

Brasília, 9 de Dezembro de 2017

Excelentíssimo Senhor Presidente da República,

1. Submeto à consideração de Vossa Excelência proposta de Medida Provisória, que dispõe sobre: (i) a concatenação dos prazos de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR relacionados a empreendimentos termelétricas que contam com reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC aos prazos prazo de outorga da infraestrutura de transporte dutoviário de gás natural; (ii) a revisão do prazo para a prorrogação dos contratos de fornecimento de energia elétrica nos Sistemas Isolados vigentes na data de publicação da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009; e (iii) repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.
2. A concatenação dos prazos de CCEAR aos prazos de outorga de dutos visa a corrigir falhas no planejamento e na contratação de gasoduto, que se manifestam concretamente no caso da Usina Termoelétrica Mauá 3 – UTE Mauá 3 e do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus.
3. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 2016, no caso concreto do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus, decidiu que a parcela de transporte do gasoduto deve ser reembolsada pela CCC na medida do volume de gás efetivamente consumido, ainda que a parcela do transporte não esteja economicamente vinculada ao consumo efetivo do gás, mas à necessidade de remunerar da capacidade instalada da infraestrutura física. Assim, a Agência passou a entender que o risco da não utilização do ativo é do contratante (no caso, a AmE-D), mas sem o direito de o contratante repassar esse risco para os seus consumidores ou para a CCC.
4. Apesar do mérito da revisão de entendimento da ANEEL, é preciso destacar a falha no planejamento da utilização do gasoduto ou no desenho do contrato relacionado a esse ativo. No início da operação do gasoduto houve subutilização do gás, o que hoje resulta em um processo fiscalizatório que propõe a devolução de recursos pela Eletrobras à CCC, em função da alteração de entendimento da Agência. Na medida em que a UTE Mauá 3, de propriedade da Amazonas Geração e Transmissão - AmE-GT, ficou pronta, o gás passou a estar consumido dentro dos requisitos que garantem plena remuneração da capacidade. Todavia, a partir de 2020, com o vencimento de contratos bilaterais vendidos pela AmE-GT, e depois em 2024, com o vencimento dos contratos de venda dos Produtores Independentes de Energia - PIEs, o gás volta a ser consumido abaixo do requisito de volume imposto pela ANEEL para que se autorize a cobertura integral pela CCC da capacidade instaladas da estrutura física do gasoduto. Soma-se a isso o fato de que a UTE Mauá 3 firmou CCEARs com distribuidoras de energia elétrica para entregar energia elétrica até 2042, prevendo a utilização de gás natural a ser fornecido por meio do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus, cuja outorga se encerra em 2030. Ressalta-se que a UTE Mauá 3 possui a característica especial de receber reembolso da CCC na parcela associada ao transporte do gás natural consumido pela usina, de modo que o preço de seus CCEARs foi obtido considerando essa cobertura de parte das despesas de operação por meio da CCC.

5. A situação acima exposta traz um risco para os consumidores do Estado do Amazonas. Isso porque, sem a prorrogação da autorização do duto Urucu-Coari-Manaus, a UTE Mauá 3 ficará sem gás natural contratado, sem garantia de cobertura para outra solução de transporte de gás – solução que eventualmente recairia sobre a CCC a custos desconhecidos - e com obrigação de entrega de energia dos CCEAR vendidos. Em consequência, a licitação da concessão de distribuição de energia elétrica no Estado do Amazonas associada à privatização da Amazonas Distribuidora – AmE-D pode ser afetada por não se cumprir a exigência de desverticalização da empresa. Esse processo, que requer, por exemplo, transferência de contratos de gás natural para AmE-GT, tem sido prejudicado pelas falhas de planejamento e de contratação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Ademais, ainda que vencida a etapa da desverticalização, o risco de não atendimento aos CCEARs pela UTE Mauá 3 pode onerar de forma substancial as tarifas dos consumidores do Estado do Amazonas e afastar interessados em participar da referida licitação.

6. Dessa forma, considerando os esforços envidados por este Ministério para garantir a continuidade na prestação local do serviço de distribuição de energia elétrica e a modicidade tarifária, propõe-se alteração legislativa com solução integrada dos problemas elencados, respeitando o posicionamento da ANEEL e com a menor afetação possível do aparato regulatório que dispõe sobre a matéria. A solução prevê a concatenação da obrigação de entrega de energia dos CCEAR da UTE Mauá 3 com o prazo de autorização do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Essa concatenação seria acompanhada da antecipação da entrega da energia elétrica vendida pela UTE Mauá 3 pós 2030, em volume compatível ao suportado hoje pelos demais empreendimentos termoeletrônicos a gás natural de propriedade da AmE-GT. Enfatiza-se que, nesse arranjo: (i) o consumidor pagará entre 2020 ou 2024 à 2030 pela energia elétrica que pagaria entre 2030 a 2042; (ii) a concessionária do Estado do Amazonas teria que contratar energia elétrica entre 2020 ou 2024 à 2030; (iii) se não for possível acomodar entre 2020 ou 2024 à 2030 toda a energia elétrica que seria entregue entre 2030 à 2042, o ônus será da UTE Mauá 3; e (iv) são utilizados os parâmetros de preço de um CCEAR definido em leilão.

