

VOTO

PROCESSO: 48500.002846/2020-21

INTERESSADOS: Consumidores e distribuidoras de energia elétrica

RELATORA: Diretora Elisa Bastos Silva

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM)

ASSUNTO: Aprimoramento da segunda fase e proposta de abertura de terceira fase da Consulta Pública nº 35/2020 com vistas a colher subsídios para a regulamentação dos arts. 6º, 7º e 9º do Decreto nº 10.350/2020, que dispõem sobre os impactos da pandemia de Covid-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica e sobre os critérios de ressarcimento pelas distribuidoras dos custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários incorridos na operação de crédito da Conta-covid.

I – RELATÓRIO

1. O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, regulamentou a Medida Provisória nº 950/2020, autorizando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a criar e gerir uma conta contábil denominada Conta-covid, destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, referentes a uma série de itens¹ relativos às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.
2. O art. 6º do referido Decreto estabeleceu que a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição de energia elétrica seria avaliada pela ANEEL em processo administrativo,

¹ i. efeitos financeiros da sobrecontratação; ii. saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA; iii. neutralidade dos encargos setoriais; iv. postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data; v. saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi. antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”, conforme o disposto em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.



mediante solicitação fundamentada do interessado, na forma do respectivo contrato de concessão ou permissão e da legislação aplicável.

3. Por sua vez, o art. 7º estabeleceu que os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, inclusive os da CCEE, incorridos nas operações de crédito da Conta-covid seriam suportados, inicialmente, pelos consumidores e poderiam ser ressarcidos pela distribuidora, observando os benefícios atribuíveis aos consumidores e aos agentes setoriais.

4. Além disso, o art. 9º do Decreto nº 10.350/2020 alterou a redação do art. 3º, § 7º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, incluindo nas hipóteses de exposição contratual involuntária a redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da Covid-19 apurada conforme regulação da ANEEL.

5. Em 23 de junho de 2020, foi publicada a Resolução Normativa (REN) nº 885 da ANEEL, como resultado da primeira fase da Consulta Pública nº 35/2020, com o objetivo de regulamentar os critérios e os procedimentos aplicáveis à Conta-covid, às operações de crédito a serem contratadas pela CCEE e à utilização do encargo setorial da CDE para este fim.

6. O parágrafo 1º do art. 15 da referida resolução prescreveu que a regulação afeta à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição de energia elétrica seria precedida de Consulta Pública (segunda fase da CP nº 35/2020), a ser instaurada em até 60 (sessenta) dias contados da data de publicação da REN nº 885/2020, ou seja, até 22 de agosto de 2020.

7. Em atenção ao comando normativo, em 17 de agosto de 2020 as áreas técnicas envolvidas (SRM, SGT e SFF) apresentaram o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 7/2020-SRM/SGT/SFF² e a Nota Técnica nº 92/2020-SRM/SGT/SFF/ANEEL³, os quais foram submetidos à segunda fase da CP nº 35/2020, que ocorreu no período de 19 de agosto a 5 de outubro de 2020.

² Documento SICnet nº 48580.000813/2020-00

³ Documento SICnet nº 48580.000812/2020-00



8. As propostas das áreas técnica submetidas à consulta pública foram amparadas na fundamentação jurídica apresentada pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, no Parecer nº 262/2020/PFANEEL/PGF/AGU⁴, de 13 de agosto de 2020.
9. Durante toda a instrução do processo, foram realizadas diversas reuniões internas com as áreas técnicas e com a Procuradoria Federal e externas com as distribuidoras e com a Abradee. Ademais, os temas aqui tratados foram amplamente discutidos com o Tribunal de Contas da União (TCU), na sua função de órgão de controle, e apresentados ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia e à Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos.
10. Ressalto, ainda, a importante participação de representantes da sociedade civil, especialmente, dos Conselhos de Consumidores, com quem realizei reuniões antes da abertura da segunda fase da CP nº 35/2020, e do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC), em reuniões realizadas mais recentemente.
11. Como resultado da intensa participação social e setorial, bem como da análise das contribuições recebidas, a SRM elaborou a Nota Técnica nº 145/2020-SRM/ANEEL, de 15 de dezembro de 2020. O documento consolida os argumentos da segunda fase da CP nº 35/2020 e apresenta uma proposta de abertura da terceira fase de discussões.
12. É o que cabe relatar.

II - FUNDAMENTAÇÃO

13. Trata-se da regulamentação dos arts. 6º e 9º do Decreto nº 10.350/2020, que dispõem sobre os impactos da pandemia de Covid-19 na exposição contratual involuntária e no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica; e do art. 7º, que trata do ressarcimento pelas distribuidoras dos custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários incorridos na operação de crédito da Conta-covid.

⁴ Documento SICnet nº 48516.002035/2020-00



14. Pelas razões expostas a seguir, voto por instaurar terceira fase da Consulta Pública nº 35/2020, na modalidade de Intercâmbio Documental, com duração de 47 (quarenta e sete) dias, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para aprimorar a proposta de regulamentação dos arts. 6º (reequilíbrio econômico-financeiro), 7º (alocação dos custos administrativos e financeiros e os encargos tributários das operações de crédito) e 9º (sobrecontratação involuntária) do Decreto nº 10.350/2020.

