ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

VOTO

PROCESSO: 48500.000373/2019-94

INTERESSADOS: Titulares de Usinas hidrelétricas participantes do MRE.

RELATORA: Diretora Elisa Bastos Silva.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG.

ASSUNTO: Abertura de Consulta Pública para colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta da regulamentação de que trata o artigo 2º da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, que estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

I – RELATÓRIO

1. A Lei nº 13.203[1], de 8 de dezembro de 2015, em seu Capítulo I, dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

2. A Lei nº 14.052[2], de 8 de setembro de 2020, entre outras providências, alterou a Lei nº 13.203, de 2015, a fim de estabelecer novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

3. A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes[3], relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na

[1] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm.
[2] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/Lei/L14052.htm.
[3] Nos termos do inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e estabelece suas competências.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento, e por geração fora da ordem de mérito. Segundo o texto legal, essa compensação ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração.

4. Diante da relevância do tema, que visa solucionar débitos setoriais relacionados ao risco hidrológico e normalizar o funcionamento do Mercado de Curto Prazo (MCP), e da celeridade necessária à sua regulamentação, mesmo antes da sanção da Lei nº 14.052, de 2020, durante a tramitação do Projeto de Lei no Congresso Nacional, as áreas técnicas da Agência vinham discutindo a matéria, com a participação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

5. Em 4 de fevereiro de 2019, na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 4/2019, o processo foi distribuído ao Diretor Rodrigo Limp Nascimento.

6. No dia 23 de março de 2020, na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 11/2020, o processo foi a mim distribuído, devido à exoneração do Diretor Rodrigo Limp.

7. Com intuito de antecipar um alinhamento técnico entre as instituições setoriais envolvidas na regulamentação do tema, foi criado, informalmente, um Comitê de Acompanhamento, integrado por ANEEL, ONS, CCEE, EPE e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Desde a aprovação do Projeto de Lei no Congresso Nacional, o Comitê de Acompanhamento realizou diversas reuniões para discutir conceitos, premissas e critérios necessários à regulamentação, conforme registros[4] juntados aos autos do processo.

"Art. 2° Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:
(...)
VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico."

[4] Ver Registros de Reunião, documentos Sicnet nºs 48510.000536/2020-00, 48510.000537/2020-00, 48510.000538/2020-00, 48510.000539/2020-00, 48510.000554/2020-00, 48510.000555/2020-00, 48510.000556/2020-00, 48510.000557/2020-00.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

8. Também foram realizadas reuniões[5] com as associações de geradores – ABIAPE[6], ABRAGE[7], ABRAGEL[8], ABRAPCH[9] e APINE[10] – com o objetivo de ouvir a percepção dos agentes em relação à regulamentação dos comandos legais.

9. Em 16 de setembro de 2020, a ANEEL enviou ofícios[11] para CCEE, ONS e EPE, solicitando as informações necessárias à regulamentação, de acordo com os critérios definidos como resultado das análises conjuntas realizadas sobre o tema.

10. Em 18 de setembro de 2020, CCEE[12], ONS[13] e EPE[14] enviaram as informações solicitadas, de acordo com os encaminhamentos acordados nas reuniões prévias sobre a matéria.

11. Por meio da Nota Técnica nº 97/2020–SRG-SRM-SRT-SCG/ANEEL[15], de 21 de setembro de 2020, as áreas técnicas apresentaram a proposta de regulamentação da Lei nº 14.052, de 2020, referente aos dispositivos que alteram a Lei nº 13.203, de 2015.

12. É o Relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

13. Trata-se de abertura de Consulta Pública sobre a regulamentação de que trata o artigo 2º da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, que incluiu os arts. 2º-A, 2º-B, 2º-C e 2º-D na Lei nº 13.203, de 2015, estabelecendo novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

---

[5] Ver Registros de Reunião, documentos Sicnet nºs 48550.000523/2020-00, 48550.000524/2020-00, 48550.000525/2020-00 e 48550.000526/2020-00.
[6] Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia.
[7] Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica.
[8] Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa.
[9] Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs).
[10] Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.
[11] Documentos Sicnet nºs 48510.000543/2020-00, 48510.000552/2020-00 e 48510.000553/2020-00.
[12] Documento Sicnet nº 48513.024826/2020-00.
[13] Documento Sicnet nº 48513.024857/2020-00.
[14] Documento Sicnet nº 48513.024864/2020-00.
[15] Documento Sicnet nº 48550.000527/2020-00.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

14. Diante do que exponho a seguir, encaminho o presente voto no sentido de instaurar Consulta Pública, por um período de 30 (trinta) dias, a fim de colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de regulamentação.