7. No que se refere à revisão do prazo para a prorrogação dos contratos de fornecimento de energia elétrica nos Sistemas Isolados vigentes na data de publicação da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, a proposta visa a reconhecer a insuficiência do prazo de 36 (trinta e seis meses) para regulamentar o processo licitatório, previsto pela Lei nº 12.111, de 2009, para contratar energia elétrica nos sistemas isolados.

8. Acerca do tema, cabe mencionar que o art. 2º da Lei nº 12.111, de 2009, vedou a prorrogação dos contratos de suprimento existentes nos sistemas isolados, exceto em caso de comprometimento da continuidade do suprimento aos mercados isolados já atendidos. Nesse caso, seria permitida uma prorrogação por 36 (trinta e seis meses). O Legislador vislumbrou que, nesse prazo, o Poder Executivo regulamentaria o processo de licitação. Ocorre, contudo, que tal prazo se mostrou insuficiente, devido à complexidade envolvida.

9. A regulamentação envolveu a promulgação do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, e das Portarias nº 600, 30 de junho de 2010, e nº 493, de 23 de agosto de 2011, deste Ministério. Somente a partir da segunda portaria, 20 (vinte meses) após a Lei nº 12.111, de 2009, as empresas puderam dar entrada no projeto de referência junto à Empresa de Pesquisa Energética – EPE, exigência da regulamentação, para a contratação do fornecimento mediante licitação. O primeiro projeto somente foi aprovado em 31 de julho de 2012 e o segundo em 10 de janeiro de 2014, 31 meses e 48 meses após a Lei nº 12.111, de 2009. Somente a partir da aprovação do projeto de referência pela EPE foi possível que a ANEEL iniciasse os processos de leilão para contratação de energia.

10. Assim, embora as empresas tenham dado entrada nos projetos de referência antes dos 36 meses previstos no parágrafo único do art. 2º da Lei nº 12.111, de 2009, a licitação e a entrada em operação dos empreendimentos contratados no certamente ocorreu somente após esse prazo. Ocorre

que a Legislação não previu os casos em que os 36 meses não seriam suficientes para o enquadramento no rito da Lei nº 12.111, de 2009, por circunstâncias provocadas pela Administração, criando incertezas para o fornecimento de energia elétrica aos sistemas isolados. Isso porque as empresas se depararam em uma situação inusitada: (i) prorrogar os contratos e incorrerem em prejuízo ou (ii) não prorrogá-los e comprometer o atendimento dos sistemas isolados. Como as empresas optaram pela primeira alternativa, assumiram risco de incorrerem em prejuízo com uma situação que poderia configurar desequilíbrio econômico-financeiro.

11. Diante do exposto, sugerimos alteração na Lei nº 12.111, de 2009, para permitir a prorrogação dos contratos de fornecimento dos sistemas isolados para além dos 36 (trinta e seis meses) até a data de entrada em operação comercial do contratado para fornecer energia elétrica na forma preconizada pela Lei nº 12.111, de 2009. Cumpre ressaltar, ainda, que a mitigação da incerteza mencionada contribui no processo de licitação de concessão de distribuição nos Estados de Acre e Rondônia associado à privatização das empresas Eletroacre e Ceron.

12. Por fim, no que tange ao risco hidrológico, propomos alteração na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, com vistas a afastar de forma prospectiva e retroativa do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE três elementos: (i) geração fora da ordem de mérito; (ii) antecipação de garantia física outorgada a projetos estruturantes, quais sejam, as usinas hidrelétricas – UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio; (iii) restrição de escoamento desses empreendimentos estruturantes em função de atraso na transmissão ou entrada em operação de instalações de transmissão em condição técnica insatisfatória.

13. A exclusão da componente geração fora da ordem de mérito do risco hidrológico foi reconhecida pela Lei nº 13.203, de 2015. A retroação desse item, que já não impacta hoje os geradores, e sua compensação via extensão de prazo incentivam a desistência das ações judiciais que estão travando o mercado, sem que isso onere o consumidor.

14. Já a exclusão do MRE dos efeitos da antecipação de garantia física outorgada aos empreendimentos estruturantes e dos atrasos nas linhas de transmissão que escoam a energia elétrica gerada por tais empreendimentos decorre de reconhecimento da necessidade de aprimoramento do mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico para que este deixe de suportar custos de uma decisão que o Poder Concedente tomou aumentar a atratividade das UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. Propomos que os efeitos futuros desses itens sejam tratados mediante extensão de prazo, uma vez que são contidos no tempo. Propomos ainda que os efeitos passados façam parte da proposta de retroação, reforçando o incentivo à desistência das ações judiciais que hoje paralisam o mercado de energia. Ressaltamos que, tanto o arranjo prospectivo quanto o retroativo desses itens não causa elevação nas tarifas e, em conjunto com a retroação do item que trata da geração fora do mérito, constitui elementos fundamental para destravamento do mercado.