15. Para motivar tal encaminhamento, o presente voto resta estruturado em cinco itens, a saber: (i) do problema regulatório; (ii) do equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica; (iii) do tratamento da sobrecontratação involuntária; (iv) do ressarcimento dos custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários; e, por fim, (v) das conclusões.

16. Senão vejamos.

II.1 Do problema regulatório: contextualização sobre os impactos da Covid-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de distribuição de energia elétrica

17. A crise mundial decorrente da pandemia de Covid-19 tem gerado impactos em diversos setores da economia brasileira, incluindo os serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

18. Devido às consequências diretas e indiretas das medidas de distanciamento social e restrição da atividade econômica, verificou-se que o principal impacto no setor elétrico brasileiro⁵ decorreu da redução do consumo de energia, principalmente das classes industrial e comercial, e do aumento da inadimplência, sobretudo no segmento de distribuição de energia elétrica, que concentra grande parte da arrecadação do setor.

⁵ As estimativas consolidadas pela ANEEL sobre redução de mercado e aumento da inadimplência são apresentadas pela Nota Técnica nº 91/2020-SGT/SFF/SRM/SRD/GMSE/ANEEL, de 15 de junho de 2020, com atualização periódica monitorada pelo Grupo de Monitoramento do Setor Elétrico.



19. Nesse sentido, desde março de 2020, a ANEEL vem adotando um conjunto de medidas para minimizar os efeitos da pandemia no setor, seja na dimensão da prestação do serviço ao público seja na avaliação das condições econômico-financeira das concessões.

20. Em relação à manutenção das condições de solvência do setor, identificou-se imediatamente a necessidade de conter o impacto da redução de mercado e da arrecadação das distribuidoras, uma vez que a queda no faturamento dessas empresas poderia reduzir a liquidez em toda a cadeia, com impactos em geradores e transmissores de energia e em financiadores, ensejando um efeito cascata de inadimplementos que afetaria a confiança em todo o setor elétrico e prejudicaria a prestação do serviço aos consumidores.

21. Diante desse quadro, os ministérios de Minas e Energia e da Economia e a ANEEL trabalharam de forma integrada com o BNDES para arquitetar uma solução que contemplasse tanto a necessidade de manter a liquidez do setor quanto a modicidade tarifária, o que resultou na chamada Conta-covid, autorizada pela Medida Provisória nº 950/2020. Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 dispôs sobre a criação da Conta-covid, que, por sua vez, foi regulamentada pela ANEEL na Resolução Normativa nº 885/2020.

22. Na sua essência, a Conta-covid teve como propósito assegurar liquidez às distribuidoras frente à abrupta redução de arrecadação verificada com o aumento da inadimplência e redução do consumo de energia, e proteger os consumidores de elevações tarifárias em um momento de vulnerabilidade da capacidade de pagamento em decorrência do arrefecimento da atividade econômica.

23. Para além da solução de liquidez trazida pela Conta-covid, insta frisar que durante todo o processo de regulamentação da operação de crédito, ou mesmo antes, com as discussões para a elaboração do Decreto nº 10.350/2020, as distribuidoras externam preocupação com o risco de desequilíbrio econômico dos contratos de concessão ou permissão de distribuição decorrente da pandemia da Covid-19.

24. Nesse contexto, o art. 6º do referido Decreto foi claro ao estabelecer que a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e



permissão do serviço público de distribuição energia elétrica será avaliada pela ANEEL, em processo administrativo, mediante solicitação fundamentada do interessado, na forma do respectivo contrato de concessão ou permissão e da legislação aplicável.

25. O problema regulatório posto à ANEEL, em linhas gerais é o de avaliar, caso a caso, a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão de distribuição de energia elétrica que tenha sido comprometido pelos efeitos da pandemia de Covid-19. E para tal avaliação é necessário estabelecer os parâmetros de análise e o método de tratamento do eventual desequilíbrio.

26. Assim, a Agência iniciou um extenso trabalho de coleta de dados e identificação dos índices de inadimplência e redução de mercado ao longo do ano de 2020, avaliando a proporção desses impactos no equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

27. Esse trabalho inicial era necessário para identificar com clareza o que eram problemas ordinários da concessão e o que era de fato efeito da pandemia de Covid-19. Essas informações também nos ajudariam a entender se havia espaço para propor um regulamento específico para eventuais pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) decorrentes da pandemia, ou se o regulamento atual sobre o tema RTE, consubstanciado no submódulo 2.9 do PRORET, seria suficiente para o tratamento dessas demandas.

28. Em paralelo, realizamos diversas reuniões com agentes setoriais, institutos de defesa do consumidor e órgãos de controle que nos auxiliaram a avaliar o problema na perspectiva dos diferentes atores envolvidos, bem como os impactos para cada segmento da cadeia do setor elétrico.

29. Após análise dessas informações, as áreas técnicas da Agência consolidaram uma proposta inicial levada ao escrutínio público por meio da segunda fase da Consulta Pública nº 35/2020. Essa proposta trouxe os fundamentos jurídicos que nortearam a construção da metodologia para a resolução do problema regulatório, bem como as alternativas de intervenção regulatória desenvolvidas pelas unidades organizacionais.