15. Para motivar esse encaminhamento, o voto está estruturado em seis itens, a saber: (i) da contextualização; (ii) dos efeitos associados às usinas hidrelétricas estruturantes; (iii) dos efeitos do deslocamento de geração hidrelétrica; (iv) do cálculo dos valores a serem compensados aos geradores e da extensão das outorgas; (v) das etapas do processo regulatório e de extensão das outorgas; (vi) do parcelamento de débitos dos agentes no MCP; e, por fim, (vii) das conclusões.

II.1 – Da contextualização

16. De acordo com a Lei nº 10.848[16], de 15 de março de 2004, a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como entre eles e seus consumidores, ocorrerá mediante contratação regulada ou livre. A lei define que regulamento deverá dispor sobre mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico.

17. Essa mesma lei estabelece que, nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos, que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico.

18. A Lei nº 9.427[17], de 26 de dezembro de 1996, alterada pela Lei nº 10.438[18], de 26 de abril de 2002, assegurou às Centrais Geradoras Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas que funcionarem interligadas ou integradas ao sistema elétrico a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente em sistemática ou mecanismo de

[16] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm.
[17] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm.
[18] Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

realocação de energia entre usinas, destinado a mitigação dos riscos hidrológicos, submetidas ao rateio do ônus, quando ocorrer.

19. Por sua vez, o Decreto nº 2.655[19], de 2 de julho de 1998, incorporou ao marco legal detalhamento sobre o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse Decreto definiu que as Regras de Comercialização deveriam estabelecer o MRE, do qual participariam as usinas hidrelétricas, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

20. O Decreto definiu ainda que as transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, visando a alocação de energia, estariam sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização (Tarifa de Energia de Otimização – TEO) estabelecida pela ANEEL, destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

21. Ademais, o Decreto estabeleceu que o MRE incluiria regras para a alocação, entre os seus membros, da energia efetivamente gerada, as quais levariam em conta as perdas de transmissão e deveriam se basear em um ou mais dos seguintes parâmetros: (i) energia assegurada da usina (atual, garantia física de energia); (ii) capacidade instalada da usina; e (iii) geração efetiva de energia de cada usina.

22. Adicionalmente, o Decreto nº 2.655, de 1998, previu que os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, seriam assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

23. Dessa forma, as Regras de Comercialização utilizam como base para alocação da energia do MRE a garantia física de cada usina, abatida de suas indisponibilidades de natureza não hidrológica, sazonalizada, modulada e referenciada ao centro de gravidade do SIN.

24. Nesse contexto, o GSF (*Generation Scaling Factor*, na sigla em inglês) indica a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE.

[19] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

Esse fator, calculado mensalmente pela CCEE, mede a geração hidráulica verificada em relação à garantia física do bloco hidráulico. Quando o GSF é inferior a "1", significa que as usinas hidrelétricas estão gerando abaixo de suas garantias físicas, e, quando é superior a "1", significa que estão gerando acima do total de garantia física do bloco hidráulico e que há "energia secundária" no sistema.

25. Vale destacar que a partir de 2012 o nível dos reservatórios começou a sofrer uma redução significativa, afetando a geração das usinas hidrelétricas. Em 2014, o problema se agravou devido à hidrologia desfavorável e à baixa precipitação nas cabeceiras dos principais reservatórios. Como consequência, as usinas hidrelétricas que compõem o MRE geraram abaixo de suas garantias físicas. Somando-se ao baixo nível dos reservatórios, o ano de 2015 registrou elevadas temperaturas, o que contribuiu para o aumento do consumo de energia elétrica no país.

26. Em cenários como esse, pode ser necessário o despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, a fim de se preservar o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Conforme determinação legal, a Geração Fora da Ordem do Mérito (GFOM) altera o despacho dos geradores hidrelétricos, afetando os resultados do MRE em decorrência da redução do GSF.

