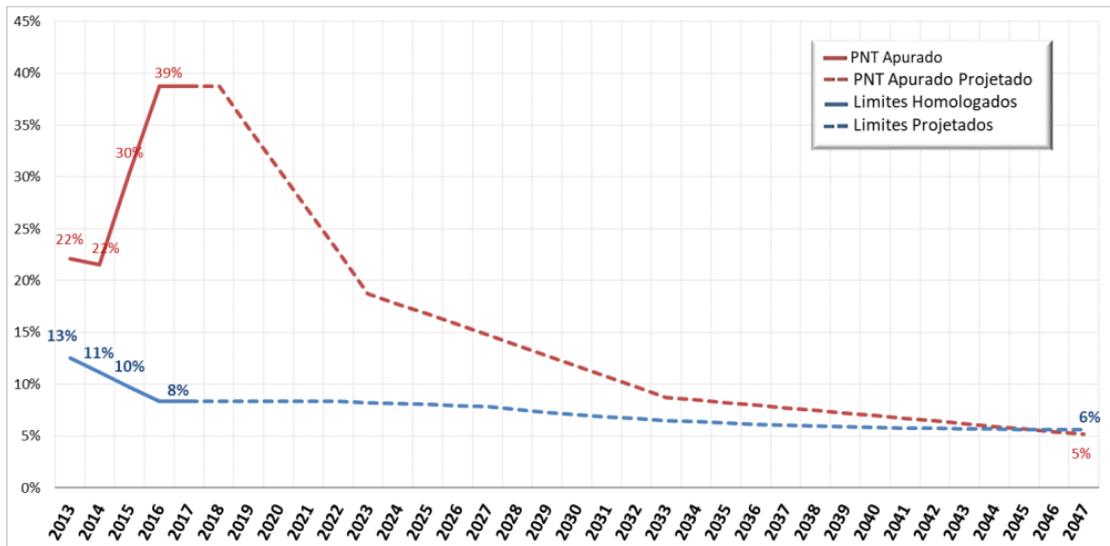


Figura 69: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias versus reais – Ceron – Serviço B (Fonte: peça 122, p. 87).

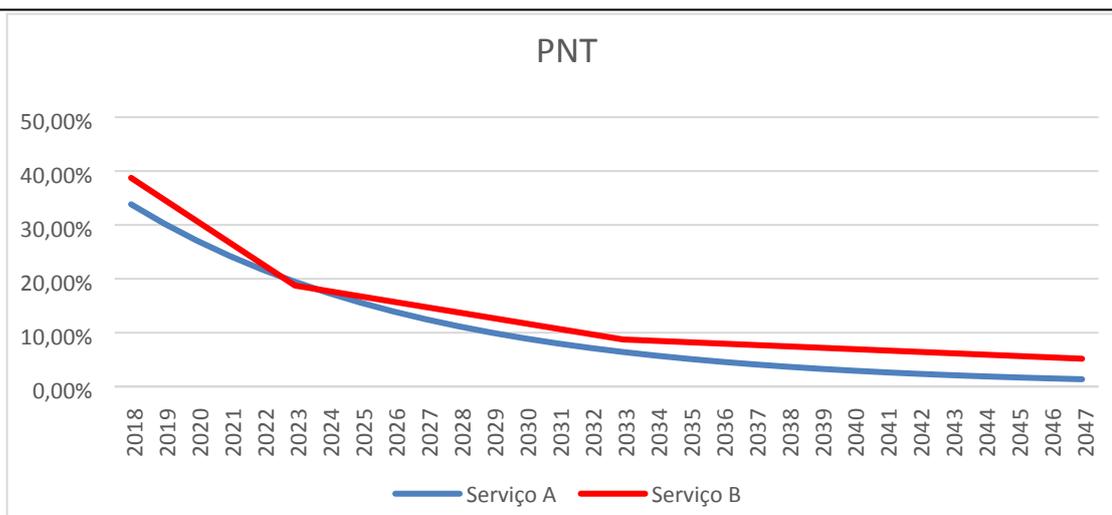


Figura 70: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Ceron (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras - peça 119, item não digitalizável, e peça 122, item não digitalizável).

737. 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.

738. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018, os índices de PNT Reais se manterão 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%.

739. 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)

740. 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).

741. 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).

742. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Ceron, realizada pelos Serviços A e B, conforme descrição no item I.1.3.

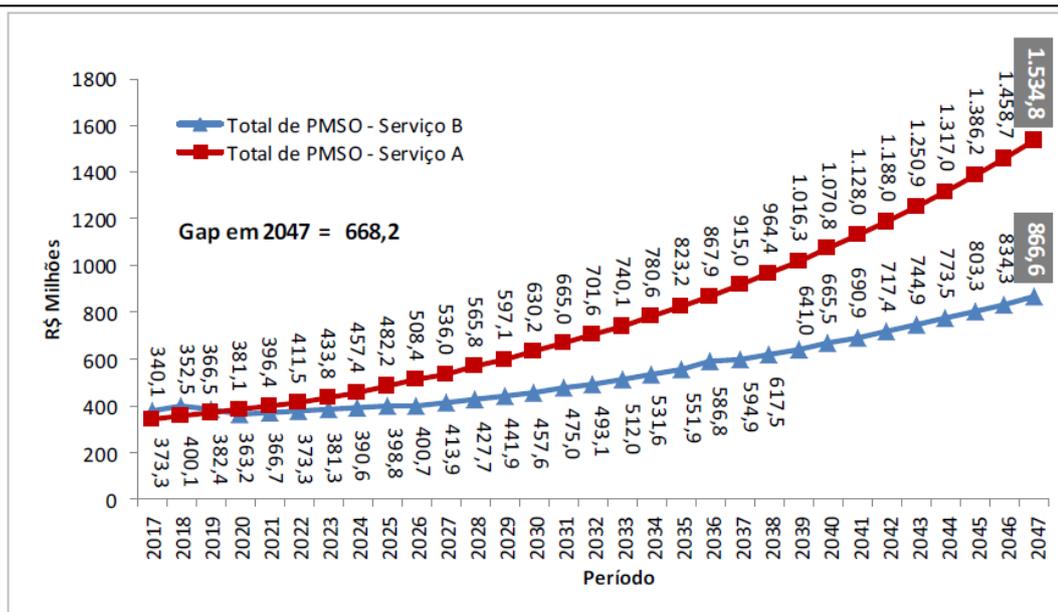


Figura 71: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Ceron (Fonte: peça 25, p. 830).