30. A consulta pública de 45 dias de duração recebeu contribuições de 22 participantes, incluindo instituições do setor e representantes da sociedade, como o IDEC e os conselhos de consumidores. Foram 1.370 páginas de documentos com conteúdo muito denso, além de sete pareceres jurídicos e três relatórios técnicos de consultorias.

31. De imediato, faço um agradecimento a todas as instituições que colaboraram na Consulta Pública, pois essa participação social nos ajuda a melhor compreender os problemas e a avançar nas propostas normativas. O regulador precisa muito desse *feedback* para chegar a regulamentos equilibrados, que maximizem o benefício para o setor em sua integralidade.

32. No que se refere ao mérito da questão, a maior parte das contribuições versou sobre os aspectos jurídicos da proposta, e outras indicaram pontos de reflexão importantes para aperfeiçoarmos a metodologia do regulamento e darmos melhor tratamento à demanda.

33. Destaco que diversas contribuições apontaram para a necessidade de definição da metodologia de cálculo da parcela de sobrecontratação involuntária resultante da redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da Covid-19, bem como propuseram diferentes critérios de referência para este cálculo. Ressalta-se que a sobrecontratação está intimamente relacionada aos efeitos econômicos que podem ensejar o reequilíbrio das concessões.

34. Desse modo, diante das manifestações dos agentes e dos possíveis efeitos da metodologia de cálculo da parcela de sobrecontratação involuntária no próprio equilíbrio dos contratos de distribuição, entendo adequado aceitar as contribuições recebidas no sentido de tratar este assunto. Por esse motivo, proponho rediscutir o tema em nova fase da CP nº 35/2020, considerando aprimoramentos diversos trazidos pelos agentes e amadurecidos pela agência, bem como incorporando a sobrecontratação involuntária à discussão.

35. Ademais, tendo em vista que o art. 7º do Decreto 10.350/2020 estabelece que a alocação dos custos acessórios da Conta-covid deverá ser tratada de forma concomitante com eventual recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, faz-se necessária a regulamentação desse tema juntamente com a metodologia de reequilíbrio econômico-financeiro.



36. Assim, a partir da análise das contribuições, amplamente detalhadas no Relatório de Análise das Contribuições (RAC) da Consulta Pública, e da necessária regulamentação sobre os custos acessórios da Conta-covid, avançamos em uma nova proposta que contempla, além dos aprimoramentos à proposta inicial, o debate de novos elementos como o tratamento da sobrecontratação involuntária e a alocação dos custos acessórios da Conta-covid.

37. Reconheço a importância da celeridade na definição da metodologia de reequilíbrio econômico-financeiro, mas entendo que a abertura da terceira fase da CP nº 35/2020 permitirá uma análise mais completa dos efeitos da pandemia nos contratos de distribuição, posto que avaliará também os aspectos relativos à exposição contratual involuntária. Além disso, como o comando legal define que a alocação dos custos acessórios da Conta-covid deve ocorrer conjuntamente com o reequilíbrio, a discussão no âmbito da terceira fase da consulta pública não traz prejuízos à tempestividade da solução.

38. Assim, passo a tratar dos aprimoramentos da proposta de revisão extraordinária, e, na sequência, trato dos novos elementos citados.

II.2 Do equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica

39. A proposta inicial de regulamentação do art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, levada ao escrutínio público por meio da segunda fase da CP nº 35/2020, buscou a definição de parâmetros objetivos para avaliação dos efeitos da pandemia da Covid-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

40. Em suma, a opção regulatória apresentada previu duas formas de tratamento tarifário aos impactos da pandemia de Covid-19 nas concessões de distribuição: (i) a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), condicionada ao atingimento de indicadores de desequilíbrio da concessão, a ser tratada no Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET); ou (ii) o Mecanismo de Flexibilização Tarifária Opcional (MFlex), condicionado a contrapartidas para os consumidores, por meio de regramento do Submódulo 2.10 do PRORET, cuja adesão seria totalmente voluntária por parte dos agentes de distribuição.



41. Nos dois casos, as metodologias buscam reduzir os efeitos da queda de arrecadação e redução de mercado, com base nos princípios econômicos do segmento de distribuição, fundamentados na regulação por incentivo e no modelo de regulação pelo preço, além de identificar o que é afeto ordinariamente à matriz de risco imputada à distribuidora e o que pode ensejar a necessidade de reequilíbrio contratual.

42. Inicialmente, cabe destacar que, tendo em vista as contribuições em relação às contrapartidas do MFlex, a proposta foi revista de modo a não regulamentar este mecanismo. Embora se entenda que não haja óbices jurídicos ou regulatórios para a criação do Submódulo 2.10, nenhuma empresa demonstrou interesse na utilização do MFlex. Por se tratar de um mecanismo opcional, não é oportuno despender recursos para regulamentar um submódulo do PRORET que não será utilizado. Desse modo, a proposta avança sobre a opção regulatória de apenas aprimorar o Submódulo 2.9 do PRORET, já existente, a fim de possibilitar a avaliação de pleitos de RTE decorrentes de fatos geradores associados à pandemia de Covid-19, ao mesmo tempo em que se alinha às contribuições recebidas na Consulta Pública.

43. Quanto à nova proposta do Submódulo 2.9, de forma geral, foram mantidos os procedimentos de admissibilidade inicialmente apresentados, como apresentação de fato gerador, evidência de desequilíbrio econômico,nexo de causalidade entre eles e apresentação de iniciativas tomadas pela concessionária para equacionar o alegado desequilíbrio econômico e financeiro. Por outro lado, os dois indicadores de desequilíbrio puderam ser aprimorados.

