



TC 031.862/2017-9

Tipo: Prestação de contas, exercício de 2016.

Unidade jurisdicionada: Companhia Energética de Alagoas (Ceal).

Responsáveis: Cicero Vladimir de Abreu Cavalcanti (CPF 188.942.084-00); Juraci Candeia de Souza (CPF 004.606.215-72); Luis Hiroshi Sakamoto (CPF 098.737.591-15); Luiz Armando Crestana (CPF 197.843.090-68); Luiz Henrique Hamann (CPF 302.332.599-53); Martha Lyra Nascimento (CPF 090.415.911-68); Marcos Aurélio Madureira da Silva (CPF 154.695.816-91); Milton Jose Chagas (CPF 036.899.908-40); Néllisson Sérgio Hoewell (CPF 199.278.000-53); Paulo Roberto dos Santos Silveira (CPF 191.588.407-10); Pedro Mateus de Oliveira (CPF 135.789.286-15); Rodrigo Alves Teixeira (CPF 269.942.138-38); Thomas Anderson Acioli Candido (CPF 059.174.074-52).

Advogado nos autos: não há.

Pedido de sustentação oral: não há.

Proposta: mérito.

I - INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de prestação de contas anuais da Companhia Energética de Alagoas - Ceal, sociedade de economia mista vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), relativas ao exercício de 2016.

2. As contas foram examinadas e, em instrução de peça 70, a qual contou com a anuência do corpo diretivo desta secretaria (peça 71), foi apresentada ao Ministro Relator proposta de mérito no sentido de que as contas dos dirigentes da companhia, constantes do rol de responsáveis, fossem julgadas regulares, bem como fosse dada ciência à Ceal de deficiências encontradas no seu sistema de controles internos.

3. O Ministério Público junto ao Tribunal, em parecer de peça 72, manifestou concordância integral com a proposta apresentada por esta unidade técnica.

4. O Ministro Relator, contudo, em despacho (peça 73), considerou necessária a realização de providências preliminares ao julgamento do mérito do presente processo, tendentes a aprofundar a análise acerca da conduta dos administradores da companhia em face dos sucessivos resultados financeiros negativos e da má prestação de serviços pela companhia, em que pese ter sido beneficiada por um conjunto de medidas regulatórias.

5. Em atenção à determinação do E. Relator, com fulcro nos arts. 10, § 1º, e 11 da Lei 8.443/1992 c/c o art. 157 do RI/TCU, foi realizada diligência junto à Ceal, por meio do Ofício 0452/2018-TCU/SECEX-AL, de 4/7/2018 (peça 77), solicitando que a direção da empresa apresentasse informações detalhadas, acompanhadas de documentação comprobatória, quanto aos seguintes aspectos da gestão da entidade:



a) providências adotadas pela Diretoria Executiva da Ceal em face dos sucessivos prejuízos apurados no resultado do exercício (R\$ 321,5 milhões em 2016 e R\$ 462,6 milhões em 2017), superiores, inclusive, aos contabilizados anteriormente à designação temporária da companhia, com respostas para as seguintes questões:

a.1) diante de todas as restrições orçamentárias e financeiras da Ceal, o que concretamente foi priorizado por seus administradores?

a.2) quais avaliações foram efetivadas pelos executivos da companhia, com vistas a direcionar os recursos escassos em prol de melhores resultados financeiros e da melhoria do serviço público prestado?

a.3) ante as limitações financeiras que impactam o cumprimento dos planos de investimentos, os dirigentes da distribuidora reportaram seus superiores, inclusive a holding, e pleitearam providências ou minimamente os alertaram sobre as potenciais consequências negativas?

a.4) considerando o contexto de prestação temporária do serviço, quais os planos adotados pela Ceal?

b) providências adotadas para superar a baixa execução das ações previstas no “Plano de Resultados Eletrobras Distribuição Alagoas 2015-2016-2017”, apresentado à Aneel em abril de 2015, esclarecendo o atual estágio dos investimentos realizados frente ao previsto e as eventuais alternativas encontradas para o seu financiamento;

c) medidas efetivamente tomadas pela companhia em cumprimento à recomendação contida no item 9.2 do Acórdão 652/2016-TCU-Plenário, da relatoria do Ministro Vital do Rêgo, nos seguintes termos:

9.2. recomendar à Ceal, à Eletrobras e ao MME, com fundamento no art. 250, III, do Regimento Interno do TCU, que busquem identificar tempestivamente, de acordo com sua esfera de competência, fontes de recursos que assegurem o financiamento de todas as medidas necessárias à execução das obras, projetos e ações contidos no “Plano de Resultados Eletrobras Distribuição Alagoas 2015-2016-2017”, apresentado pela Ceal à Aneel em abril de 2015, em particular para as seguintes obras prioritárias: (i) construção de 224 km de alimentadores, (ii) SE Cidade Universitária, (iii) SE Coruripe II e (iv) LD Arapiraca I - Palmeira dos Índios C3;

c.1) apresentar cópia da Nota Técnica DC-006/2016, de 19/04/2016, com informações complementares, bem como justificativas necessárias, caso a recomendação do tribunal não tenha sido efetivamente implementada.

II – EXAME TÉCNICO

6. Por meio da CTA-PR-058/2018, de 28/8/2018, contendo documentos em anexo (peças 85 a 109), o atual Diretor-Presidente da Ceal apresentou as informações e documentos solicitados na diligência, que passamos a analisar.

Item da diligência:

a) providências adotadas pela Diretoria Executiva da Ceal em face dos sucessivos prejuízos apurados no resultado do exercício (R\$ 321,5 milhões em 2016 e R\$ 462,6 milhões em 2017), superiores, inclusive, aos contabilizados anteriormente à designação temporária da companhia.

Resposta da UJ:

7. Quanto aos sucessivos prejuízos apurados no resultado do exercício, o Diretor-Presidente da companhia argumenta que a situação conjuntural do mercado de energia vivenciada pela Ceal entre 2014 e 2016, quando houve uma redução extraordinária das tarifas de energia elétrica no País, com a substituição dos contratos antigos pela alocação das Cotas de Garantias Físicas de Energia, provocou uma alocação menor de energia para as distribuidoras, com reflexo

importante no portfólio de contratos da Ceal, ocasionando uma situação de exposição involuntária ao Mercado de Curto Prazo (peça 85).

8. Acrescenta que a elevação do despacho de usinas térmicas, com aumento no custo associado ao Encargo de Serviço de Sistema - ESS das usinas despachadas, elevou o PLD - Preço de Liquidação das Diferenças, e aumentou significativamente o custo com energia da companhia.

9. Registra que o vencimento da concessão em 7/7/2015 e a não renovação das concessões em 26/7/2016 dificultaram a trajetória de desempenho previsto para a Empresa, que passou a não conseguir honrar com alguns de seus compromissos financeiros, tornando-se inadimplente com suas obrigações intrasetoriais com relação ao pagamento de faturas de compra de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

10. Assim, afirma que as alterações ocorridas no mercado de energia, sem reflexo na tarifa de venda, proporcionaram um desequilíbrio no resultado.