743. 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).

744. 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.

745. 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.

746. 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.

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

748. 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 %.

749. 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_Irrecuperaveis', coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

750. 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).

751. 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).

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

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

754. 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

<i>Classe de Consumo</i>	<i>Meta Serviço A (%)</i>	<i>Meta Aneel no 4CRTP (%)</i>
<i>Residencial</i>	2,36	0,86
<i>Industrial</i>	1,69	0,50
<i>Comercial</i>	0,78	0,48
<i>Rural</i>	5,04	0,81
<i>Poder Público</i>	0,19	0,11
<i>Iluminação Pública</i>	0,31	0,01
<i>Serviço Público</i>	0,25	0,01
<i>Outros</i>	0,24	0,04

Fonte: peça 121, p. 13-16.

755. 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).

756. 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).

757. 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).

758. 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).

759. 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

760. 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	
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	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	
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	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.

761. 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 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.

762. 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.

763. 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.

764. 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

765. 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.

766. 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).

767. 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.

768. 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

769. 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).

770. 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).

771. Além dos números apontados nos estudos do Serviço B, esses resultados e passivos podem ser constatados nas demonstrações financeiras da Ceron (peça 154).

772. 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).

773. A Figura 72 detalha o endividamento bruto da Ceron, com data base de dezembro de 2016.

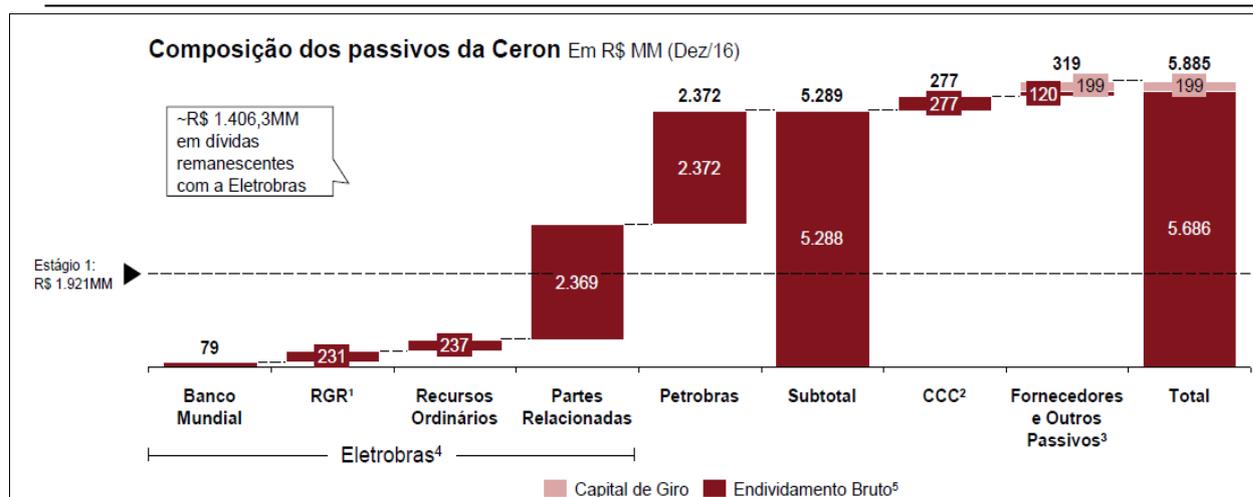


Figura 72: Composição dos passivos da Ceron em dez/2016 (Fonte: 123, p. 22).

774. 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%).

775. 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).

776. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 154), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

777. 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).

778. 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).

779. 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.

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

781. 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)

782. 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).

783. Portanto, esta unidade técnica entende não haver dúvidas 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.

784. 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.

785. 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.

786. 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

787. 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).

788. 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).

789. 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).

790. 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).

791. 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).

792. 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.

793. Os valores da tabela a seguir já incorporam as correções apontadas pela equipe de fiscalização da SeinfraElétrica.

Tabela 61: Resultado da avaliação – Ceron

<i>Ceron</i>	
<i>Entreprise Value</i> - Serviço A	R\$1.525.719.707,85
<i>Entreprise Value</i> - 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.

794. 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.

795. 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.

796. 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.

797. 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

798. 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).

799. 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).

800. 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.

801. 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).

802. 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).

803. 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.

804. 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).

805. 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).

806. 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.

807. 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.