44. No indicador que mede a relação dívida líquida sobre Lajida (Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização), a proposta colocada para escrutínio público foi incluir, no numerador, os recursos recebidos da Conta-covid e inadimplência regulatória decorrente da pandemia, e, no denominador, a receita irrecuperável regulatória decorrente da pandemia. A inadimplência regulatória decorrente da pandemia visava capturar seu efeito no endividamento de curto prazo, ao passo que a receita irrecuperável regulatória decorrente da pandemia visava apreender a redução do resultado da empresa ao diminuir o Lajida regulatório.

45. De maneira análoga, no indicador que compara juros da dívida regulatória à remuneração do capital regulatória, recomendou-se a inclusão dos mesmos termos.



46. Em atenção às contribuições recebidas, das principais mudanças dos indicadores em relação à abertura da 2ª fase da CP, destacam-se a desconsideração dos recursos da Conta-covid e a inclusão do cálculo da neutralidade de componentes tarifárias para as concessionárias cuja cláusula econômica ainda não se alterou após 2015 (contrato antigo).

47. Os indicadores foram instituídos para identificar desequilíbrios do ponto de vista global, não apenas referente a uma parcela específica de custos. Nesse sentido, identificou-se a necessidade de se desconsiderar os recursos da Conta-covid em ambas as inequações, o que equivale a considerar o desequilíbrio de Parcela A no indicador. Esse ajuste visa identificar aquelas concessionárias em que se faz necessária uma análise do caso concreto no tocante ao desequilíbrio econômico, embora a questão financeira já tenha sido equacionada com recursos da Conta-covid.

48. Também foi necessário considerar a perda de faturamento da parcela Fio A e do componente tarifário de Perdas nos dois indicadores, pois a frustração de arrecadação afeta o desequilíbrio da concessionária. Destaca-se que esse aprimoramento somente foi necessário para aquelas concessionárias do contrato antigo, uma vez que nos contratos novos é previsto o cálculo da neutralidade desses componentes, logo já compõe o desequilíbrio de Parcela A. De outra forma, faz sentido incorporá-los no cálculo do indicador das concessionárias do contrato antigo, pois a perda de receita referente a esses itens pode contribuir para o desequilíbrio econômico e financeiro da concessão.

49. No que se refere à metodologia para recomposição, o Submódulo 2.9 do PRORET vigente prevê de forma generalista como se dará a correção tarifária em caso de desequilíbrio econômico-financeiro, ao postular que a correção deve ser suficiente para interromper a violação dos indicadores.

50. No contexto atual, existe a expectativa de que pleitos de RTE sejam protocolados na Agência em relação à queda de arrecadação por aumento de inadimplência ou por redução de mercado, como efeitos adversos da pandemia de Covid-19. Nessa seara, é razoável construir metodologias para indicar como realizar a correção extraordinária desses componentes, de



modo compatível com a regulação por incentivos e considerando que não há neutralidade para inadimplência ou queda de mercado.

51. Assim, como proposto na Consulta Pública, as correções do desequilíbrio econômico-financeiro associado à pandemia devem decorrer somente de fatos geradores ocorridos em 2020 e serão calculadas, preferencialmente, a partir de março de 2021. A aprovação do pedido de RTE e de suas correções não geram efeitos tarifários imediatos, pois serão considerados apenas no processo tarifário subsequente à homologação da RTE.

52. Para a correção decorrente de redução de mercado faturado, a proposta é que se aplique o componente de produtividade do Fator X sobre a Parcela B dos últimos 12 (doze) meses anteriores à data do pleito, sendo o resultado considerado como componente econômico até o processo de revisão tarifária ordinária da distribuidora subsequente à RTE. Destaca-se que, como resultado da Consulta Pública, a equação do componente Pd passou a considerar insumos e produtos com janela de 2019 a 2020, de modo a atualizar os parâmetros dessa equação, de forma mais aderente à produtividade do setor de distribuição na pandemia.

53. Por sua vez, para a correção decorrente de redução de arrecadação por aumento da inadimplência, as áreas propõem que o valor resultante do cálculo regulatório da receita irrecuperável represente a correção a ser considerada no processo tarifário da distribuidora subsequente a dezembro de 2021. O referido valor deverá ser considerado como componente financeiro na tarifa dos consumidores por um período de 12 meses.

54. Ressalta-se que, na proposta submetida à Consulta Pública, a correção da inadimplência dependia do teste de máximo esforço, o que foi contestado nas contribuições. Oito instituições entenderam que o teste proposto pela ANEEL no âmbito da CP nº 35/2020 seria inadequado e desnecessário, solicitando sua exclusão.

55. Resumidamente, o referido teste abarcava o conjunto de dez inequações cujo objetivo principal seria criar um mecanismo de esforço contínuo e crescente de arrecadação. Na proposta da Agência, caso houvesse o descumprimento de três ou mais inequações, a concessionária perderia o direito à correção em função do aumento de inadimplência.



56. Contudo, como apontam as contribuições, o modelo de *benchmarking* utilizado pela Agência para apuração do aumento das receitas irrecuperáveis em decorrência da pandemia, conforme proposto na segunda fase da Consulta Pública, já proporciona fortes incentivos para que as distribuidoras apliquem esforços para reduzir a inadimplência.