11. Em seguida, fazendo referência à tabela 1 do Anexo 1 (peça 86, p. 1), justifica que a redução do EBITDA (*“Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization”*, ou “Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização” entre 2015 e 2017 está ligada aos fatores abaixo indicados:

a) queda de 12% da receita de 2015 para 2016, que representou uma frustração da ordem de R\$271,9 milhões, principalmente por conta da contabilização da CVA [Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A], que impactou negativamente a ROL [Receita Operacional Líquida] de 2016 em R\$ 114 milhões;

b) aumento de 23% nos custos com Compra de Energia, em função da instabilidade do mercado que representou um impacto da ordem de R\$ 214,3 milhões em 2017 com relação ao ano de 2016;

c) aumento das provisões de 596% no período 2016-2017, com impacto na ordem de R\$ 368,5 milhões. Destaca-se que, embora o acordo de parcelamento firmado com a Companhia de Abastecimento de Alagoas - CASAL, tenha reduzido a PCLD [Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa] em R\$ 57 milhões em 2016, o efeito é mínimo ao longo dos anos, tendo em vista outros efeitos demonstrados na tabela 2 do Anexo 1, como o reconhecimento do total da demanda trabalhista conhecida por "Plano Bresser" no montante de R\$ 356 milhões;

d) desconsiderados os impactos das provisões citadas no item anterior, devido a fatos não recorrentes, o resultado do EBTIDA em 2017 seria positivo na ordem de R\$ 154,7 milhões e de R\$ 45,97 milhões o valor acumulado do período (2015/16/17) demonstrado na tabela 3 do Anexo 1.

12. Aduz pesar ainda sobre o resultado da Ceal o montante da dívida existente com a própria Eletrobras, que por estarem com seus pagamentos suspensos (conforme as deliberações da Eletrobras RES-465/2014, RES-591/2016, DEL-089/2016, DEL-049/2016 e RES-039/2018), incorporam os encargos existentes do mês ao saldo devedor, acarretando um efeito multiplicador sobre o total da dívida, espelhado nas despesas financeiras conforme demonstrado na tabela 4 do Anexo 1 (peça 86, p. 2).

13. Destaca a agregação da Remuneração Adequada - RGR, nas despesas financeiras, conforme Resolução Normativa 748, de 29/11/2016 (art. 6º) da ANEEL e Portaria 388, de 26/07/2016 (§2º, art. 11) do Ministério das Minas e Energia (MME).

14. Argumenta, com base nos fatos demonstrados acima, que os resultados apresentados no período (2015-2017) estiveram associados a fatos não recorrentes (Mercado de Energia, CVA, PCLD e Plano Bresser), involuntários a gestão da empresa.

15. Informa que durante o período em questão foram solicitados aportes financeiros a Eletrobras, que foram efetivados após discussão com o acionista. Contudo, mesmo os aportes ocorridos para cobertura do caixa, conforme as propostas de liberação DFI-0044/2015, DFI-

0131/2015, DFI-0121/2016 e DFI- 0140/2016, que compõem a peça 89, não foram suficientes dado o desequilíbrio tarifário, que só veio a ser reconhecido pela Aneel em setembro de 2017, após definição pela privatização da companhia. Que os recursos concedidos por meio de empréstimos do fundo da RGR, a título de Remuneração Adequada só vieram acontecer efetivamente a partir de novembro de 2016, pois estava condicionada a inexistência de dívidas perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e que somente depois disso a Ceal se tornou adimplente com as despesas de energia e encargos setoriais.

16. Ao final da CTA-PR-058/2018, de 28/8/2018 (peça 85), o atual dirigente da UJ faz uma análise mais detalhada dos fatores conjunturais que impactaram significativamente os resultados da Ceal, ainda que tenham sido realizadas todas as ações citadas no documento e que serão descritas nos itens seguintes desta instrução, argumentando que esses fatores conjunturais foram alheios à gestão dos administradores da companhia, nos seguintes termos:

4.1. IMPACTOS DA MP 579

Editada em setembro de 2012, a MP 579 desencadeou uma série de acontecimentos. Havia a expectativa sobre qual seria o modelo de renovação das concessões de usinas hidrelétricas com vencimento entre 2015 e 2017, a decisão envolvia empreendimentos com quase 13 GW de potência instalada, cuja energia seria incluída em regime de cotas. A MP convertida na Lei 12.783, permitiu a prorrogação, a critério do Poder Concedente das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Concessões não prorrogadas precisariam ser licitadas na modalidade leilão ou concorrência. O objetivo principal era que o término do prazo das concessões pudesse fazer com que o consumidor final se beneficiasse da amortização dos investimentos já remunerados.

Ao anunciar a MP 579 o Governo estimou uma redução de 20% no custo final da tarifa de energia. Um ano depois, segundo pesquisa da Abrace [Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores], as contas de energia dos grandes grupos industriais tiveram queda de 7,5%, em média no período entre setembro de 2012 e julho de 2013. Ao contrário do que esperava a indústria, a energia foi destinada apenas ao consumidor do mercado regulado a um custo médio que passou de um valor próximo de R\$ 100/MWh para R\$ 32,89/MWh. Parte das concessões não foi renovada já que Copel, Cesp e Cemig consideraram mais vantajoso vender a energia descontratada no mercado de curto prazo, a um Preço de Liquidação das Diferenças que bateu na casa dos R\$ 822/MWh, isso levou à exposição bilionária das distribuidoras, que tiveram de contratar cerca de 3 GW médios no mercado à vista para substituir o montante descontratado.

O governo não contava, por exemplo, que cerca de 10 mil MW de energia ficariam de fora do pacote de renovações. A não adesão das concessionárias Cesp (SP), Cemig (MG) e Copel (PR) à proposta acabou deixando as distribuidoras de energia descontratadas em um curto espaço de tempo, justamente num momento em que o preço da energia no mercado à vista estava nas alturas. Isso porque, no ano em que a MP virou lei em 2013, a falta de chuvas começava a comprometer o nível dos reservatórios e deteriorar as condições de geração de energia. A situação que já era ruim ficou ainda pior, obrigando o setor a recorrer às térmicas mais caras para garantir o abastecimento ao longo de 2013, 2014 e parte de 2015.

4.2. SITUAÇÃO DE EXPOSIÇÃO INVOLUNTÁRIA NA CEAL

Na CEAL a situação e os impactos decorrentes da MP 579 não foram diferentes, para o ano de 2013, a companhia ficou involuntariamente subcontratada em 93,63% em relação a sua energia requerida anual, portanto abaixo do limite regulatório de 100 a 105%(*).

(*) O Decreto nº 7.945 de 7 de março de 2013 alterou o limite regulatório.

Diversos fatores ajudam a explicar:

a) Para o regime de cotas de garantia física foi declarado um montante de reposição de 194,974 MW médios, no entanto, devido algumas geradoras não entrarem na renovação da concessão, a ANEEL disponibilizou 163,206 MW médios, uma diferença portanto de 31,768 MW médios ou 278.288 MWh. Porém, como existe a possibilidade de ser alocada 95% da garantia física das usinas para o regime de cotas, na realidade a falta foi de 22,02 MW médio ou 192.895 MWh.

- b) O início do suprimento de energia de alguns geradores para 2013, proveniente do 2º Leilão de Fontes Alternativas realizado em 2010, foi postergado para ser efetivado ao longo dos meses do ano, e não a partir de 1º de janeiro de cada ano como é habitualmente adotado nos contratos.
- c) Idêntico ao caso anterior, o início do suprimento de energia de alguns geradores para 2013, proveniente do 7º Leilão de Energia Nova realizado em 2008, está atrasado, englobando tanto empreendimento hídrico (Jirau) quanto térmicos.
- d) A ANEEL revogou as licenças de algumas geradoras térmicas, principalmente do Grupo Bertin, assim como a CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica] cancelou contratos de algumas térmicas.

A companhia deixou a condição de subcontratação somente em setembro de 2013, período a partir do qual estava programado o início de suprimento dos contratos restantes previstos para 2013.