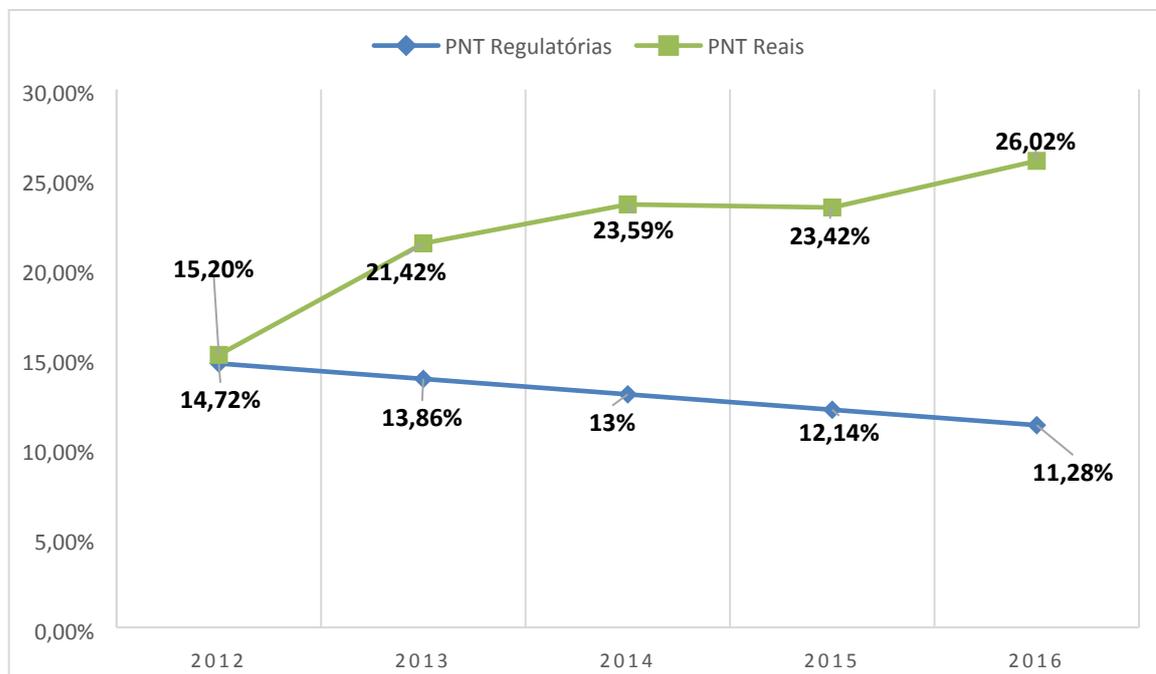


Figura 74: Histórico PNT Eletroacre (fonte: elaboração própria com dados da peça 138, p. 34).

808. As demonstrações da empresa nos últimos anos demonstram o crescimento do endividamento relativo a empréstimos com a *Holding* e com fornecedores.

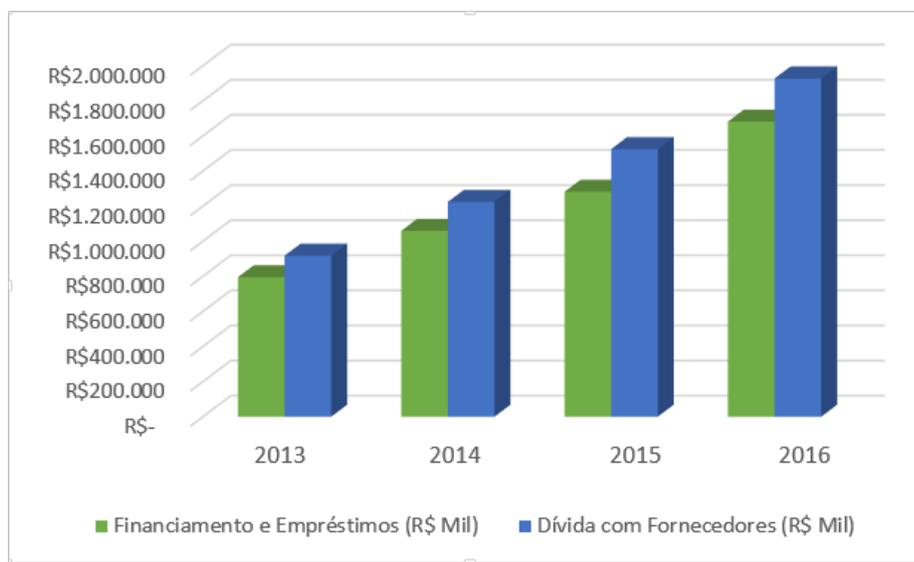


Figura 75: Histórico do endividamento da Eletroacre (fonte: elaboração própria a partir de dados da peça 70, p. 4-6).

809. 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.

810. 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

811. 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.

812. 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.

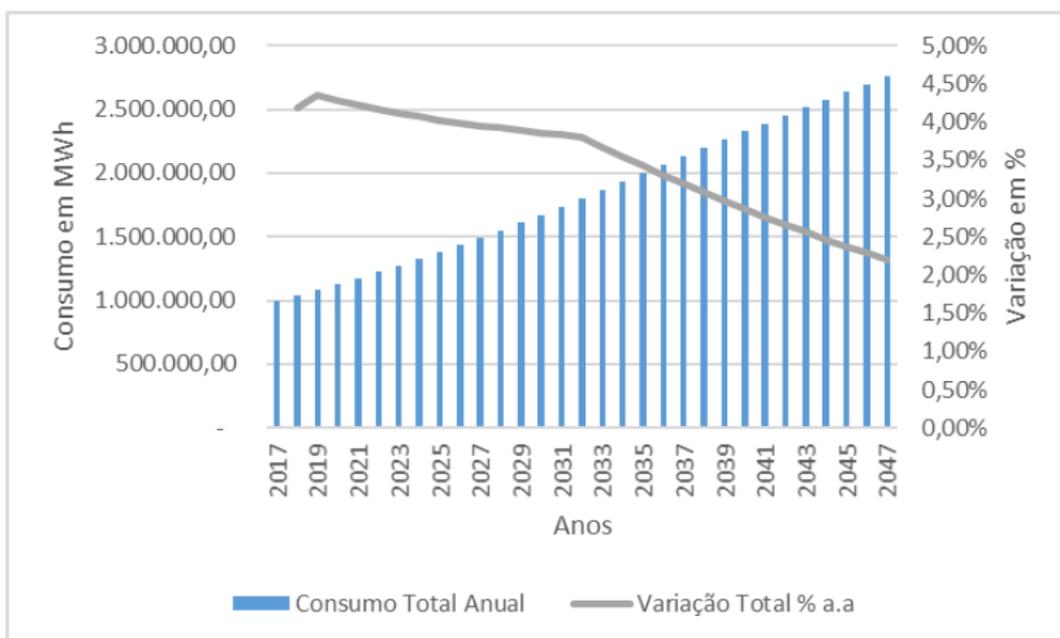


Figura 76: Valores da Projeção de Mercado da Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 130, p. 66).