57. Esse modelo, descrito nos submódulos 2.2 e 2.2A do PRORET, é baseado em mecanismos de incentivo, em que as distribuidoras com índice de complexidade socioeconômica semelhante concorrem entre si para obterem desempenhos eficientes, uma vez que as ineficiências calculadas de acordo com o modelo não são repassadas às tarifas dos consumidores.

58. Sendo assim, as áreas técnicas recomendaram acatar o pleito das empresas e excluir da proposta as inequações de máximo esforço. Por outro lado, as distribuidoras deverão apresentar as ações empregadas que evidenciem o máximo esforço empresarial para tentar recuperar os valores inadimplidos.

59. Houve também contribuições no sentido de que a ANEEL considere os tributos ICMS, Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) na base de cálculo das receitas irrecuperáveis. De acordo com os agentes, adicionar os impostos na base de faturamento seria essencial, uma vez que um consumidor, ao não pagar sua conta de energia, não pagaria a parcela tarifária, tampouco a parcela de tributos. Os agentes complementam que esse entendimento já seria aplicado pela ANEEL no cálculo ordinário das Receitas Irrecuperáveis, conforme consta nos submódulos 2.2 e 2.2A do PRORET.

60. Essa contribuição foi acatada, de modo que os percentuais adicionais de receitas irrecuperáveis sejam aplicados sobre toda a receita das concessionárias, incluindo-se na base de cálculo a parcela referente aos impostos ICMS e PIS/Cofins, conforme disposto nos submódulos 2.2 e 2.2 A do PRORET.

61. Os agentes também apresentaram contribuições visando tratamento tarifário específico para perdas técnicas e não técnicas. De forma geral, os pleitos podem ser resumidos



em duas categorias: (a) recomposição da receita ou perda de faturamento relativa à componente tarifária de perdas com base em uma expectativa de crescimento de mercado, e (b) reconhecimento de um índice maior de perdas não técnicas ou que o aumento de perdas de um ano para o outro seja reconhecido imediatamente na tarifa.

62. Ressalta-se que a pandemia impacta as concessionárias em intensidades diferentes. Logo, o desequilíbrio deve ser constatado no caso concreto, e não com base em premissa de crescimento das perdas ou em expectativa de crescimento de mercado.

63. Ademais, sobre a questão do reconhecimento adicional do percentual de perdas, cabe ressaltar que se o percentual de perdas reais, de fato, aumentar de forma permanente por conta da pandemia, a concessionária observará esse aumento na sua próxima revisão tarifária. Isso porque as novas metas definidas nas revisões tarifárias resultam da composição das perdas da própria empresa e de seu *benchmarking*.

64. Nesse sentido, conclui-se que não se faz necessária a definição de metodologia para tratar dos efeitos específicos da pandemia nas perdas elétricas das distribuidoras.

65. Por fim, considerando a complexidade do tema e os aprimoramentos metodológicos decorrentes da segunda fase da CP nº 35/2020, entendo ser de grande relevância a rediscussão dos aspectos atinentes ao reequilíbrio econômico e financeiro das concessões de distribuição. Por isso, encaminho por submeter as propostas à terceira fase da CP, juntamente com os assuntos sobre os quais passo a discorrer.

II.3 Do tratamento da Sobrecontratação Involuntária.

66. Diversas contribuições recebidas no âmbito da segunda fase da CP nº 35/2020 versaram sobre a necessidade de regulamentação da sobrecontratação involuntária. Nas manifestações, foram apresentadas diferentes opções de parâmetro de cálculo para a sobrecontratação involuntária decorrente dos efeitos da pandemia. Com base nessas contribuições, concluiu-se pela importância do tratamento desse tema e da discussão das propostas trazidas em nova fase de consulta pública.



67. Os montantes de exposição e sobrecontratação involuntária são apurados e homologados pela ANEEL, para cada ano civil, após a realização da contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica referente ao mês de dezembro do ano de apuração. A REN nº 453, de 2011, estabelece as diretrizes para esse cálculo. No período anterior a homologação desses montantes, toda a sobrecontratação verificada é considerada, provisoriamente, como involuntária, nas tarifas dos consumidores de energia elétrica.

68. Segundo as disposições normativas vigentes, entende-se por sobrecontratação involuntária os seguintes casos: (i) aquisição de montantes de energia elétrica em quantidade superior à declaração de compra; (ii) alocação de cotas de garantia física e de potência de usinas hidrelétricas acima do montante de reposição; (iii) entrada escalonada de unidades de geração não compensada no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, nos quais será garantido às distribuidoras afetadas o repasse dos custos associados aos volumes adicionais adquiridos; e (iv) montante de energia resultante da migração de consumidores para o mercado livre.

69. A definição dos montantes de energia elétrica de exposições e sobrecontratações involuntárias considera que as distribuidoras devem atuar orientadas pelo princípio do máximo esforço para adequar o nível de contratação a partir da data em que se caracterizam eventos que ocasionariam faltas ou sobras de contratos.

70. O Decreto nº 10.350/2020 alterou o § 7º, do art. 3º, do Decreto nº 5.163/2004, estabelecendo que a redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da Covid-19, apurada conforme regulação da ANEEL, deve ser considerada no cálculo da Sobrecontratação Involuntária.