4.3. NECESSIDADE DE RECORRER À COMPRA DE ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

É importante ressaltar que esta situação foi gerada por mudanças nas regras regulatórias com a edição da Medida Provisória nº 579, que renovou a concessão das geradoras vencendo a partir de 2015, o que gerou fortes impactos na operação das empresas do setor elétrico de todo país e não apenas na Companhia Energética de Alagoas - CEAL, pois não foi considerada a possibilidade de algumas geradoras não aderirem às novas regras, como também os efeitos da forte estiagem no período. Como exemplo das dificuldades vivenciadas pelo setor, de acordo com a Nota Técnica nº 83/2013 - SER/ ANEEL de 28 de março de 2013, das 45 concessionárias que iriam receber recursos da CDE, 20 empresas aportaram recursos próprios para cobrir a contabilização de janeiro de 2013, dentre elas figuram a Light, Celpa, Ampla e CEEE. Dentre as empresas de distribuição da Eletrobras, o caso mais emblemático foi a Ceron. Diante desse cenário, as alternativas, à época, para solucionar a subcontratação foram as seguintes:

- a) Participação nos mecanismos disponíveis pela CCEE: MCSD e leilões de ajuste;
- b) Participação no Leilão A-0 previsto para maio de 2015;
- c) Troca de contrato com alguma distribuidora que esteja com sobra contratual.

Do lado da receita da empresa, em janeiro de 2013 através da Lei 12.783, houve a redução média de 20,6% nas tarifas de venda praticada pela distribuidora, com a previsão de redução com o dispêndio em compra de energia: com 7,0% em função da redução ou extinção de encargos (CCC, COE e RGR) e 13% na redução da tarifa média de geração e da Receita Anual Permitida da transmissão.

No entanto, o dispêndio com a energia contratada no ano de 2013 (não está incluída a compra no mercado de curto prazo), não apresentou diminuição devido ao aumento significativo nos contratos por Disponibilidade (despacho térmico), como também a entrada de novos contratos relativos ao 2º leilão de Fontes Alternativas (basicamente eólicas), a variação no aumento com esses contratos foi de 223,0% em relação ao ano anterior. Ver tabela 11 do Anexo 1.

4.4. REAJUSTES TARIFÁRIOS

No reajuste tarifário da CEAL de 2016, foi encaminhada em 24 de agosto de 2016 a correspondência CTA-DR Nº 040/2016 (Anexo 21) [peça 106], com o pleito para que fossem reconhecidas algumas despesas que não tiveram cobertura tarifária, em função da não aplicação do Reajuste Tarifário de 2015 no período de agosto a novembro. As limitações financeiras enfrentadas pela CEAL, foi um período crítico em 2015 quando esta se encontrava inadimplente inclusive com as obrigações intrassetoriais durante o seu reajuste tarifário, por isso, a CEAL ficou impedida de aplicar suas tarifas reajustadas nos meses de agosto a novembro de 2015.

No entanto, conforme itens 39 e 42 do Voto no processo 48500.001066/2016-88 (Anexo 22) [peça 107], a ANEEL indeferiu o pleito. Sobre os empréstimos da conta ACR não cobertos na tarifa, entendeu que não se deve reconhecer recomposições tarifárias de prejuízos causados pelos próprios agentes setoriais. Sobre o PIS/COFINS entendeu que o pleito deveria ser indeferido seja por compreender que a Distribuidora optou por não repassar os custos relativos ao PIS/Cofins ao consumidor (comportamento equivalente a concessão de desconto, para o qual não há recomposição tarifária), seja por considerar que houve erro no faturamento (para o que a

Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, estabelece as condições de refaturamento).

Conforme exposto no item 3.1, somente no processo de Reajuste Tarifário da CEAL em setembro de 2017, a ANEEL veio a reconhecer a necessidade de flexibilização das perdas não técnicas e despesas com PMSO para o equilíbrio da concessão. No entanto, desde o processo de Revisão Tarifária em 2013, a CEAL vem apontando ao órgão regulador a necessidade de flexibilizações, sob o risco de instaurar-se o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

No reajuste tarifário de 2017 foi previsto uma flexibilização tarifária da ordem de R\$ 113 milhões no ano para a CEAL, apesar de valor equivalente ter sido diferido nos componentes financeiros da empresa para o próximo processo tarifário, foi reconhecido pelo regulador a necessidade desses recursos para o reequilíbrio da concessão. Para avaliar o valor de flexibilização efetivamente necessário para os anos anteriores, seria necessário um estudo mais aprofundado pelo próprio órgão regulador, no entanto como demonstrado, o desequilíbrio já havia sido apontado pela CEAL desde 2013. Portanto, retroagindo a mesma ordem de grandeza da flexibilização ocorrida em 2017 para os anos anteriores, teríamos um efeito positivo acumulado para a empresa de aproximadamente R\$ 450 milhões ao longo de 4 anos.

Importante destacar também que, inicialmente a Portaria do MME nº 424/2016 em seu art. 4º, previa a realização de uma Revisão Tarifária para a CEAL em 31 de agosto de 2017, no entanto a Portaria do MME nº 23/2017 revogou esse dispositivo.

Conforme simulação elaborada pela Consultoria QUANTUM (Anexo 23) [peça 108], em seu item 2.8 fica evidenciado que caso tivesse sido realizada a Revisão Tarifária em 2017, conforme previsto inicialmente na portaria de designação, a CEAL teria um índice de reposição/reajuste econômico de 15,39%. Desta forma, revogada a revisão tarifária da CEAL, procedeu-se somente com o reajuste tarifário anual, o qual contou com as flexibilizações de perdas não técnicas e custos com PMSO. No entanto, o índice econômico resultante desse reajuste, mesmo com as flexibilizações ficou em 11,65%, conforme planilha SPARTA (Anexo 24).

Desta forma, estima-se que a decisão de revogação da Revisão Tarifária, implicou numa frustração aproximada de 3,74%, sobre o índice econômico de reposição/reajuste da tarifa da CEAL, o que impacta diretamente as suas receitas e agrava suas limitações financeiras.

Análise:

17. O atual diretor-presidente da companhia apresentou dados e informações com o intuito de esclarecer os fatores que pesaram sobre os sucessivos prejuízos apurados no resultado do exercício.

18. Em síntese, argumenta-se que várias externalidades, alheias à gestão dos administradores da companhia, impactaram as receitas da empresa e agravaram suas limitações financeiras. Vale destacar, nesse sentido, a análise detalhada dos fatores conjunturais e o seu impacto na situação financeira da Ceal, conforme excerto da manifestação da UJ transcrito no item 16 desta instrução.

19. De acordo com os esclarecimentos da direção da companhia, o resultado negativo do exercício de 2016 foi impactado pela situação conjuntural do mercado de energia, com uma redução extraordinária das tarifas de energia elétrica no País. Como ficou demonstrado na tabela 1 do anexo 1 (peça 86, p. 1), houve queda de 12% da receita de 2015 para 2016, que representou uma frustração da ordem de R\$ 271,9 milhões, principalmente por conta da contabilização da CVA, que impactou negativamente a Receita Operacional Líquida de 2016 em R\$ 114 milhões.

Itens da diligência:

a.1) diante de todas as restrições orçamentárias e financeiras da Ceal, o que concretamente foi priorizado por seus administradores?

a.2) quais avaliações foram efetivadas pelos executivos da companhia, com vistas a direcionar os recursos escassos em prol de melhores resultados financeiros e da melhoria do serviço público prestado?

Resposta da UJ:

20. As informações prestadas pelo atual dirigente da companhia objetivam demonstrar a implantação de ações e projetos que tinham como objetivo o aumento de receita e melhoria da qualidade do serviço prestado.