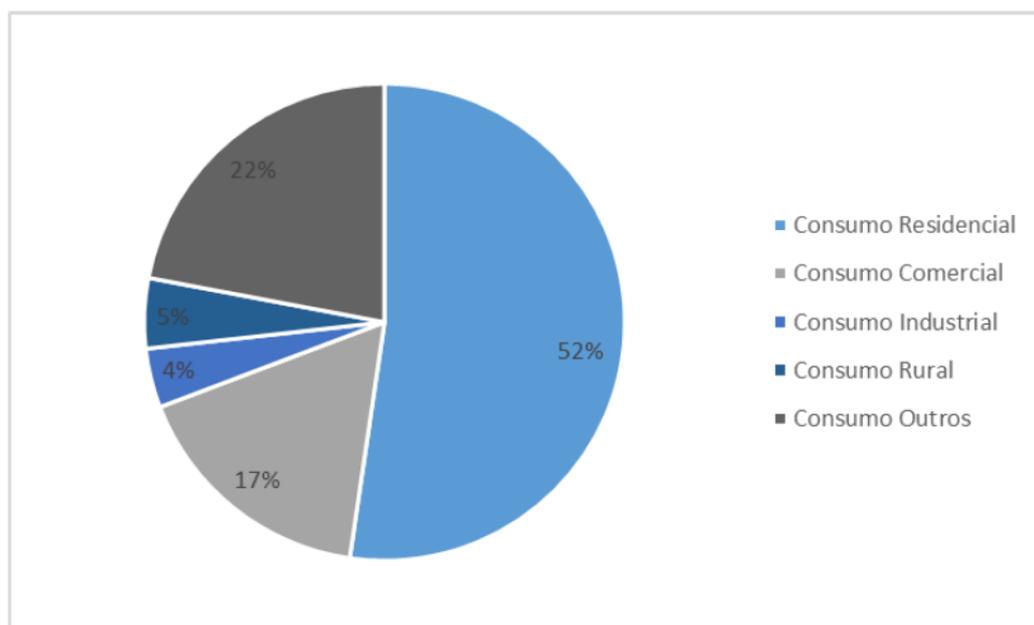


Figura 77: Composição do Mercado da Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 130, p. 66).

813. 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).

814. 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.

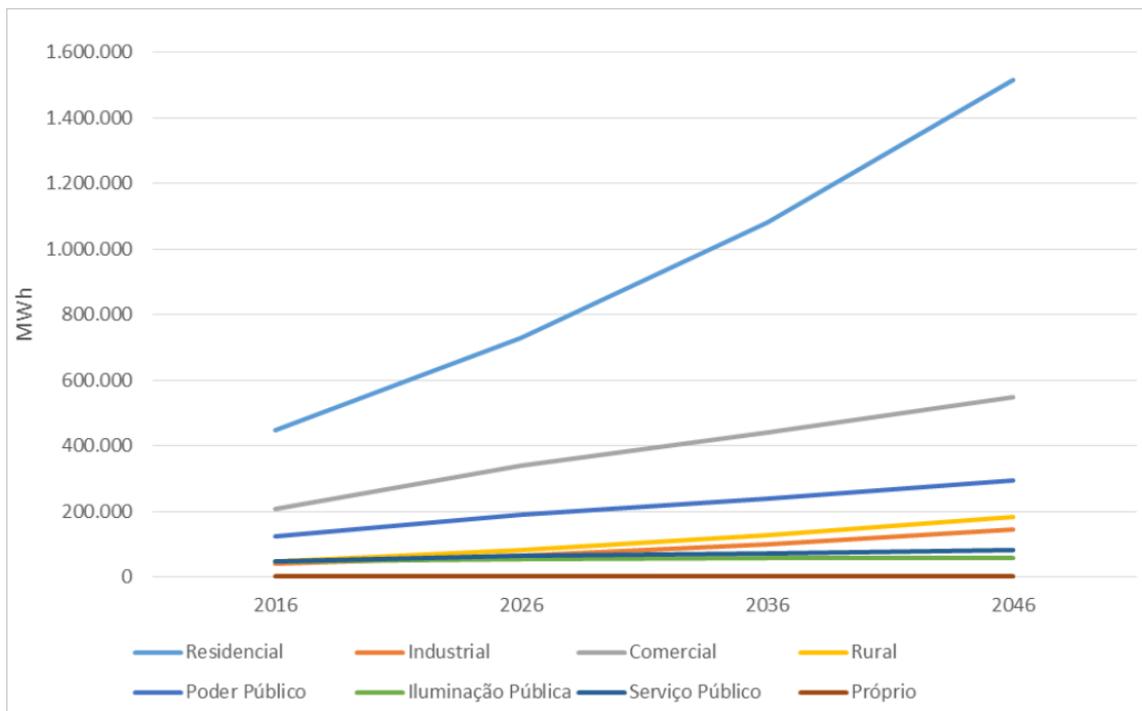


Figura 78: Valores da Projeção de Mercado da Eletroacre – Serviço B (Fonte: peça 133, p. 39).

815. 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.

816. 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.

817. 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.

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

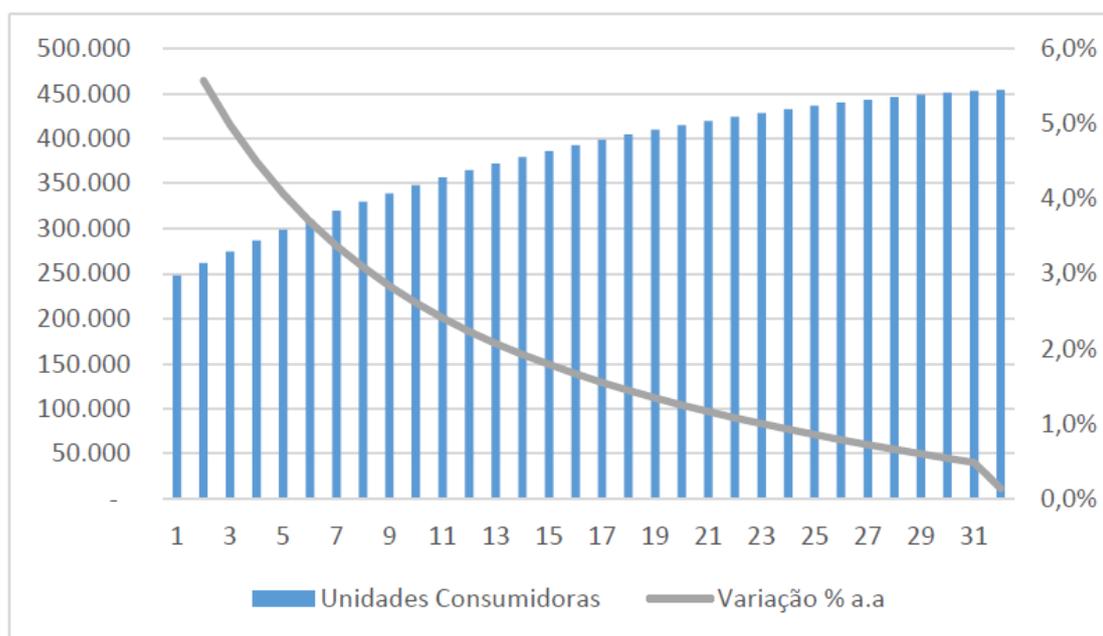


Figura 79: Valores da Projeção de UC Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 130, p. 67).