71. Assim, em atendimento ao disposto no Decreto nº 10.350/2020, e considerando as manifestações recebidas na segunda fase da Consulta Pública nº 35/2020, entendo adequada a apresentação, nessa etapa, de metodologia para tratar do assunto.

72. Nesse sentido, as áreas técnicas elaboraram Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), a ser submetido a consulta pública, contemplando 4 (quatro) alternativas



regulatórias. Em suma, as alternativas consideradas comparam a carga a ser realizada de 2020 com alternativas para a definição da carga prevista de referência para o ano de 2020, caso não houvesse a pandemia da Covid-19.

73. A **alternativa A** consiste em utilizar como carga de referência para o ano de 2020 sem Covid-19, a previsão de carga encaminhada pelos agentes de distribuição para o estudo do Simples/EPE em agosto de 2019.

74. O Estudo do Simples/EPE é bastante difundido no setor elétrico e, representa a previsão de carga objeto de estudo das próprias distribuidoras. Os dados encaminhados para a EPE em agosto de 2019, antecedem o momento em que se começou a vislumbrar a deflagração da pandemia, e refletem a sazonalização dos montantes dos CCEARs de energia existente, realizada com base nessas informações.

75. A **alternativa B**, por sua vez, consiste em utilizar como carga de referência para o ano de 2020 sem Covid-19, a previsão de carga encaminhada pelas distribuidoras no âmbito da declaração de necessidades para o Leilão de Energia Existente A-1 de 2019.

76. A obrigação de envio da previsão de carga para os próximos cinco anos subsequentes se caracteriza como alternativa relevante para a carga de referência para o ano de 2020 sem Covid-19, por se tratar de uma informação oficial. Como as declarações de necessidades para o Leilão A-1 de 2019 foram encaminhadas em novembro de 2019, entende-se que essas projeções de carga refletem as melhores percepções dos agentes de distribuição.

77. A **alternativa C** utiliza como carga de referência para o ano de 2020 sem Covid-19, a carga resultante da aplicação de crescimento médio do período de sete anos (2013–2019). Considera-se o ano de 2013 como início do período, por ser o ano completo mais antigo contabilizado com Novo Sistema de Contabilização e Liquidação.

78. Apesar de ser uma proposta que se alinha às contribuições de vários agentes, a aplicação de projeção de mercado, vai de encontro à proposta de reequilíbrio econômico, que não leva em conta projeção de mercado. Isso porque, entre outros aspectos, os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica não garantem neutralidade por projeções de



mercado. A aplicação de projeção, na prática, se afasta do modelo *price cap* ao tentar neutralizar receitas ou projeções de mercado na Parcela B. Do mesmo modo, se afasta da regulação por incentivos, ao resultar em repasse assimétrico de riscos de mercado, bem como das métricas de *benchmarking*, ao observar a redução individual de receita.

79. Por fim, a **alternativa D** consiste em utilizar como carga de referência para o ano de 2020 sem Covid-19, a própria carga realizada do ano de 2019, sem projeção de mercado. Essa alternativa possui como vantagem a simplicidade operacional. Nessa opção, reconhece-se a redução de carga, em conformidade com a exposição de motivos do Decreto nº 10.350/2020.

80. Considerando os impactos avaliados nas alternativas regulatórias, as áreas técnicas propuseram arranjo híbrido das alternativas. Para os agentes de distribuição que informaram a previsão da carga para os anos 2020 na declaração de necessidade para os Leilões A-1 de 2019, utiliza-se a Alternativa B, e para os demais utiliza-se a Alternativa A.

81. Importante ressaltar que, em qualquer das alternativas escolhidas, deve haver tratamento na carga do ano 2020, de forma a considerar o efeito das migrações de consumidores para o mercado livre. Isto porque a migração de consumidores já possui tratamento próprio no cálculo da sobrecontratação involuntária, nos termos do inciso V do § 7º do art. 3º do Decreto nº 5.163/2004. Assim, evita-se a dupla consideração desses montantes no cálculo.

II.4 Do ressarcimento dos custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários

82. O Decreto nº 10.350/2020 possibilitou operações de crédito associadas à Conta-covid e destinadas à cobertura total ou parcial de (i) efeitos financeiros da sobrecontratação de energia; (ii) saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" (CVA); (iii) neutralidade dos encargos setoriais; (iv) postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras; (v) saldo não amortizado da CVA; (vi) saldo não amortizado de diferimentos reconhecidos ou revertidos nos processos tarifários; e (vii) antecipação do ativo regulatório relativo à Parcela B.



83. Em seu art. 7º⁶, o Decreto nº 10.350/2020 estabelece que os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, inclusive os da CCEE, incorridos nas operações de crédito da Conta-covid serão suportados inicialmente pelos consumidores e poderão ser ressarcidos pela distribuidora, observando os benefícios atribuíveis aos consumidores e aos agentes setoriais.

84. O texto legal define, ainda, que o ressarcimento desses custos acessórios ocorrerá por meio das tarifas e de forma concomitante com eventual recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora. Para isso, coube à ANEEL regulamentar o dispositivo, após prévia discussão com a sociedade.