21. Esclarece que, visando a incrementar a receita para viabilizar a adimplência setorial, requisito mínimo à renovação da concessão, ainda vigente naquele momento, a Ceal implementou, no primeiro semestre de 2016, um “Plano de Aumento de Arrecadação” que objetivou a redução da inadimplência dos seus clientes, tendo como ação preponderante o redirecionamento de esforços de campo para suspensão de fornecimento de unidades consumidoras devedoras. Com essa ação, obteve um aumento de 8,3 pontos percentuais no seu principal indicador de inadimplência, Taxa de Arrecadação Financeira (TAF), que correlaciona o total arrecadado em relação ao total faturado no mesmo período, que alcançou 100,3%, conforme demonstrado no gráfico 1 do Anexo 2 (peças 85, p. 3, e 87, p.1).

22. Informa que o acréscimo na arrecadação gerou receita adicional na ordem de R\$ 140 milhões, quando se compara com uma eventual manutenção da TAF obtida em 2015, num cenário provável caso o Plano não tivesse surtido o efeito projetado.

23. Relata outras ações implementadas pela administração que também contribuíram para o resultado apresentado:

a) negociação administrativa de débito junto à Companhia de Saneamento de Alagoas - Casal, principal consumidor cativo atual;

b) busca da intermediação do Tribunal de Justiça - AL, para equacionamento de débitos relacionados ao poder público e hospitais;

c) obtenção da intermediação do Tribunal de Contas do Estado - AL, para equacionamento de débitos relacionados ao poder público municipal;

d) redirecionamento de equipes de combate às perdas, para fiscalização pós-corte a devedores e priorização das equipes de sinergia para mesmo objetivo;

e) adoção nos finais de semana, das equipes de prontidão para fiscalização de unidades consumidoras autorreligadas; e

f) realização de Campanha de Adimplência, com melhoria das condições de negociação e ampla divulgação em mídia.

24. Destaca, ainda, que a diretriz adotada de priorização do combate à inadimplência, seguiu uma tendência nacional, conforme infere-se no gráfico 2 do Anexo 2 (peça 87, p.1), apresentada pela ABRADDEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica em 2016 no Seminário de Melhores Práticas do Setor de Distribuição, como reação ao aumento extraordinário das tarifas no componente de receitas não gerenciáveis pelas distribuidoras (Parcela A), “em face aos custos desproporcionais da energia gerada e dos encargos setoriais”.

25. Argumenta que a partir do segundo semestre de 2016, apesar da manutenção das taxas de arrecadação e do Plano de Aumento da Arrecadação, a Ceal “já não dispunha da sua concessão, o que refletiu na necessidade de revisão das suas prioridades com o intuito de atender à nova condição definida pelo Poder Concedente, como Prestador Temporário do Serviço de Distribuição, cujos indicadores mínimos de gestão foram estabelecidos pelo Agente Regulador, ANEEL”.

26. No que concerne às ações de melhoria de gestão na operação dos serviços, o dirigente da Ceal informa que a diretoria da companhia elaborou projeto com ações de melhoria na gestão das

operações dos serviços de distribuição, que são aqueles processos que estão relacionados diretamente aos indicadores de qualidade e à satisfação dos consumidores.

27. Argumenta que a proposta visava realizar de maneira perene a melhoria nos processos de trabalho, visto que são ações que não dependem de aporte de grandes recursos financeiros, modificam a maneira de realizar as atividades, rompem vícios, paradigmas e promovem a inovação e implantação de uma nova cultura de gestão. Destaca as seguintes ações como as principais:

27.1 Centralização Centro de Operações: Com a integração de todos os Centros de Operações do Estado em um único local, houve os seguintes ganhos: redimensionamento de operadores com redução de despesas e melhoria na qualidade do atendimento; ganhos na padronização e conseqüente melhoria da qualidade do serviço realizado pela operação; e melhoria da condição de trabalho dos operadores de sistema, com a delegação das atividades aos operadores, o que levou a se trabalhar em equipe, sendo que na configuração anterior os operadores trabalhavam em ambientes isolados, sem nenhuma supervisão e com jornadas desgastantes que aumentavam a fadiga e o risco de acidentes.

27.2. Projeto Sinergia e despacho móvel: O Projeto Sinergia teve como base o princípio de redimensionar o quantitativo de equipes disponíveis da empresa, baseado em estudo estatístico de quantidade de ocorrências por dia e horário de entrada no seu sistema. A premissa deste projeto é que as equipes devam trabalhar em sinergia, ou seja, estejam aptas a realizar qualquer tipo de atividade, seja operacional ou comercial, visando a otimização do uso dos recursos humanos e ferramentais para a realização das atividades, buscando uma maior agilidade no atendimento ao consumidor, e principalmente, por conta da inovação do processo com a implantação da ação de despacho móvel, que consiste na emissão das ordens de serviços, sendo despachadas pelo Centro de Operação diretamente para os *tablets* das equipes em campo. Houve um acréscimo de 23% no tempo disponível das equipes, o que proporcionou maior disponibilidade para realizar o atendimento às ocorrências, conforme demonstrado na tabela 6 do Anexo 1 (peça 86, p. 3).

27.3. Portal da Operação: Plataforma voltada para o monitoramento em tempo real, contendo informações importantes para a tomada de decisão, como produtividade por equipe, regime de chuvas, mapas de ocorrências (vinculados ao sistema de monitoramento por satélite), entre outras, e que trouxe ganhos para a empresa. Segundo o dirigente, a funcionalidade de controle em tempo real é de fato um importante instrumento para a tomada de decisões, voltadas à melhoria da qualidade do serviço prestado, possuindo informações detalhadas sobre o desempenho dos indicadores e o detalhamento das ocorrências por localidade.

27.3.1. O Portal mostra o volume de ocorrências por Distrito, a quantidade de consumidores atendidos naquele momento, a quantidade de equipes disponíveis para atendimento e o Tempo Médio de Atendimento (TMA) praticado, o que permite maior priorização dos serviços no despacho das equipes (vide Tabela 7 do Anexo 1) (peça 86, p. 3-4)

27.3.2. Informa haver ainda um controle detalhado acerca da duração do atendimento à ocorrência, sendo discriminados o tempo para preparação, deslocamento e execução do atendimento, conforme pode ser verificado na tabela 8 do Anexo 1 (peça 86, p. 4), o que permite ao gestor analisar a produtividade das equipes e trabalhar na correção das principais causas de aumento do TMA.

27.4. Manutenções preventivas através de análise de causas raízes dos problemas: Com relação às práticas de gestão utilizadas pela empresa, para direcionamento preciso das manutenções preventivas, o Diretor-Presidente informa que a companhia vem realizando diagnóstico através da análise das "causas raízes" dos problemas de interrupção do fornecimento de energia para população, com o objetivo de atacar de forma antecipada os locais onde há uma maior incidência de ocorrências.



27.5. Projeto Energia+: Quanto a esse projeto, voltado para as ações para melhoria da qualidade do serviço prestado, o dirigente da Ceal destaca que foi desenvolvido em parceria com o Banco Mundial, agente financiador, em busca de ganhos de confiabilidade no fornecimento de energia, com objetivo de atender ao crescimento e expansão do mercado e promover maior segurança no serviço de distribuição de energia elétrica. Que a execução do Projeto Energia+ se encerrou em 29/12/2017.

27.5.1. Relata que as ações focaram na melhoria da qualidade, com a implantação de novos equipamentos, renovação da infraestrutura, modernização das redes elétricas, combate às perdas, regularização de ligações clandestinas, implantação de equipamentos de telemedição e o fortalecimento de processos internos, com a implantação do Escritório de Gestão de Projetos, instalado para melhorar o planejamento, acompanhar os resultados, bem como, executar programas de desempenho gerencial, de ação social e comunicação estratégica.