27. Nesse contexto, foi editada a Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015 (convertida na Lei nº 13.203, de 2015) que, entre outras providências, propôs a repactuação do risco hidrológico (GSF).

28. Por sua vez, a Lei nº 14.052, de 2020, veio complementar a Lei nº 13.203, de 2015, com o objetivo de dar tratamento a riscos não hidrológicos que também impactaram as usinas hidrelétricas participantes do MRE, como aqueles decorrentes do período de integração de usinas hidrelétricas ditas "estruturantes".

29. Estas usinas "estruturantes" são aquelas indicadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) como prioritárias para licitação e implantação, nos termos do art. 2º, inciso VI da Lei nº 9.478[20], de 6 de agosto de 1997, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004.

[20] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

Entre 2007 e 2009, foram indicadas como prioritárias pelo CNPE as duas Usinas Hidrelétricas do Complexo Madeira, UHE Santo Antônio[21] e UHE Jirau[22], bem como a UHE Belo Monte[23].

30. Com a recente alteração do marco legal, além do pagamento pelo custo do deslocamento hidrelétrico causado por geração fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica sem garantia física, que já estava previsto na Lei nº 13.203, de 2015, a Lei nº 14.052, de 2020, estabeleceu o direito de compensação aos geradores hidrelétricos do MRE por efeitos causados por estes empreendimentos hidrelétricos estruturantes indicados pelo CNPE.

31. Essas compensações ocorrerão por meio da extensão do período de outorga dos empreendimentos afetados, na proporção do valor apurado decorrente dos efeitos sobre a parcela de energia não repactuada. Em contrapartida, a extensão do período de outorga depende de adesão dos geradores, condicionada à desistência de ações judiciais, cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, e à renúncia de qualquer alegação de direito nesse sentido.

32. A regulamentação do novo texto legal, ora em discussão, e sua efetiva aplicação, buscam devolver a normalidade da liquidação financeira do MCP. Além disso, o destravamento das operações, hoje afetadas por diversas decisões judiciais, deve reestabelecer a segurança jurídica do mercado de energia elétrica e contribuir para a resolução de débitos vultosos em aberto na CCEE.

33. Feitas essas considerações iniciais, passo à análise dos efeitos associados às usinas hidrelétricas “estruturantes” e ao deslocamento de geração hidrelétrica.

II.2 – Dos efeitos associados às usinas hidrelétricas estruturantes

34. A Lei nº 14.052, de 2020, incluiu o artigo 2º-A na Lei nº 13.203, de 2015, definindo que os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão ser compensados pelos efeitos causados pelas UHE Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, decorrentes de: (i) restrições ao

[21] Resolução CNPE nº 4, de 28 de setembro de 2007.
[22] Resolução CNPE nº 1, de 11 de fevereiro de 2008.
[23] Resolução CNPE nº 5, de 3 de setembro de 2009.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

escoamento da energia em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento; e (ii) da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada, conforme critérios técnicos aplicados pelo poder concedente às demais usinas hidrelétricas.

> *Art. 2º-A. Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos do inciso VI do caput do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, decorrentes:*
>
> *I - de restrições ao escoamento da energia em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas ao escoamento; e*
>
> *II - da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao SIN, conforme critérios técnicos aplicados pelo poder concedente às demais usinas hidrelétricas.*

II.2.1 – Das restrições impostas pelas instalações de transmissão destinadas ao escoamento

35. As usinas estruturantes – UHE Santo Antônio, Jirau e Belo Monte – acessam o SIN por meio dos pontos de conexão destacados na Tabela 1.

Tabela 1 – Pontos de conexão das usinas estruturantes.

Ponto de Conexão	Unidades Geradoras
SE Coletora Porto Velho - 500 kV	UHE Jirau e unidades de 1 a 44 da UHE Santo Antônio
SE Porto Velho – 230 kV	Unidades de 45 a 50 da UHE Santo Antônio
SE Xingu – 500 kV	UHE Belo Monte
SE Altamira – 230 kV	UHE Belo Monte (Sítio Pimental)

36. Assim, as instalações de transmissão destinadas ao escoamento dessas usinas são aquelas que propiciam a capacidade de transmissão a partir desses pontos de conexão.