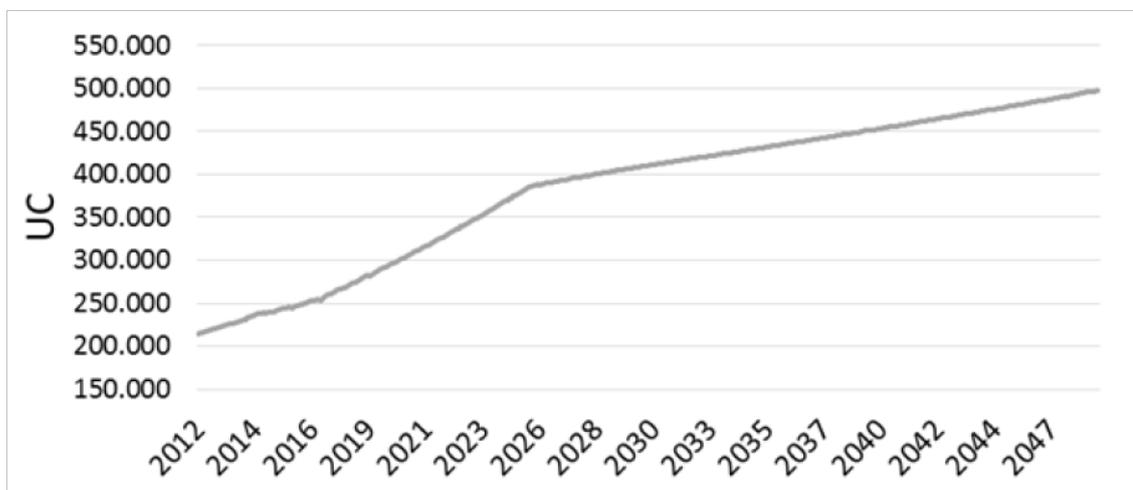


Figura 80: Valores da Projeção de UC Eletroacre– Serviço B (Fonte: peça 133, p. 42).

819. 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.

820. 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.

821. 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.

822. 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

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

824. 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).

825. 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.

826. 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.

827. 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%.

828. Apresentam-se os resultados para as projeções de Perdas Não Técnicas (PNT) por ano de Concessão da Eletroacre, por serviço.

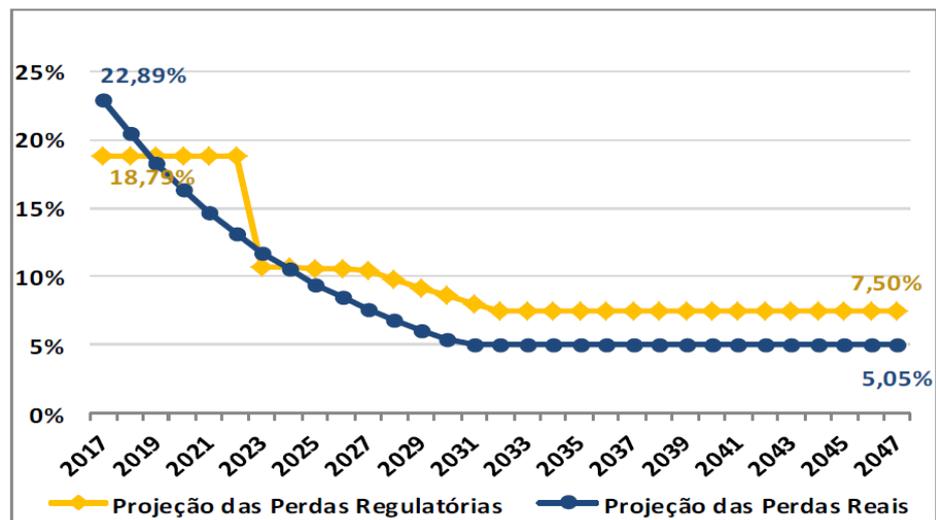


Figura 81: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias *versus* reais – Eletroacre – Serviço A (Fonte: peça 132, p. 22)

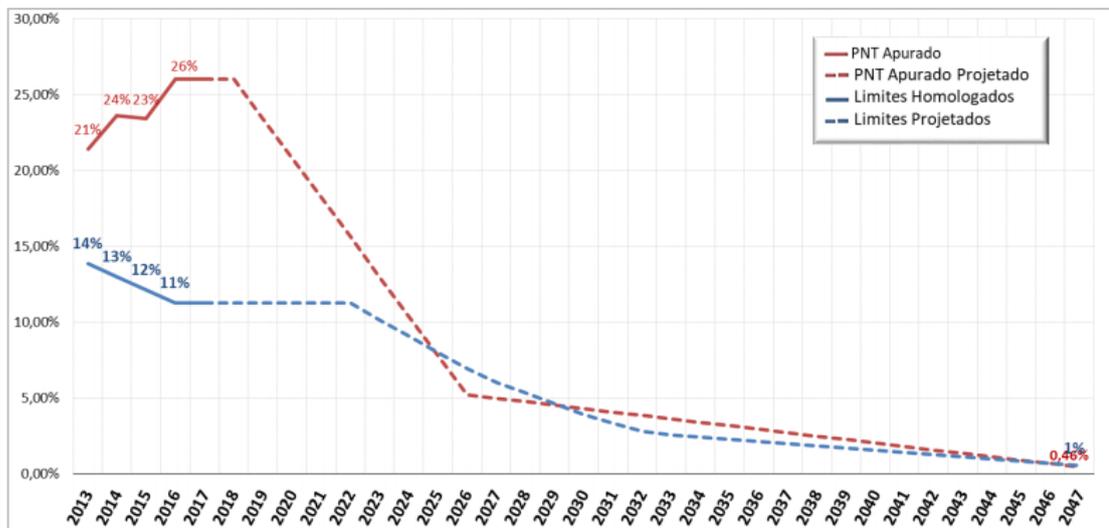


Figura 82: Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias *versus* reais – Eletroacre – Serviço B (Fonte: peça 133, p. 87).