27.5.2. Os gráficos 5, 6 e 7 do anexo 2 (peça 87, p. 3) apresentam os cronogramas físicos de instalação de religadores, reguladores e bancos capacitores, respectivamente. Informa que foram instalados 465 religadores de um total de 476, ficando onze equipamentos para reserva técnica, 240 reguladores e noventa bancos capacitares.

27.5.3. Segundo o gestor, a instalação destes equipamentos foi concluída em 2016 e melhorou de maneira significativa os indicadores de qualidade de energia da Ceal, e, conseqüentemente, reduziu custos operacionais, uma vez que foram evitadas multas do órgão regulador por ultrapassagem de metas de qualidade.

Análise:

28. O atual dirigente da Ceal detalhou as ações e os projetos implantados que tinham por objetivo aumentar a receita e melhorar a qualidade do serviço prestado pela companhia.

Item da diligência:

a.3) ante às limitações financeiras que impactam o cumprimento dos planos de investimentos, os dirigentes da distribuidora reportaram seus superiores, inclusive a holding, e pleitearam providências ou minimamente os alertaram sobre as potenciais conseqüências negativas?

Resposta da UJ:

29. O dirigente da Ceal destaca que as limitações financeiras enfrentadas pela empresa e que impactavam seus investimentos tiveram início antes mesmo do estabelecimento pela ANEEL, do Plano de Resultados ou do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição - PPTSD (peça 85, p. 16).

30. Aduz que com a assinatura do Termo de Compromisso pelos dirigentes máximos da Ceal e do poder concedente em 2016, e das exigências nele estabelecidas de monitoramento, controle e eventuais penalidades do órgão regulador, a Companhia já adotou até o presente momento, as seguintes providências:

a) reuniões mensais na ANEEL, Ministério de Minas e Energia (MME) e Conselho de Administração; e

b) formalização dos relatórios trimestrais de prestação de Contas do PPTSD, atestados pelo Conselho Fiscal da empresa e pelo Diretor Presidente da Ceal, Diretores de Distribuição e Diretor Presidente da Eletrobras, conforme Atas das reuniões ANEEL e Conselho de Administração, contidas no anexo 16 da CTA-PR-058/2018 (peças 98 a 101).

31. Acrescenta que semanalmente eram realizadas reuniões da Diretoria Executiva da Empresa com a participação do Presidente do Conselho de Administração, que até o início de agosto de 2018 acumulava o cargo de Diretor de Distribuição da holding Eletrobras, onde são

expostas e discutidas todas as principais limitações e dificuldades enfrentadas pelos gestores da empresa, assim como tomadas as principais decisões estratégicas a fim de solucionar essas questões. Registra que a solução para muitas das questões relacionadas às limitações financeiras não poderia ser dada somente pelos diretores locais e, portanto, foram endereçados diversos pleitos à Eletrobras.

32. Destaca, como resultado, as diversas renegociações das dívidas da empresa junto à holding, aprovadas por meio das resoluções de Diretoria e deliberações do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Brasileiras S.A, conforme o Anexo 17 (peça 102).

33. Acrescenta, ainda, que o esforço não se restringiu à relação com a Eletrobras, e que em fevereiro de 2015, foi encaminhada correspondência à ANEEL, conforme o anexo 18 (peça 103), onde é reportado o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e pleiteada uma Revisão Tarifária Extraordinária.

34. Esclarece que esse desequilíbrio econômico-financeiro é reflexo, também, dos valores relativos às perdas não técnicas, reconhecidos pela ANEEL em 2013 para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária, e que foram questionados por meio de recurso da Ceal ainda em setembro de 2013 (peça 104). Informa que a ANEEL negou ambos os pleitos da Ceal e só reconheceu a necessidade do reequilíbrio econômico-financeiro da concessão em setembro de 2017 no Reajuste Tarifário, quando flexibilizou não somente os valores das perdas não técnicas reconhecidas na tarifa, como também os custos de Pessoal, Material, Serviços e Outros - PMSO. Mesmo assim, complementa, o valor correspondente a essas flexibilizações ainda foi diferido para o próximo processo tarifário, conforme art. 6º da Resolução Homologatória 2.306, de 26 de setembro de 2017.

35. Por fim, argumenta que como o valor flexibilizado foi diferido para um próximo processo tarifário, não houve o reequilíbrio da concessão no reajuste tarifário de 2017 e a empresa continuou sofrendo com o desequilíbrio econômico-financeiro, o que a levou a interpor recurso ao diferimento em outubro de 2017, conforme o anexo 20 (peça 105), sendo também encaminhadas cópias dessa correspondência para o Presidente do Conselho de Administração da Ceal e para o Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

Análise:

36. Ante os esclarecimentos prestados e documentação apresentada pela Ceal, verifica-se que as dificuldades financeiras e operacionais e o desequilíbrio tarifário da companhia foram e continuam sendo reportados pela direção da empresa e objeto de monitoramento pela ANEEL, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Eletrobras.

37. Vale destacar a elaboração de relatórios trimestrais de prestação de contas do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição - PPTSD, atestados pelos Diretores de Distribuição e Presidente da Eletrobras.

Itens da diligência:

a.4) considerando o contexto de prestação temporária do serviço, quais os planos adotados pela Ceal?

b) providências adotadas para superar a baixa execução das ações previstas no “Plano de Resultados Eletrobras Distribuição Alagoas 2015-2016-2017”, apresentado à Aneel em abril de 2015, esclarecendo o atual estágio dos investimentos realizados frente ao previsto e as eventuais alternativas encontradas para o seu financiamento;

c) medidas efetivamente tomadas pela companhia em cumprimento à recomendação contida no item 9.2 do Acórdão 652/2016-TCU-Plenário;



c.1) apresentar cópia da Nota Técnica DC-006/2016, de 19/04/2016, com informações complementares, bem como justificativas necessárias, caso a recomendação do tribunal não tenha sido efetivamente implementada.

Resposta da UJ:

38. Considerando que os questionamentos contidos nas alíneas “a.4”, “b” e “c” do Ofício de diligência 0452/2018-TCU/SECEX-AL, de 4/7/2018 tratam, em essência, do mesmo tema, que são os planos adotados pela companhia e resultados alcançados, em especial, no contexto de prestação temporária do serviço, as informações apresentadas pela Ceal serão tratadas a seguir de forma conjunta.

39. O Sr. Diretor-Presidente esclarece, inicialmente, que o Plano de Resultados da Companhia foi firmado em um cenário em que ainda era detentora do contrato de concessão. Que da mesma forma que a CEAL, diversas distribuidoras de todo o País, que estavam com indicadores da concessão abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL, firmaram seus Planos de Resultados com o objetivo de melhoria dos serviços de distribuição de energia elétrica dessas concessionárias (peça 85, p. 9).

40. Que o Plano de Resultados - 2015-2016-2017 derivou de um arcabouço de objetivos e estratégias da Ceal, “alinhadas às diretrizes estratégicas da Eletrobras, e continha uma carteira de projetos e ações prioritários diretamente associados às necessidades da área de concessão”.

41. Informa que para equacionar as questões financeiras da empresa e bancar os programas de investimento, na implementação do Plano de Ação de melhoria de indicadores operacionais apresentado à ANEEL e tendo em vista a recomendação contida no item 9.2 do Acórdão 652/2016-TCU-Plenário, a Ceal, por meio da Diretoria de Distribuição da Eletrobras, estabeleceu um programa de captação de recursos junto ao mercado financeiro ou de capitais, na modalidade que melhor atendesse a cobertura das necessidades de recursos financeiros.