37. O inciso I do artigo 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, estabeleceu a possibilidade de compensação aos titulares das usinas do MRE resultante de restrições impostas pelas instalações

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

de transmissão destinadas ao escoamento das usinas estruturantes decorrentes (i) do atraso na entrada em operação das instalações de transmissão ou (ii) da entrada em operação das instalações em condições técnicas insatisfatórias.

38. O atraso na entrada em operação das instalações de transmissão destinadas ao escoamento da geração compreende o período entre (i) o prazo de entrada em operação comercial fixado nos contratos de concessão de transmissão e (ii) a data de primeira liberação das instalações para a operação comercial, formalizada por meio dos Termos de Liberação emitidos pelo ONS.

39. Quando existem pendências de integração nas instalações de transmissão, o ONS emite Termos de Liberação com Pendências (TPL) ou Termos de Liberação de Receita (TLR). Os Termos de Liberação Definitivos (TLD) são emitidos quando as instalações de transmissão operam sem nenhuma pendência, ou seja, quando elas foram disponibilizadas para operação em conformidade com os requisitos contratuais.

40. Assim, do ponto de vista regulatório, a entrada em operação das instalações em condições técnicas insatisfatórias é caracterizada pelo reconhecimento de períodos de operação comercial com pendências. Esses períodos têm início na data informada nos TLR ou TLP e terminam na emissão dos TLD. A partir da data de integração estabelecida no TLD, não há mais pendências associadas à entrada em operação da instalação de transmissão e, portanto, se encerra o período de caracterização de entrada em operação em condição técnica insatisfatória.

41. Dessa forma, a definição das restrições de escoamento das usinas estruturantes devido ao atraso na entrada em operação das instalações de transmissão ou à entrada em operação dessas instalações em condições técnicas insatisfatórias, para fins de compensação aos titulares das usinas do MRE, deve considerar os prazos estabelecidos nos contratos de concessão de transmissão e as datas estabelecidas nos respectivos Termos de Liberação.

42. Uma vez identificadas as restrições de transmissão, o comando legal estabelece que os efeitos decorrentes dessas restrições serão calculados considerando a geração potencial de energia elétrica dos empreendimentos estruturantes caso não houvesse a restrição de

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

escoamento. A lei define, ainda, que devem ser considerados: (i) a disponibilidade das unidades geradoras; (ii) a energia natural afluente; (iii) a produtividade cadastral; e (iv) a existência de restrições operativas, verificadas na operação real, associadas às características técnicas dos empreendimentos estruturantes.

> *§ 1º Os efeitos decorrentes das restrições de que trata o inciso I do caput deste artigo serão calculados pela Aneel considerando a geração potencial de energia elétrica dos empreendimentos estruturantes caso não houvesse restrição ao escoamento da energia e o preço da energia no mercado de curto prazo no momento da restrição.*
>
> *§ 2º O cálculo da geração potencial de que trata o § 1º deste artigo, a ser feito pela Aneel, deverá considerar:*
>
> *I - a disponibilidade das unidades geradoras;*
>
> *II - a energia natural afluente, observada a produtividade cadastral; e*
>
> *III - a existência de restrições operativas, verificadas na operação real, associadas às características técnicas dos empreendimentos estruturantes.*

43. Assim, observando as diretrizes legais, a geração potencial será calculada com base nos vertimentos turbináveis causados pelas restrições de transmissão, seja por atraso na entrada em operação seja por entrada em operação em condições técnicas insatisfatórias. Esse cálculo tem por base os dados da operação em tempo real do sistema, fornecidos pelo ONS.

44. A capacidade das instalações de transmissão utilizada nos cálculos deve considerar a capacidade operativa de longa duração das instalações e o fluxo de potência observado no período, além das Instruções de Operação (IO), Mensagens Operativas (MOP) e Solicitações de Intervenção (SGI) ocorridas durante a vigência dos TLP e que tenham sido motivadas por restrição relacionada ao atraso ou à entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória das instalações. Cabe destacar que restrições do sistema de transmissão devido a outros fatores não relacionados à entrada em operação das instalações destinadas ao escoamento, não implicam compensação nos termos da lei.