85. Assim, em atendimento ao disposto no Decreto nº 10.350/2020 as áreas técnicas elaboraram Relatório de AIR, a ser submetido a consulta pública, trazendo duas alternativas para o tratamento do tema. A diferença entre as alternativas está no conjunto de beneficiários para os quais o ressarcimento de custos pode ser atribuído. A primeira alternativa considera que os custos seriam atribuíveis tanto para beneficiários diretos quanto indiretos. A segunda restringe a análise aos beneficiários diretos, ou seja, a distribuidoras e consumidores.

86. Embora haja previsão no Decreto para a abordagem mais ampla proposta na primeira alternativa, a gradação desses benefícios seria subjetiva e de difícil mensuração. Isso porque a Conta-covid trouxe benefícios difusos, como (i) a sustentabilidade de toda a cadeia setorial e, conseqüentemente, a continuidade da prestação dos serviços de eletricidade; (ii) a redução da percepção de risco pelos investidores, tendo em vista o cumprimento dos contratos regulados; ou (iii) a manutenção de empregos nas empresas do setor elétrico.

⁶ Art. 7º Os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, inclusive os da CCEE, incorridos nas operações de crédito de que trata o § 1º do art. 1º, serão suportados pelos consumidores nos termos do disposto no art. 3º e poderão ser ressarcidos pela concessionária ou permissionária do serviço público de distribuição de energia elétrica ao consumidor, observados:

I - a gradação do benefício ou da utilidade, potencial ou efetiva, atribuível aos consumidores, ao concessionário ou permissionário, aos demais segmentos do setor elétrico ou sistêmicos;

II - que o ressarcimento, por meio das tarifas, se dará de forma concomitante ao reequilíbrio, se houver solicitação da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de que trata o art. 6º; e

III - que o ressarcimento será realizado conforme regulação da Aneel, submetida a prévia consulta pública.



87. Por essa razão, propõe-se a adoção da alternativa regulatória que considera apenas os beneficiários diretos, possibilitando a alocação dos custos de maneira objetiva, com base na matriz de risco dos contratos e no modelo econômico do segmento de distribuição.

88. Nesse sentido, a opção regulatória proposta busca refletir a estrutura do modelo econômico da distribuição, que compreende a Parcela A, referente aos custos não gerenciáveis pela distribuidora, como compra de energia, encargos de transmissão e encargos setoriais; e a Parcela B, que corresponde aos custos gerenciáveis associados à atividade de distribuição de energia elétrica.

89. De forma resumida, os custos acessórios relativos aos recursos captados para fazer frente a itens de Parcela A seriam custeados pelos consumidores; enquanto os referentes à antecipação da Parcela B seriam ressarcidos aos consumidores pelas distribuidoras.

90. Isso porque os itens de Parcela A estão sujeitos à neutralidade, com repasse às tarifas nos processos tarifários. Além disso, esses valores de Parcela A seriam pagos pelos consumidores ao longo do ciclo tarifário, mas, com a operação de crédito, foram diluídos para pagamento entre julho de 2021 e dezembro de 2025, trazendo um benefício para os consumidores nesse momento de pandemia.

91. Nesse aspecto, cabe ressaltar que nos processos tarifários realizados após a captação de recursos da Conta-covid, 88% dos valores recebidos pelas distribuidoras foi revertido para reduzir a tarifa dos consumidores. Esses valores estão associados, majoritariamente, a itens de Parcela A, e levaram à redução média de **-7,14%** nos índices de reajuste homologados.

92. De modo semelhante, caberiam aos consumidores os custos acessórios relativos à antecipação de (i) itens financeiros não amortizados, como a CVA não amortizada; (ii) diferimentos reconhecidos ou revertidos não amortizados; e (iii) postergações de resultados de processos tarifários ocorridos entre abril e junho de 2020. Esses itens também são neutros para as distribuidoras e beneficiaram os consumidores, evitando aumentos tarifários.



93. Quanto à antecipação de ativo regulatório de Parcela B, o entendimento é que a captação de recurso relativos a essa parcela gerenciável dos custos, trouxe benefício para as distribuidoras, representando reforço de caixa com consequente redução da dívida líquida. Dessa forma, a distribuidora deve ser responsável pelos custos acessórios da operação de crédito referente à Parcela B até o momento da reversão dos recursos em favor do consumidor.

94. Importante destacar que para a definição dos valores de custos acessórios associados às Parcelas A e B devem ser usados os valores apurados nos desembolsos mensais, uma vez que os montantes requeridos nos Termos de Aceitação da operação tomaram por base estimativas e projeções adotados no momento da estruturação da conta.

95. Por fim, para os diferimentos e parcelamentos de obrigações relativas aos faturamentos de demanda de unidades consumidoras do Grupo A, o inciso IV do parágrafo 8º do art. 5º⁷ do Decreto nº 10.350, de 2020, estabelece a responsabilidade solidária da distribuidora pelo pagamento do principal e dos custos acessórios dos montantes captados.

96. Nos termos do inciso I⁸ do mesmo dispositivo, todos os custos da operação de crédito desses diferimentos e parcelamentos devem ser assumidos pelos consumidores do Grupo A beneficiados. Entretanto, tendo em vista a responsabilidade solidária definida no Decreto, a distribuidora responde por esses valores perante a CCEE, independentemente dos resultados de suas negociações com os consumidores. Assim, os custos acessórios relativos a esse item serão alocados à distribuidora, de acordo com os montantes declarados para esta finalidade nos Termos de Aceitação da Conta-covid.