15. Conforme dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, os valores represados, R\$ 1,1 bilhão no final de 2015, tiveram crescimento contínuo e moderado até abril de 2017, quando atingiram R\$ 1,7 bilhão. Esse crescimento moderado se deveu a uma hidrologia menos severa em 2016, que se refletiu em preços mais baixos no mercado de curto prazo. Todavia, de maio até setembro de 2017, o valor represado aumentou para R\$ 4,6 bilhões em função da piora das condições hidrológicas e das elevações de preços. Ou seja, em apenas 5 meses o represamento do mercado de curto prazo quase triplicou.

16. A estimativa da CCEE é que esse represamento chegue a R\$ 6 bilhões até o fim de 2017 e R\$ 10 bilhões até o fim de 2018, caso nada seja feito para interromper essa trajetória. O represamento acaba por impactar os credores do mercado de curto prazo, os quais ficam desincentivados a apresentar respostas de oferta e demanda às variações de preço, uma vez que não receberão no mercado de curto prazo pela energia ofertada ou pelas sobras de contratos não

consumidas.

17. A CCEE apresenta dados alarmantes que demonstram que mais de 5.700 credores do mercado de curto prazo (98% do mercado) receberam 11% de seus créditos entre as contabilizações de agosto de 2016 e setembro de 2017. Do ponto de vista físico e de segurança do abastecimento, essa paralisação do mercado realimenta o problema, pois retira do sistema a disponibilidade de recursos que poderiam mitigar a situação de hidrologia adversa e auxiliar na recuperação dos reservatórios, especialmente durante o verão, que é o período de maior chuva, mas também de maior consumo em função do acionamento de aparelhos de ar condicionado.

18. Uma nova frustração da hidrologia, sem a possibilidade de recorrer a recursos de oferta e demanda alternativos, colocará o sistema físico em risco de desabastecimento para o próximo ano. Conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, os reservatórios do Subsistema Nordeste atingiram, em 15 de novembro de 2017, 4,8% de energia armazenada, o pior nível já registrado no histórico, devendo chegar a 3,6% até o fim deste mês. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, esse nível está em 18,07%, com previsão de fechar novembro em 14,8%. Ressalta-se que esses dois subsistemas respondem por 88% da capacidade de armazenamento do País.

19. Outro dispositivo da proposta traz a postergação do prazo de vencimento do limite de R\$ 3,5 bilhões para pagamento de despesas de combustível dos sistemas isolados pela União para 2018, o que enseja alteração do § 1º-B do art. 13 da Lei 10.438, de 2002. Essa postergação permite que o reembolso pela União dessas despesas de combustível às empresas do Grupo Eletrobras seja equacionado no processo de desestatização da empresa, previsto para ocorrer em 2018. O vencimento do limite em 2017 poderia inviabilizar essa solução integrada e prejudicar ainda a privatização das distribuidoras do Grupo Eletrobras, para as quais o registro do ativo contábil correspondente a esse direito ficaria incerto.

20. Propõe-se ainda inserção de comando para revogação de dispositivo associado à desestatização da Eletrobras. A revogação em tela não antecipa as discussões de mérito relacionadas ao tema, que serão debatidas com a sociedade em proposta legislativa específica a ser enviada ao Congresso Nacional. O intuito da revogação é permitir, com plena segurança, que sejam contratados e iniciados os estudos da situação econômica e financeira da Eletrobras, garantindo substancial ganho no cronograma da operação, com vistas a concluí-la no ano de 2018.

21. Quanto à urgência das medidas propostas, cumpre mencionar que o equacionamento da integral utilização da capacidade instalada de infraestrutura do gasoduto Urucu-Manaus, bem como o tratamento dos contratos de fornecimento de energia dos sistemas isolados para além dos 36 (trinta e seis meses) da Lei nº 12.111, de 2009, são condições necessárias para a viabilização da desestatização das concessionárias de distribuição de energia elétrica de que trata o Decreto nº 9.192, de 6 de novembro de 2017. Já a desjudicialização associada ao risco hidrológico das hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE é elemento fundamental e urgente para o destravamento das operações no mercado de curto prazo, mitigando o risco sistêmico de desabastecimento que decorreria de um colapso financeiro do mercado de curto prazo. A postergação do prazo de vencimento do limite de R\$ 3,5 bilhões para pagamento de despesas de combustível dos sistemas isolados pela União para 2018, que depende da publicação da Medida Provisória até o fim de 2017, também é fundamental para viabilização da desestatização das concessionárias de distribuição de energia elétrica de que trata o Decreto nº 9.192, de 6 de novembro de 2017. Por fim, a revogação inserida na proposta de Medida Provisória é urgente para que não se comprometa a decisão política de desestatização da Eletrobras em função de atraso nos estudos necessários à desestatização, evitando frustração de recursos fiscais em 2018 e de benefícios aos consumidores a partir de 2019.

22. Essas são, Senhor Presidente, as considerações a respeito da Medida Provisória que levo à superior deliberação de Vossa Excelência.

Respeitosamente,

FERNANDO BEZERRA DE SOUZA COELHO FILHO