45. Os valores, em Reais, de compensação serão calculados pela CCEE e informados à ANEEL, discriminados por mês e por usina participante do MRE. Para isso, os efeitos decorrentes

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

das restrições de transmissão serão valorados pelo preço da energia no mercado de curto prazo, no momento da restrição, considerando o PLD do submercado da usina cessionária, subtraído da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) referente às UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Isso porque esse seria o custo pela geração potencial marginal de energia dessas usinas estruturantes.

46. Cabe esclarecer que cada usina fará jus aos valores para compensação apenas da parcela de energia cujo risco hidrológico não tenha sido repactuado pelos agentes de geração no respectivo período, conforme definido no inciso II do art. 2º-B da Lei nº 13.203.

II.2.2 – Da antecipação da garantia física das usinas hidrelétricas estruturantes

47. A Lei nº 14.052, de 2020, trouxe tratamento específico ao que se convencionou chamar no setor elétrico de "antecipação de garantia física" das usinas hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

48. Resumidamente, a antecipação de garantia física consistiu na adoção de um critério de agregação de garantia, diferente do aplicado para as demais usinas hidrelétricas, que atribuiu para as primeiras unidades geradoras garantia física superior à correspondente energia firme individual dessas unidades.

49. O critério geral[24] considera uma discretização da garantia física por unidade geradora, calculada a partir da contribuição proporcional de suas energias firmes individuais em relação à garantia física total do empreendimento, determinadas em simulações sucessivas de modelos computacionais. Para as UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, o Poder Concedente optou por utilizar o critério de disponibilidades máximas de geração contínua.

50. A adoção desse critério diferenciado resultou no atingimento do valor da garantia física total das usinas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte antes da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. Isso levou a um descasamento entre as dimensões comercial e física dos empreendimentos, que resultou na maior alocação de energia para essas usinas, em

[24] Ver Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

detrimento da alocação para as demais usinas do MRE. Nesse contexto, a alteração legal tem o objetivo de compensar os geradores hidrelétricos do MRE dos efeitos desse descasamento.

51. Conforme definido na lei, a diferença entre a garantia física outorgada e a agregação de cada unidade geradora motorizada será informada pela EPE, com base nos critérios técnicos aplicados pelo poder concedente às demais usinas hidrelétricas.

> *§ 3º Os efeitos decorrentes da diferença de que trata o inciso II do caput deste artigo serão calculados pela Aneel considerando:*
>
> *I - a diferença entre a garantia física outorgada e a agregação de cada unidade geradora motorizada ao SIN, a ser informada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e*
>
> *II - o preço da energia no mercado de curto prazo no período em que persistir a diferença de que trata o inciso I deste parágrafo.*

52. Os efeitos decorrentes da diferença serão calculados considerando o preço da energia no mercado de curto prazo no período e os critérios regulatórios para identificação dos montantes energéticos e de sua valoração econômica.

53. No que se refere aos montantes energéticos, o novo valor de garantia física deve receber tratamento segundo os critérios de sazonalização, modulação, referência ao centro de gravidade do submercado e aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF), originalmente considerados nas contabilizações de energia pela CCEE. Ademais, para se obter o valor que seria alocado a menor ou a maior para essas usinas, no âmbito de MRE, é preciso reprocessar os cálculos da alocação de energia do mecanismo para encontrar os novos valores de energia alocada às demais usinas do MRE.

54. Quanto à valoração econômica dos efeitos, de modo que a não interferir nos valores de alívio de Exposição Financeira Negativa e de Encargo de Serviço de Sistema (ESS), os valores da energia alocada a maior às demais usinas do MRE, resultantes da aplicação dos novos valores de garantia física das usinas estruturantes, serão valorados ao PLD do submercado da própria usina, subtraído da TEO de compra média, incluída a TEO da UHE Itaipu, pois os novos

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

valores de garantia física horária alteram os montantes cedidos e recebidos por cada usina, o que inclui a UHE Itaipu.

55. Importante pontuar ainda que os novos valores de garantia física de cada unidade geradora devem ser considerados na ordem cronológica da motorização efetuada. Isso porque quando há diferença de potência unitária entre conjuntos de um mesmo empreendimento, como na UHE Santo Antônio e na casa de força complementar da UHE Belo Monte, a ordem de entrada das unidades influencia os incrementos de capacidade instalada total e, consequentemente, os respectivos valores de garantia física atribuíveis em cada estágio da motorização.