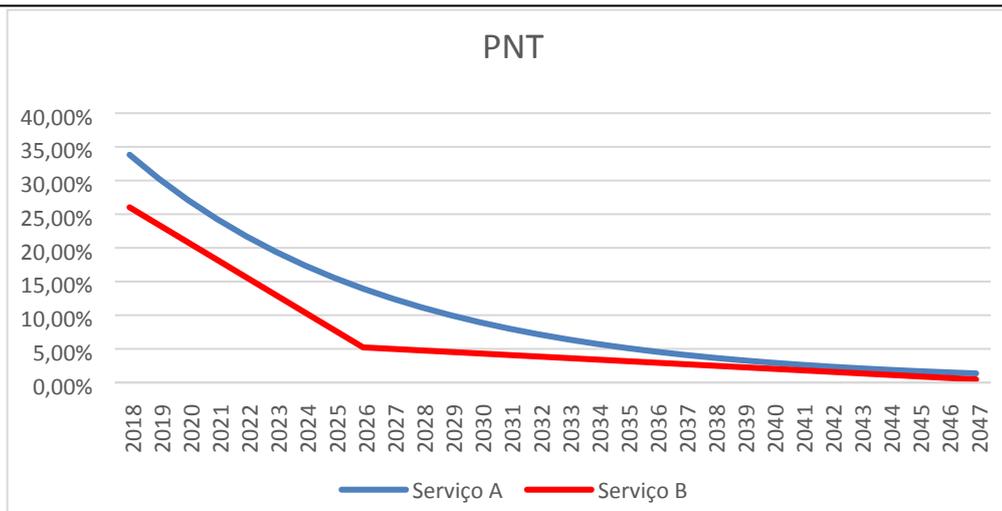


Figura 83: Comparação Perdas Não Técnicas (PNT) reais estimadas para cada ano de concessão – Eletroacre (Fonte: elaboração própria com dados dos Estudos de avaliação das Distribuidoras - peça 130, item não digitalizável, e peça 133, item não digitalizável).

829. 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.

830. Para o Serviço B, nos anos de 2017 e 2018, os índices de PNT Reais se mantêm 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%.

831. 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)

832. 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).

833. 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).

834. A seguir, a projeção para custos operacionais (PMSO) para a Eletroacre, realizada pelos Serviços A e B, conforme descrição no item I.1.3.

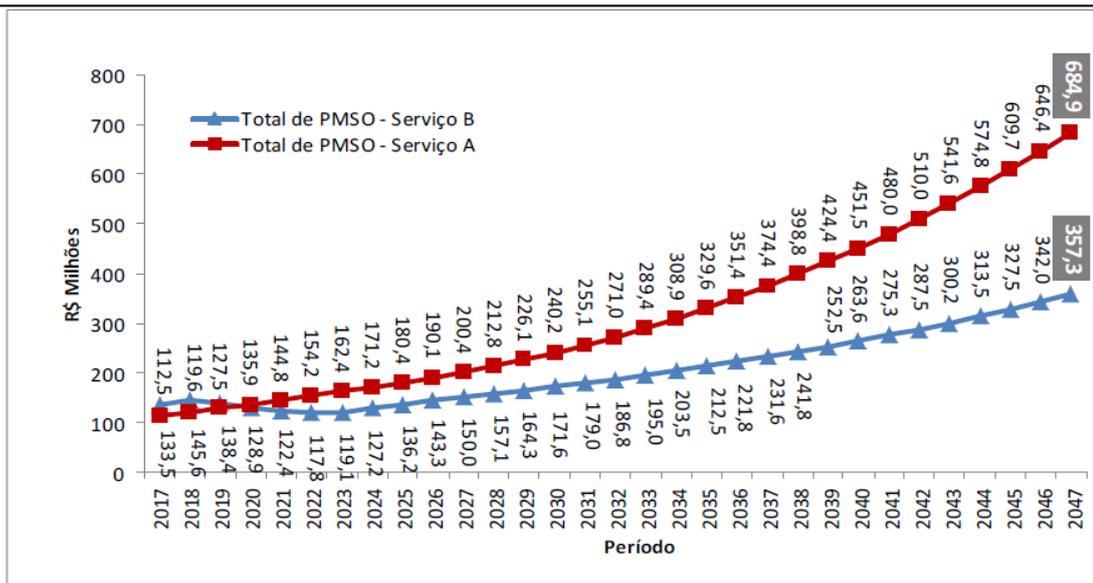


Figura 84: Valores estimados de PMSO para cada ano da concessão – Eletroacre (Fonte: peça 25, p. 902).

835. 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.

836. 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.

837. 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.

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

839. 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 %.

840. 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_Irrecuperaveis’, coluna R, linhas 49 a 55) constam os valores corretos referentes aos dados de 2016, que são os mesmos utilizados pelo Serviço A.

841. 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).

842. 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).

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

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

845. 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

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 132, p. 13-16.

846. 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).

847. 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).

848. 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).

849. 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).

850. 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

851. 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	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	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	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	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.

852. 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 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.

853. 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 consequentemente, está refletido em uma tarifa mais alta.

854. 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

855. 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.

856. O Serviço B calculou *enterprise value* de R\$ 944.913.418,27 para Eletroacre, e *equity value* de R\$ 135.363.675,02 negativos.

857. 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.

858. 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

859. 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).

860. 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).

861. 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.

862. 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).