42. Com isso, e tendo por base a Nota Técnica NT-DD-EDE 02/2015 (peça 90), foi realizada consulta ao mercado financeiro para captação de concessão de crédito, no montante de até R\$ 1 bilhão para todas as empresas de distribuição da Eletrobras. Das instituições consultadas, informa que apenas o Credit Suisse e a Caixa Econômica Federal apresentaram oferta. A Caixa Econômica Federal não atendeu aos requisitos exigidos pela captadora, o que impediu a análise técnica dos custos envolvidos na transação, e resultou na escolha pelo Credit Suisse. Foram apresentados em anexo (peças 91 a 93) os demais atos realizados referentes ao processo de Seleção de Instituição Financeira.

43. Explicita que a proposta do Credit Suisse previa a emissão de debêntures, em conformidade com a Instrução CVM 476/2009, com prazo total de 48 meses sendo doze meses de carência para amortização do principal e sem carência para pagamento de encargos. Que havia ainda a alternativa de posterior conversão em Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC, com ampliação do prazo total da operação para até 84 meses, extensível em mais 36 meses.

44. Contudo, a operação não logrou êxito em decorrência da decisão dos acionistas da Eletrobras, na Assembleia Geral Extraordinária - AGE, em reunião realizada em 22/07/2016, que deliberou pela reprovação da assinatura do Termo Aditivo de Prorrogação da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 07/2001 da Companhia Energética de Alagoas - Ceal.

45. Explica que esta decisão aliada ao impacto do custo da energia no fluxo de caixa da empresa afetou de forma direta a execução do Plano de Resultados (ANEEL), pois a possibilidade de obter recursos financeiros junto às instituições se tornou inviável, tendo em vista que não havia mais um contrato de concessão, não podendo apresentar seus recebíveis como garantia.

46. Segundo o dirigente da Ceal, em última instância, a penalização máxima por descumprimento do Plano de Resultados era a própria perda da concessão. Neste sentido, submeteu-

se a correspondência CTA DR-B N° 13/2016, de 15/09/2016 (peça 94), questionando o órgão regulador sobre a continuidade do plano.

47. Informa que, por meio do Ofício n° 408/2016-DR/ANEEL, de 08/11/2016 (peça 95), a agência informou que a continuidade do Plano de Resultados estava sendo discutida no âmbito da Audiência Pública n° 63/2016, que tratava da regulamentação da Portaria do MME n° 388/2016, e que, até determinação contrária, mantinha-se a obrigatoriedade de apresentação dos relatórios trimestrais de acompanhamento.

48. Em 22/02/2017, através do Termo de Arquivamento (peça 96), foi encerrado o Processo do Plano de Resultados da Ceal, que foi substituído pelo Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição - PPTSD, ante a superveniência da Portaria n° 424, de 03/08/2016, do Ministério de Minas e Energia - MME

49. Com relação ao PPTSD, o dirigente da Ceal fez um breve histórico dos atos realizados até a situação que a companhia se encontra atualmente em regime de designação para prestação do serviço de distribuição de energia no estado de Alagoas, nos seguintes termos:

- Em 22/07/16 a 165ª AGE de acionistas Eletrobras, reprovou prorrogação da concessão da CEAL;
- Em 26/07/16 é publicada Portaria MME 388/2016, que aprova termos e condições para Prestação do Serviço Público de Distribuição;
- Em 03/08/16 é publicada Portaria MME 424/2016, em que a CEAL é designada como responsável temporária pela Distribuição em Alagoas;
- Em 13/09/2016 por meio de decisão da Diretoria da Aneel, foi aberta audiência pública 63/2016 para aprimoramento da PTR MME 388/2016 (15/09 A 15/10), e decidem ainda tornar vigência imediata da minuta de REN apresentada à audiência pública;
- Em 21/09/16 é publicado despacho 2.447 do Diretor da Aneel, determinando que a CEAL deve apresentar dentro de 30 dias um Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição;
- Em 06/10/16 é publicado Ofício 353/2016-DR/ ANEEL, com diretrizes para elaboração do Plano, indicando as metas para os indicadores a serem acompanhados;
- Em 20/10/16 a CEAL protocola a entrega do Termo de Compromisso à ANEEL;
- Em 03/11/2016 a CEAL protocola a entrega do PPTSD na ANEEL;

50. Esclarece que a assinatura do Termo de Compromisso, formalizada em 20/10/2016, estabelece um sistema de monitoramento, controle da execução do PPTSD e implicações do não atendimento, da seguinte forma:

Termo do Compromisso - Os dirigentes máximos do órgão ou da entidade da administração federal, designado e do sócio controlador deverão assinar o Termo de Compromisso, por meio do qual se comprometem a encaminhar Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, que demonstre como preservar a continuidade do serviço, iniciar a convergências aos referenciais regulatórios de qualidade e eficiência, além de viabilizar o processo de licitação.

Eles também se comprometem a prestar contas a respeito da execução do referido Plano de Prestação Temporária do Serviço - Em 30 dias contados da publicação do Despacho que dá diretrizes iniciais para a Prestação Temporária do Serviço, os representantes máximos das distribuidoras e do acionista controlador de cada empresa, deverá encaminhar à ANEEL o referido Plano para prestação do serviço até 31/12/2017, por meio do qual deverá detalhar as ações a serem empreendidas para iniciar o processo de adequação do serviço aos referenciais eficientes de perdas, custos operacionais e continuidade do serviço definidos pela ANEEL, além

de aprimorar o encaminhamento de informações à ANEEL e atingir adimplências com as obrigações intrasetoriais.

Prestação de Contas Mensal - Os dirigentes máximos de cada empresa, deverão comparecer mensalmente à ANEEL, para prestar contas a respeito da execução do Plano de Prestação Temporária do Serviço, apresentando os resultados alcançados em cada um dos indicadores monitorados, bem como ações implantadas e em fase de implementação para cumprimento do referido plano.

Prestação de Contas Trimestral - Adicionalmente os dirigentes máximos de cada empresa, deverão encaminhar trimestralmente à ANEEL, relatório atestado pelo Conselho Fiscal, relativo ao cumprimento do Plano de Ação até sua efetiva conclusão, contendo no mínimo a comparação entre metas e os resultados alcançados para cada um dos indicadores monitorados, bem como ações implantadas e em fase de implementação para cumprimento do plano proposto. Nesta Prestação de Contas também deverá ser apresentado, o cronograma e o andamento do processo de licitação, ainda que as informações devam ser buscadas em outros órgãos ou entidades da administração pública federal.

Ações da ANEEL - Em caso de descumprimento das condições e limites estabelecidos para qualquer dos indicadores definidos, atestado pela análise dos relatórios trimestrais relativos ao cumprimento do Plano de Gestão, e sem causa justificável, a ANEEL poderá determinar, por meio de ato específico, a suspensão dos repasses de recursos de CCC, COE e RGR, do empréstimo com recursos da RGR e da aplicação de reajustes e revisões tarifárias, no todo ou em parte.

51. No que concerne às metas e resultados do PPTSD, o gestor alega que, em cumprimento à Resolução Normativa nº 748 de 29/11/2016, a Ceal vem cumprindo com todas as diretrizes estabelecidas para o período de Prestação Temporária e entregou o relatório trimestral referente à quinta prestação de contas do PPTSD (peça 97). A seguir, apresenta-se uma síntese dos resultados, com base nas informações apresentadas pela UJ:

a) adimplência setorial.