97. O Quadro 1 resume a proposta regulatória, estratificando a alocação dos custos acessórios da Conta-covid conforme os benefícios diretos para distribuidoras e consumidores.

Quadro 1 - Proposta de alocação dos custos acessórios da Conta-covid.

⁷ IV - a distribuidora responde subsidiariamente pelo pagamento do principal e dos custos acessórios previstos no art. 8º, § 1º.

⁸ § 8º A captação de recursos da CONTA-COVID associada a diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A deverá observar as seguintes condições:

I - todos os custos advindos da operação de crédito da CONTA-COVID deverão ser ressarcidos à distribuidora pelo consumidor beneficiário na proporção do benefício;



| Alocação do custo | Característica | Item, conforme REN nº 885/2020 |
|---|-----------------------------|--|
| Consumidor | Parcela A | Efeitos financeiros da sobrecontratação (art. 3º, I) Saldo em constituição da CVA antes da contratação (art. 3º, II) Saldo em constituição da CVA posterior até dez/2020 (art. 3º, II) Neutralidade dos encargos setoriais (art. 3º, III) Saldo não amortizado da CVA (art. 3º, V) |
| | Postergações e diferimentos | Postergação dos resultados tarifários (art. 3º, IV) Saldo não amortizado de diferimentos (art. 3º, VI) |
| Distribuidoras: até a reversão (e na sua proporção) no(s) processo tarifário(s) | Parcela B | Antecipação da Parcela B (art. 3º, VII) |
| Distribuidoras | Grupo A | Conforme tipo de ativos regulatórios; Livre negociação com o consumidor do Grupo A |

98. Do exposto, encaminho pela submissão da proposta a consulta pública, no intuito de discutirmos com a sociedade a alternativa regulatória, buscando resguardar a correta alocação dos custos e riscos entre distribuidoras e consumidores.

II.5 Da conclusão

99. O problema regulatório ora em análise surge da necessidade de regulamentação específica para os comandos legais trazidos nos arts. 6º, 7º e 9º do Decreto nº 10.350/2020, no que se refere (i) aos impactos da Covid-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica; (ii) aos custos administrativos e financeiros e os encargos tributários associados às operações financeiras da Conta-covid; e (iii) à exposição contratual involuntária resultante da redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia de Covid-19.

100. A abertura da terceira fase da CP nº 35/2020 tem por objetivo discutir com os agentes setoriais e com a sociedade os aprimoramentos da proposta submetida à segunda fase da consulta pública e as alternativas regulatórias para o tratamento da sobrecontratação involuntária e do ressarcimento de custos acessórios.



101. A participação social, nesta terceira fase da CP nº 35/2020, novamente terá fundamental importância na definição de uma solução de equilíbrio que respeite os contratos e o modelo econômico do segmento de distribuição, sem perder de vista os anseios da sociedade por tarifas justas e serviços de qualidade. Para isso, o esforço deve ser na busca da adequada alocação de custos e riscos, prezando por resultados sustentáveis no curto, médio e longo prazos.

102. O que se espera é que a ampla discussão do tema com os diversos atores afetados nos oriente para um arcabouço regulatório que cuide da sustentabilidade do setor sem ferir os princípios que norteiam a regulação do segmento de distribuição. Esse objetivo será alcançado na medida em que as soluções decorram da análise das diversas perspectivas do problema.

103. Assim, acredito que a retomada do diálogo na terceira fase da CP nº 35/2020 abre caminho para o desenho da solução mais adequada para as questões relacionadas aos efeitos da pandemia de Covid-19 na distribuição de energia elétrica.

III - DO DIREITO

104. Essa análise encontra fundamentação nas seguintes legislações e normas: (i) Constituição Federal, de 5 de outubro de 1988; (ii) Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993; (iii) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; (iv) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; (v) Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996; (vi) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; (vii) Lei nº 10.406 (Código Civil), de 10 de janeiro de 2002; (viii) Lei nº 13.140, de 26 de junho de 2015; (ix) Lei 13.848 (Lei das Agências Reguladoras), de 25 de junho de 2019; (x) Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015; (xi) Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020; (xii) Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010; (xiii) Resolução Normativa nº 789, de 12 de dezembro de 2017; (xiv) Resolução Normativa nº 877, de 17 de março de 2020; (xv) Resolução Normativa nº 878, de 24 de março de 2020; (xvi) Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020; e (xvii) Submódulos 2.2, 2.2 A, 5.2 e 2.9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.



VI - DISPOSITIVO

105. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.002846/2020-21, voto por instaurar terceira fase da Consulta Pública nº 35/2020, na modalidade Intercâmbio Documental, com duração de 47 (quarenta e sete) dias, no período de 16 de dezembro de 2020 a 1º de fevereiro de 2021, com vistas a colher subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação dos arts. 6º, 7º e 9º do Decreto nº 10.350/2020, que dispõem sobre os impactos da pandemia de Covid-19 na exposição contratual involuntária e no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica e sobre os critérios de ressarcimento pelas distribuidoras dos custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários incorridos na operação de crédito da Conta-covid.

Brasília, 15 de dezembro de 2020.

(Assinado digitalmente)
ELISA BASTOS SILVA
Diretora