56. Ademais, no quesito formal, é fundamental que os novos valores de garantia física estejam em consonância com o respectivo Normativo do MME válido em cada janela temporal da motorização. Como cada portaria ministerial disciplinou volumes totais de garantia física (aos empreendimentos e às respectivas unidades geradoras) distintos entre si, o encadeamento de cada Normativo no tempo torna-se fator central à caracterização da trajetória energética que será considerada.

57. Postos esses critérios, os valores para compensação serão calculados pela CCEE e informados à ANEEL por mês e por usina participante do MRE, discriminando os valores associados a cada usina estruturante.

58. Cabe ressaltar que a compensação pelos efeitos da antecipação de garantia física de uma usina estruturante não é devida a ela mesma, mas apenas às demais usinas do MRE.

59. Por fim, como já mencionei, cada usina do MRE fará jus aos valores para compensação apenas para a parcela de energia cujo risco hidrológico não tenha sido repactuado pelos agentes de geração no respectivo período, conforme inciso II do art. 2º-B.

II.3 – Dos efeitos do deslocamento de geração hidrelétrica

60. O art. 2º da Lei nº 13.203, de 2015, define que a ANEEL deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de (i)

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e (ii) de importação de energia elétrica sem garantia física.

> *Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de:*
>
> *I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;*
>
> *II - importação de energia elétrica sem garantia física;*

61. A Lei nº 14.052, de 2020, não alterou o art. 2º da Lei nº 13.203, de 2015, mas, em seu art. 2º-B, dispôs sobre a possibilidade de retroatividade dos efeitos desse artigo a partir do dia 1º de janeiro de 2013.

62. O art. 2º da Lei nº 13.203, de 2015, foi regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 764[25], de 18 de abril de 2017, que estabeleceu o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação de energia sem garantia física. A aplicação dessa Resolução no âmbito da contabilização da CCEE teve início em abril de 2017.

63. A Resolução Normativa nº 764, de 2017, divide o montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica em duas parcelas: (i) por razão de segurança energética e importação e (ii) por razão de restrição elétrica.

64. No que se refere aos montantes elegíveis por razão de segurança energética e importação, a Resolução Normativa nº 764, de 2017, estabeleceu as condições necessárias para que a apuração pudesse ocorrer a partir de abril de 2017, quando os valores apurados passaram a ser compensados por meio de Encargo de Serviço de Sistema (ESS). Assim, nesse aspecto a inovação legal resulta apenas no cálculo retroativo referente ao período compreendido entre janeiro de 2013 e março de 2017.

[25] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017764.pdf.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

65. Quanto ao deslocamento de geração hidrelétrica por restrição elétrica, a Resolução Normativa nº 764, de 2017, em seu art. 6º, estabeleceu que o montante de energia elegível ao deslocamento da geração hidrelétrica por razão de restrição elétrica seria apurado pela CCEE somente após a aprovação da ANEEL dos critérios de elegibilidade das restrições elétricas a serem consideradas pelo ONS.

> *Art. 6º O montante de energia elegível ao deslocamento da geração hidrelétrica por razão restrição elétrica, de que trata o inciso II do art. 2º, será apurado pela CCEE somente após aprovação da ANEEL dos critérios de elegibilidade das restrições elétricas a serem consideradas pelo ONS.*

66. Entretanto, os critérios ainda não foram definidos. Assim, para atendimento ao comando legal, faz-se necessária a definição dos critérios de elegibilidade das restrições elétricas e sua aplicação desde 1º de janeiro de 2013, conforme estabelece a Lei nº 14.052, de 2020. Dessa forma, passo a apresentar os critérios de elegibilidade propostos para as restrições elétricas.

67. Primeiramente, há de se esclarecer que os montantes energéticos elegíveis ao deslocamento hidrelétrico por razão de restrição elétrica devem ser oriundos do despacho termelétrico por restrição de operação, conforme as Regras de Comercialização. Além disso, é necessário que de fato a geração de usina hidrelétrica tenha sido preterida em favor de geração de usina termelétrica, caracterizando o deslocamento da geração hidrelétrica.