51.1. Até dez/2017, a Ceal recebeu regularmente os recursos provenientes do empréstimo para efeito de composição da Remuneração Adequada de Referência, nos termos da Res. 2.199/2017. O valor do financiamento disponibilizado pelo Fundo RGR até a competência de dezembro de 2017 foi da ordem de R\$ 427,88 milhões. A eficácia na gestão destes recursos, assim como das demais receitas desta empresa, possibilitaram que esta se mantivesse adimplente setorialmente, e ainda finalizasse o exercício de 2017 com um saldo financeiro de R\$ 41,9 milhões;

b) perdas de energia elétrica.

51.2. A meta estabelecida pelo Plano era de atingir até dezembro de 2017, o indicador de 24,07%. Para atingir esta meta de combate às Perdas, a diretoria da Ceal estabeleceu uma lista de ações a serem realizadas, que contou com o envolvimento de vários profissionais da empresa, de diversas áreas diferentes de atuação em uma força-tarefa para alcançar esse objetivo. Todas estas ações foram realizadas com sucesso e o resultado obtido em dezembro de 2017, foi um indicador de 22,93%, bem abaixo da meta estabelecida de 24,07%. Entre as principais ações que contribuíram para esse resultado, destacam-se as seguintes: (i) Programa de Inspeção e Regularização de Unidades Consumidoras; (ii) Recadastramento da Iluminação Pública (IP); (iii) Telemedição de Unidades Consumidoras - Ação do Projeto Energia +; (iv) Regularização de Clandestinos em Áreas de Perdas Elevadas - Ação do Projeto Energia +; (v) Recadastramento Comercial - Ação do Projeto Energia +; (vi) Recall Medidores Defeituosos; (vii) Linha 69 kv Delmiro Gouveia - Olho D'Água (conclusão da obra que representou redução de cerca de 0,6% em perdas Técnicas.

c) qualidade do serviço - DECI.

51.3. O gráfico 9 do Anexo 2 (peça 87, p. 4) mostra a trajetória da média móvel anualizada realizada do indicador DECI, comparando-os com os valores projetados no PPTSD, onde se pode verificar o resultado positivo das ações implantadas pela gestão da companhia período de 2015 e 2017. A meta estabelecida pela ANEEL para o período de designação, era atingir até o mês de dezembro de 2017 o indicador de 23,88 horas/ano. No início do período de designação em agosto de 2016, a empresa vinha realizando o indicador de 24,43 horas/ano e no ano de 2017, conseguiu ficar bem abaixo da meta estabelecida, quando atingiu o resultado de 20,41 de DECI. Para o ano de 2017, o DECI atingido foi da ordem de 17,00% melhor do que a meta estabelecida para o PPTSD.

d) qualidade do serviço – FECi.

51.4. O gráfico 10 do Anexo 2 (peça 87, p. 5) apresenta a trajetória da média móvel anualizada realizada do indicador FECi, comparando-os com os valores projetados no PPTSD. Com a intensificação da manutenção preventiva, roço e poda, aliadas às atividades de subestações, como a ampliação do barramento de 13,8 kV da SE Rio Largo I, foi observado uma melhoria dos valores de FECi (média móvel), comparando-os com os valores projetados no PPTSD. Para o ano de 2017, o FECi atingido foi da ordem de 6,33% melhor do que a meta estabelecida para o PPTSD.

e) custo operacional (PMSO¹ com e sem provisões)

51.5. De acordo com o gráfico 11 do Anexo 2 (peça 87, p. 5), verifica-se que o PMSO s/ Provisões, encontra-se dentro dos limites propostos pela Agência, no resultado consolidado do quarto trimestre de 2017. A meta era realizar despesa total de PMSO sem Provisão de R\$ 373,79 milhões e foi realizada despesa total de R\$ 333,65 milhões, 10,74% abaixo do que foi proposto, o que reforça o comprometimento dos gestores da empresa com a adequação e eficiência dos custos gerenciáveis da companhia. Com relação ao PMSO c/ Provisões, pode-se observar no gráfico 12 do Anexo 2 (peça 87, p. 6), um desvio com relação à meta estabelecida a partir de junho de 2017.

51.6. O gráfico 13 do Anexo 2 (peça 87, p. 6), revela que os desvios mensais se devem principalmente, a dois fatores: O primeiro seria o aumento da PCLD - Provisão de créditos de Liquidação Duvidosa, onde consta a inadimplência dos consumidores, com destaque às classes Residencial e Poder Público e o segundo fator decorre das revisões de demandas trabalhistas ocorridas durante o período, com o objetivo de realização de *due diligence* para maior precisão nas informações do contencioso trabalhista da Ceal, a serem disponibilizadas aos potenciais investidores interessados no processo de desestatização da companhia.

51.7. Com relação à gestão de redução da PCLD, a Ceal mantém ações constantes de combate à inadimplência, conforme já destacado, além de negociações com prefeituras de parcelamento de dívidas. No entanto, situações como: descumprimento de acordos, número crescente de inadimplência em todo o país decorrente da forte recessão econômica no período e aumento das tarifas, aumento de faturas decorrentes de ações de fiscalização de irregularidade, visto que possuem um *aging* maior de recebimento, pois geralmente envolve recursos administrativos e/ou judiciais para recebimento, contribuem para que as ações de combate ao aumento da PCLD não venham tendo o êxito esperado.

52. Ainda com relação ao item "c" do Ofício 0452/2018-TCU-SECEX-AL, que solicitou informações quanto às medidas efetivamente tomadas pela companhia em cumprimento à recomendação contida no item 9.2 do Acórdão 652/2016-TCU-Plenário, o atual Diretor-Presidente da Ceal detalha o *status* atual das obras previstas no novo Plano de Obras, a serem realizadas durante o período de designação por meio do PPTSD (posição de junho de 2018), sendo que na tabela 9 do Anexo 1 (peça 86, p. 4) consta o quadro resumo de evolução das Obras PPTSD:

2.5.1. Implantação LD Maceió II - Benedito Bentes

¹ PMSO é a parcela das despesas que responde pelos itens Pessoal (P), Material (M), Serviços de Terceiros (S) e Outras despesas (O).

No mês de dezembro de 2017, as obras em execução estavam com 99% de avanço físico e atualmente já se encontra concluída, a CEAL no momento está construindo o Sistema de Medição de Fronteira (SMF) na SE Maceió II, com previsão de conclusão para Outubro/18 (última etapa para energização do circuito).

2.5.2. Implantação de Melhorias na Proteção no Sistema Elétrico do Litoral Norte

Empreendimento adicional ao inicialmente proposto no PPTSD e aprovado com vistas a melhoria do FECi, compreendendo a implantação dos disjuntores de linha em 69kV nas subestações de União dos Palmares, São Luiz do Quitunde, Matriz do Camaragibe e Porto Calvo.

As obras de ampliação das Subestações de Matriz do Camaragibe, Porto Calvo e União dos Palmares foram concluídas em junho/2018, as obras de ampliação da Subestação São Luiz do Quitunde, que haviam sido suspensas para adequação do projeto executivo, foram retomadas e deverão estar concluídas em setembro/2018, ver figura 03 (Anexo 3).

2.5.3. Implantação da SE 69/13,8 kV Coruripe II

As obras da futura Subestação 69/13,8 kV Coruripe II, ainda estão sendo executadas com conclusão prevista para agosto/2018, ver figura 04 (Anexo 3).

2.5.4. Implantação da SE 69/13,8 kV Girau do Ponciano

As obras da futura Subestação 69/13,8 kV Girau do Ponciano, estão praticamente concluídas, restando apenas a instalação do transformador de potência, ver figura 05 (Anexo 3).

As obras para ampliação da Subestação 69/13,8 kV Arapiraca II, foram iniciadas e deverão estar concluídas em Outubro/2018. As obras da futura Linha de Distribuição 69 kV que interligará as subestações de Arapiraca II e Girau do Ponciano, sofreram atrasos por conta de impedimentos fundiários, o prazo para conclusão passará de Setembro/2018 para Novembro/2018.