863. A Figura 85 detalha o endividamento bruto da Eletroacre, com data base de dezembro de 2016.

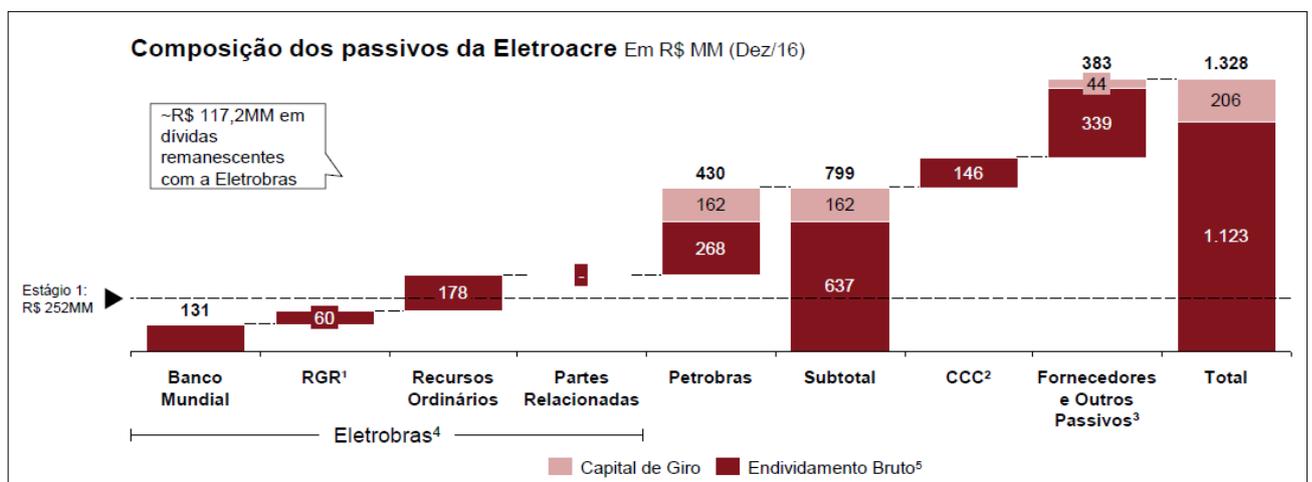


Figura 85: Composição dos passivos da Eletroacre em dez/2016 (Fonte: peça 134, p. 22).

864. 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.

865. 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 PwC.

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’).

866. Os dados apresentados pelo Serviço B coincidem aos retratados no balanço patrimonial da empresa (peça 155), bem como da Controladora Eletrobras (peça 158).

867. 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.

868. Em relação aos empréstimos com a Controladora (Eletrobras), 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).

869. 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.

870. 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.

871. Portanto, esta unidade técnica entende não haver dúvidas 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.

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

873. 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

	Contingências Prováveis (milhões)	Contingências Possíveis (milhões)	Contingências remotas (milhões)
Contingências Tributárias, trabalhistas e previdenciárias (R\$)	(R\$ 77,9)	(R\$ 319,85)	
Contingências Jurídicas (R\$)	(R\$ 138,4)	-	-
Ajustes Atuariais (R\$)		-	-
Adequações Ambientais (R\$)	(R\$ 8,4)	-	-
TOTAL	(R\$ 224,65)	(R\$ 319,85)	-

Fonte: elaboração própria com dados da peça 134, p. 24.

874. 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.

875. 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

876. 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).

877. 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).

878. Na data base, a distribuidora não possuía processos administrativos de cunho regulatório (peça 136, p. 9).

879. 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).

880. 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).

881. 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

<i>Eletroacre</i>	
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.

882. 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.

883. 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.

884. 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.

885. 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.

886. 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

887. 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).

888. 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).

889. 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).

890. 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.

891. 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).

892. 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.

893. 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).

894. 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.

895. 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.

896. 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.

897. 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).

898. 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).

899. 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).

900. 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).

901. 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).

902. 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).

903. 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

904. 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).

905. 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).

906. 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 a quem dos níveis regulatórios (peça 72, p. 12).

907. 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).

908. 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).

909. 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).

910. 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).

911. Passa-se agora a analisar as respostas encaminhadas.

912. 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.

913. 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.

914. 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.

915. 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.

916. 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.

917. 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.

918. 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.

919. 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.

920. 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).

921. De forma análoga, ao invés de realizar essa comparação unificada, se fizemos 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.

Tabela 70: Comparativo Dispendio da União *versus* Eventual Bônus por Outorga.

(R\$ milhões)	<i>Eletroacre</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>	- 856	- 889	- 2.622	- 1.696	- 2.240	- 9.959	-18.262
<i>Contingências Prováveis Totais</i>	- 225	- 5	- 539	- 1.415	- 145	- 1.160	-3.489
<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>Dispendio 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.

922. Pela tabela, nota-se que, com exceção da Cepisa, o dispendio 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.

923. 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.

924. 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 (§ 898), alguns não necessariamente quantificáveis, como a demissão de milhares de funcionários.

925. 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;

- d) as incertezas relativas às contingências não previstas nos estudos (possíveis e remotas) poderiam significar prejuízo maior à Eletrobras em caso de liquidação; e
- e) evita-se o vencimento antecipado de dívidas que viria a ocorrer caso fosse realizada a liquidação.

926. 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.

927. 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.

928. 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.

929. 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.

930. 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.

931. 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*”.

932. 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.

933. 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.

934. 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.

935. 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.

936. 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.

937. 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.

938. 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.

939. 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) **Error! Reference source not found.**, decorre da degradação das concessões, existindo independentemente da venda das empresas junto da outorga da nova concessão.

940. 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.

941. 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

942. 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).

943. 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.

944. 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.

945. 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).

946. 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.

947. 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.

948. 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”.

949. 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”.

950. 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.

951. 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”.

952. 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.

953. 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).

954. 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.

955. 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.

CONCLUSÃO

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

957. Em cumprimento ao Despacho do Ministro Relator José Múcio, de 18/4/2018 (peça 68), foram analisados os pontos elencados no Parecer exarado pela Procuradora-Geral do Ministério Público junto ao TCU (peça 46), que propõem a restituição dos autos à SeinfraElétrica para complementar as análises, individualmente por distribuidora, e, ainda, realizar diligências ao Ministério de Minas e Energia e à Eletrobras.

958. Nas seções I.1 a I.4 foram analisadas as metodologias, premissas, dados e parâmetros comuns a todas as empresas e na seção II foi realizada 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.

959. Os estudos relativos aos Serviços A e B, que fundamentam as concessões, foram colacionados aos respectivos autos. 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.

960. Importa salientar que em decorrência ao erro de precificação apontado por esta SeinfraElétrica na instrução precedente (peça 28, § 316 a 334, p. 44-46), em 4/5/2018 o BNDES enviou o Ofício ADEP/DEPROF 2/2018 (peça 169) encaminhando os adendos aos relatórios de avaliação da empresa Ceron 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*.