68. Assim, a geração fora da ordem de mérito por razões elétricas é elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica quando a restrição elétrica poderia ser atendida tanto por usinas hidrelétricas quanto por usinas termelétricas, mas por conveniência operativa foi definido o despacho termelétrico. Essas situações são comuns quando a restrição de operação tem caráter sistêmico.

69. Por outro lado, quando a restrição só poderia ter sido atendida por geração termelétrica, não há deslocamento hidrelétrico, posto que a usina hidrelétrica não era candidata ao atendimento da restrição. Essas situações são comuns quando a restrição tem caráter local.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

70. Nesse sentido, as áreas técnicas propuseram que a análise da elegibilidade tenha por base a localização da restrição. Desse modo, o despacho de usina termelétrica em razão de restrição de operação de caráter local não seria elegível ao deslocamento hidrelétrico; enquanto o despacho de usina termelétrica em razão de restrição de operação de caráter sistêmico seria considerado elegível para fins de deslocamento hidrelétrico.

71. Além dessa regra geral, cabe destacar os seguintes casos particulares de inelegibilidade das restrições para o deslocamento de geração hidrelétrica:

a) **Despachos de usinas termelétricas para recomposição de Reserva de Potência Operativa anteriores à Resolução Normativa nº 822[26], de 26 de junho de 2018.** Esses despachos ocorreram justamente porque a reserva operativa das usinas hidrelétricas já estava próxima do esgotamento e, no limite, não poderia mais atender a aumento de carga no sistema. Assim, o despacho de usinas termelétricas, nessa situação, tem o objetivo de retornar a Reserva de Potência Operativa para seu valor original, não caracterizando um deslocamento hidrelétrico elegível à compensação.

b) **Despachos complementares para manutenção da Reserva de Potência Operativa, a partir da Resolução Normativa nº 822, de 2018.** A Resolução Normativa nº 822, de 2018, classificou os despachos complementares para manutenção de Reserva de Potência Operativa como serviço ancilar. Como destacado anteriormente, esses despachos têm por objetivo a manutenção da Reserva de Potência Operativa. Logo, os despachos de usinas termelétricas incluídos na Programação Diária de Produção (PDP) ou em tempo real para atendimento da Resolução Normativa nº 822, de 2018, não são caracterizados como deslocamento hidrelétrico.

c) **Despacho excepcional e temporário de usinas termelétricas localizadas na região de Manaus.** Esses despachos na região de Manaus foram estabelecidos

[26] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018822.pdf.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

por meio de Portarias do Ministério de Minas e Energia[27]. O despacho dessas usinas teve por objetivo o atendimento local da região de Manaus. Como as usinas hidrelétricas não poderiam atender à carga local de Manaus, essa geração termelétrica excepcional fora da ordem de mérito não caracterizou um deslocamento de geração hidrelétrica.

d) **Restrições de operação representadas nos modelos computacionais para programação da operação.** O despacho de usinas termelétricas em razão de restrições de operação representadas na cadeia dos modelos computacionais de programação da operação (Newave/Decomp/Dessem) não é elegível ao deslocamento hidrelétrico, uma vez que a programação *ex-ante* das usinas hidrelétricas já considerou a restrição quando da formação do Custo Marginal de Operação (CMO), o qual formou a ordem de mérito dos despachos.

e) **Inflexibilidades de termelétricas declaradas pelos agentes geradores.** As inflexibilidades de termelétricas declaradas pelos agentes geradores ao ONS não são definidas por necessidade sistêmica e, portanto, não ensejam compensação por deslocamento hidrelétrico nos termos da Lei.

72. Cabe destacar que no cálculo da retroação dos efeitos do art. 2º deve-se apurar os montantes elegíveis por razão elétrica de janeiro de 2013 até a data de publicação da Resolução Normativa ora em apreciação. A partir daí, os efeitos dos montantes elegíveis por razão elétrica deverão ser compensados por Encargo de Serviço de Sistema (ESS), conforme definido na Resolução Normativa nº 764, de 2017.

73. Vencido esse tópico, passo à análise da alteração no critério de rateio das indisponibilidades das usinas termelétricas despachadas na ordem de mérito, utilizadas para abatimento do deslocamento hidrelétrico.