2.5.5. Implantação da LD Rio Largo I - Rio Largo li - 2º Circuito

As obras para ampliação da Subestação 69/13,8 kV Rio Largo I e Construção do Link 69 kV Rio Largo I e II, estão em execução com previsão de conclusão para dezembro/18.

2.5.6. Manutenção das Subestações e Linhas de 69kV

Foram realizadas as seguintes ações:

- Manutenções preventivas em sete subestações;
- Limpeza em quatro subestações;
- Inspeção minuciosa em 344 km de LT's de 69KV;
- Termografia nas 40 subestações do sistema;
- Análise de óleo em 30 transformadores de potência.

2.5.7. Manutenção e Extensão de Rede MT / BT

2.5.7.1. Alimentador Marechal Deodoro/Barra de São Miguel - Obra energizada em fevereiro de 2018, garantindo o fornecimento com qualidade para o verão de 2018 no município turístico de Barra de São Miguel.

2.5.7.2. Alimentador Santana do Ipanema - Obra de expansão com vistas a segregar as cargas urbanas das rurais, no município com aumento da confiabilidade, obra em andamento e dentro do prazo conforme figura 06 (Anexo 3).

2.5.7.3. Alimentador da SE Zebu I - Empreendimento adicional ao PPTSD, visa remanejar cargas da SE Delmiro Gouveia, com vistas à redução de perdas. Processo de contratação em fase de licitação para a implantação do sistema de medição de fronteira (SMF).

2.5.7.4. Alimentadores da Se Coruripe II - A construção dos Alimentadores 13,8 kV da futura Subestação 69/13,8 kV Coruripe II, visa principalmente garantir o fornecimento com qualidade e confiabilidade para grande parte do litoral sul de Alagoas. Estas obras já foram iniciadas em dezembro de 2017 e tem conclusão prevista para final de agosto de 2018.

2.5.7.5. Alimentadores da Se Girau do Ponciano - A construção dos Alimentadores 13,8 kV da futura Subestação 69/13,8 kV Girau do Ponciano, visa remanejar cargas da SE ARD bem como garantir o fornecimento com qualidade e confiabilidade para a região de Girau do Ponciano e municípios circunvizinhos. Obras iniciadas em julho de 2018 com previsão de conclusão para dezembro de 2018.

2.5.7.6. Manutenção de Redes - Execução do Plano de Manutenção em linha com o previsto, envolvendo atividades com a rede energizada, desenergizada, poda de árvores e manutenção em equipamentos, ver figura 07 (Anexo 3).

Análise:

53. Em resposta à diligência, a Ceal informou os planos adotados pela companhia no período de prestação temporária do serviço de distribuição de energia elétrica. Foi esclarecido que o Plano de Resultados da empresa para o período 2015-2017 foi substituído pelo Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição - PPTSD, ante a superveniência da Portaria 424, de 03/08/2016, do Ministério de Minas e Energia – MME.

54. Quanto ao cumprimento da recomendação contida no item 9.2 do Acórdão 652/2016-TCU-Plenário, foi informado que a companhia estabeleceu um programa de captação de recursos junto ao mercado financeiro, que não logrou êxito em decorrência da decisão dos acionistas da Eletrobras, na Assembleia Geral Extraordinária de 22/07/2016, de reprovação da assinatura do Termo Aditivo de Prorrogação da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica 07/2001 da Companhia Energética de Alagoas - Ceal.

55. As justificativas apresentadas são de que a decisão de não renovar o contrato de concessão impossibilitou a empresa de obter recursos financeiros junto às instituições e, este fato, aliado ao impacto do custo da energia no fluxo de caixa da empresa, afetou de forma direta a execução do então Plano de Resultados.

56. Não obstante as dificuldades enfrentadas, o atual Diretor-Presidente da companhia argumenta que a entidade vem cumprindo com todas as diretrizes estabelecidas para o período de prestação temporária e entregou o relatório trimestral referente à quinta prestação de contas do PPTSD, cujos resultados encontram-se descritos sinteticamente nos itens 53 e 54 desta instrução.

III – CONCLUSÃO

57. Em atenção às questões trazidas à baila pelo Ministro Relator, foi realizada diligência junto à Ceal, para que apresentasse informações quanto às providências adotadas pela Diretoria Executiva da Companhia em face dos sucessivos prejuízos apurados no resultado do exercício, que permitissem o aprofundamento da análise acerca da conduta dos administradores, aferida no presente processo de contas da UJ.

58. Após o exame das informações e esclarecimentos contidos na resposta encaminhada pelo atual Diretor-Presidente da Ceal, é forçoso concluir que as dificuldades financeiras e operacionais e o resultado negativo do exercício de 2016 decorrem de diversos fatores conjunturais, muitos deles alheios à gestão dos administradores da companhia, não havendo nos autos indícios de atos omissivos ou comissivos praticados pelos dirigentes da companhia, no exercício em exame, que tenham afetado negativamente a eficiência e a eficácia da gestão.

59. Considerando que a nova análise empreendida não revelou ocorrência que possa alterar o mérito das presentes contas, submete-se o feito à consideração superior com a mesma proposta de encaminhamento lançada na instrução à peça 70.



IV – PROPOSTA DE ENCAMINAMENTO

60. Diante do exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:

a) com fundamento nos arts. 1º, inciso I, 16, inciso I, 17 e 23, inciso I, da Lei 8.443/1992 c/c os arts. 1º, inciso I, 207 e 214, inciso I, do Regimento Interno, que sejam julgadas regulares as contas dos Srs. Cicero Vladimir de Abreu Cavalcanti (CPF 188.942.084-00); Juraci Candeia de Souza (CPF 004.606.215-72); Luis Hiroshi Sakamoto (CPF 098.737.591-15); Luiz Armando Crestana (CPF 197.843.090-68); Luiz Henrique Hamann (CPF 302.332.599-53); Martha Lyra Nascimento (CPF 090.415.911-68); Marcos Aurélio Madureira da Silva (CPF 154.695.816-91); Milton Jose Chagas (CPF 036.899.908-40); Néllisson Sérgio Hoewell (CPF 199.278.000-53); Paulo Roberto dos Santos Silveira (CPF 191.588.407-10); Pedro Mateus de Oliveira (CPF 135.789.286-15); Rodrigo Alves Teixeira (CPF 269.942.138-38); Thomas Anderson Acioli Candido (CPF 059.174.074-52), dando-lhes quitação plena;

b) dar ciência à Companhia Energética de Alagoas de que as deficiências encontradas no seu sistema de controles internos e apontadas no relatório de auditoria de gestão sobre as contas da entidade, correspondentes ao exercício de 2016, aumentam os riscos de falhas na gestão da entidade e constituem afronta à jurisprudência do Tribunal de Contas da União e aos princípios e requisitos estabelecidos no art. 9º da Lei 13.303/2016 e na IN Conjunta MP/CGU 1/2016, quanto à adoção de boas práticas de gestão de riscos e controles internos;

c) dar ciência do acórdão que vier a ser proferido à Companhia Energética de Alagoas e à Controladoria Regional da União em Alagoas, destacando que o relatório e o voto que fundamentam a deliberação ora encaminhada podem ser acessados por meio do endereço eletrônico www.tcu.gov.br/acordaos e que, caso tenham interesse, o Tribunal pode encaminhar-lhes cópia desses documentos sem quaisquer custos.

TCU-Secex/AL, 26 de fevereiro de 2019.

Marcelo Chaves Aragão
AUFC Matr. 6530-7