961. Outrossim, foi constatado que os estudos realizados pelos Serviços A e B não incorporaram à Base de Remuneração das empresas as posições do Ativo Imobilizado em curso (AIC) em função da significativa incerteza dos montantes que poderiam ser unitizados e que poderiam constar na Base de Remuneração de ativos de distribuição para reconhecimento tarifário futuro.

962. No entanto, a desconsideração de montante expressivo de ativos (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.

963. Portanto, propõe-se determinação ao Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a Eletrobras, no sentido de avaliar maneiras de promover o compartilhamento de possíveis benefícios futuros que esses Ativos Imobilizados em Curso, adquiridos pela Eletrobras, possam vir a significar aos novos concessionários.

964. Por sua vez, a legalidade e economicidade da escolha do Poder Concedente de realizar a licitação da concessão associada à privatização das empresas foram avaliadas e conclui-se que a opção possui respaldo legal e, dentro da discricionariedade da União, foram elencadas as razões econômicas, financeiras e técnicas que consubstanciaram a decisão e as razões pelas quais o Poder Concedente entende ser ela a que melhor atende à União, aos usuários do serviço de distribuição de energia elétrica e à Eletrobras.

965. Foi realizada diligência junto à Eletrobras e ao Ministério de Minas e Energia de forma a esclarecer 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.

966. Embora a faculdade dada a Eletrobras de aumentar sua participação nas empresas possa ser um risco a ser precificado nos lances do leilão pelos proponentes, a União, através do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos, entendeu que tal prerrogativa seria benéfica à Eletrobras 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.

967. Ademais, ficaram demonstradas as razões técnicas e econômicas para a inclusão do risco cambial na taxa de desconto do Serviço A, corroborando com a análise anterior feita por esta Unidade Técnica.

968. As análises efetuadas na instrução precedente (peça 28) não encontraram irregularidades ou impropriedades na documentação remetida a título de primeiro e segundo estágio.

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

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

970. 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.

SeinfraElétrica, 1ª Diretoria, em 10/5/2018.

(Assinado eletronicamente)

Jônatas Carvalho Silva
AUFC - Matr. 9503-6

Helena Magalhães Mian
AUFC – Matr. 11090-6

APÊNDICE A

	Serviço A	Serviço B
AmE	<p>Relatório de Avaliação Econômico-financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parte 1 - Peça 73 (Tabela – item não digitalizável) • Parte 2 - Peça 74 • Parte 3 - Peça 75 • Parte 4 – Peça 76 	<p>Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Peça 78</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Tabela – item não digitalizável) <p>Relatório de Modelagem da Desestatização – Peça 79</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Contábil-Patrimonial – Peça 80</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Jurídica – Peça 81</p> <p>Relatório de Avaliação Ambiental – Peça 82</p> <p>Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Peça 83</p> <p>Relatório de Avaliação Atuarial – Peça 84</p> <p>Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Peça 85</p>
Boa Vista	<p>Relatório de Avaliação Econômico-financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parte 1 - Peça 86 (Tabela – item não digitalizável) • Parte 2 - Peça 87 • Parte 3 - Peça 88 	<p>Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Peça 89</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Tabela – item não digitalizável) <p>Relatório de Modelagem da Desestatização – Peça 90</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Contábil-Patrimonial – Peça 91</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Jurídica – Peça 92</p> <p>Relatório de Avaliação Ambiental – Peça 93</p> <p>Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Peça 94</p> <p>Relatório de Avaliação Atuarial – Peça 95</p> <p>Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Peça 96</p>
Ceal	<p>Relatório de Avaliação Econômico-financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parte 1 - Peça 97 (Tabela – item não digitalizável) • Parte 2 - Peça 98 • Parte 3 - Peça 99 	<p>Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Peça 100</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Tabela – item não digitalizável) <p>Relatório de Modelagem da Desestatização – Peça 101</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Contábil-Patrimonial – Peça 102</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Jurídica – Peça 103</p> <p>Relatório de Avaliação Ambiental – Peça 104</p> <p>Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Peça 105</p> <p>Relatório de Avaliação Atuarial – Peça 106</p> <p>Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Peça 107</p>
Cepisa	<p>Relatório de Avaliação Econômico-financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parte 1 - Peça 108 (Tabela – item não digitalizável) • Parte 2 - Peça 109 • Parte 3 - Peça 110 	<p>Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Peça 111</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Tabela – item não digitalizável) <p>Relatório de Modelagem da Desestatização – Peça 112</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Contábil-Patrimonial – Peça 113</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Jurídica – Peça 114</p> <p>Relatório de Avaliação Ambiental – Peça 115</p> <p>Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Peça 116</p> <p>Relatório de Avaliação Atuarial – Peça 117</p> <p>Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Peça 118</p>

<p>Ceron</p>	<p>Relatório de Avaliação Econômico-financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parte 1 - Peça 119 (Tabela – item não digitalizável) • Parte 2 - Peça 120 • Parte 3 - Peça 121 	<p>Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Peça 122</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Tabela – item não digitalizável) <p>Relatório de Modelagem da Desestatização – Peça 123</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Contábil-Patrimonial – Peça 124</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Jurídica – Peça 125</p> <p>Relatório de Avaliação Ambiental – Peça 126</p> <p>Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Peça 127</p> <p>Relatório de Avaliação Atuarial – Peça 128</p> <p>Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Peça 129</p>
<p>Eletroacre</p>	<p>Relatório de Avaliação Econômico-financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parte 1 - Peça 130 (Tabela – item não digitalizável) • Parte 2 - Peça 131 • Parte 3 - Peça 132 	<p>Relatório de Avaliação Econômico-Financeira – Peça 133</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Tabela – item não digitalizável) <p>Relatório de Modelagem da Desestatização – Peça 134</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Contábil-Patrimonial – Peça 135</p> <p>Relatório de <i>Due Diligence</i> Jurídica – Peça 136</p> <p>Relatório de Avaliação Ambiental – Peça 137</p> <p>Relatório de Avaliação Técnico-Operacional – Peça 138</p> <p>Relatório de Avaliação Atuarial – Peça 139</p> <p>Relatório de Avaliação dos Recursos Humanos – Peça 140</p>