[27] Portaria MME nº 41, de 26 de maio de 2015. Portaria MME nº 15, de 20 de janeiro de 2016. Portaria MME nº 179, de 11 de maio de 2016. Portaria MME nº 492, de 19 de dezembro de 2017.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

II.3.1 – Da alteração do critério de rateio das indisponibilidades

74. Tendo em vista uma contribuição feita pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE), no âmbito da Consulta Pública nº 083/2017[28], a SRG propôs um aprimoramento no critério de rateio das indisponibilidades das usinas termelétricas despachadas na ordem de mérito, utilizadas para abatimento do deslocamento hidrelétrico.

75. A ABIAPE alertou para o fato de que a indisponibilidade total, como tratada na Resolução Normativa nº 764, de 2017, leva em conta a totalidade da geração termelétrica acionada por ordem de mérito de custo, o que também inclui os eventos de indisponibilidade não elegíveis para fins de deslocamento hidrelétrico. A questão é que essa mesma premissa não está espelhada nos fatores de rateio responsáveis pelo desmembramento das parcelas de indisponibilidade total nas dimensões energética e elétrica.

76. De fato, ao se considerar a totalidade da indisponibilidade termelétrica na indisponibilidade total e não a considerar nos respectivos fatores de rateio, o resultado tende a majorar as indisponibilidades finais empregadas no cálculo líquido do deslocamento.

77. Assim, tendo em vista que esse aprimoramento impacta na aplicação do comando legal, a ser regulamentado neste processo, propõe-se nova formulação para os parâmetros de indisponibilidade, conforme equação a seguir.

$$INDISPT_{energético} = INDISPT \times \frac{GTSE + ILEGF}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

$$INDISPT_{elétrico} = INDISPT \times \frac{GTRE}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

Onde:

[28] Disponível em https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas. Consulta Pública com o objetivo de obter subsídios sobre os seguintes tópicos, detalhados na Nota Técnica nº 167/2017, emitida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG: (i) critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, a ser considerada no deslocamento de geração hidrelétrica; (ii) tratamento para as inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real; e (iii) tratamento da importação de energia sem garantia física.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

INDISPTenergético: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

INDISPTelétrico: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

INDISPT: indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

GTSE: geração termelétrica verificada por razão de segurança energética, em MWh;

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh;

GTREnelg: geração termelétrica não elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh; e

ILEGF: importação líquida de energia sem garantia física, não programada por ordem de mérito e proveniente de outros países, em MWh.

78. Como decorrência dessa nova formulação, surgirão montantes adicionais de deslocamento de geração hidrelétrica motivados por razões de segurança energética e importação referentes aos valores apurados entre abril de 2017 e a data de publicação da Resolução Normativa.

II.4 – Do cálculo dos valores a serem compensados aos geradores e da extensão das outorgas

79. A Lei nº 14.052, de 2020, estabeleceu nos arts. 2º-A e 2º-B compensação a ser atribuída aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE mediante extensão de outorga, compreendendo dois períodos distintos: (i) um período retroativo, anterior à emissão de Resolução Normativa pela ANEEL; e (ii) um período posterior à emissão do regulamento.

80. De acordo com o art. 2º-B, as compensações de que tratam os arts. 2º e 2º-A são aplicadas retroativamente sobre a respectiva parcela de energia não repactuada.

Art. 2º-B. Os parâmetros de que tratam os arts. 2º e 2º-A desta Lei serão aplicados retroativamente sobre a parcela de energia, desde que o agente titular da outorga vigente de geração, cumulativamente:

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

(...)

II - não tenha repactuado o risco hidrológico, nos termos do art. 1º desta Lei, para a respectiva parcela de energia.

81. Assim, a regra proposta pelas áreas técnicas considera que a aplicação retroativa das compensações, no período que antecede a repactuação, deve considerar a respectiva parcela de energia não repactuada, de acordo com o Termo de Repactuação de Risco Hidrológico. Desse modo, nesse período, a parcela de energia não repactuada será dada pela garantia física da usina multiplicada pelo percentual do montante de garantia física não repactuado no primeiro Termo de Repactuação de Risco Hidrológico firmado pelo gerador. Por outro lado, caso a usina não seja objeto de Termo de Repactuação, considera-se como parcela de energia não repactuada a garantia física da usina.

82. A forma de atualização dos valores de compensação e de cálculo da extensão da outorga, disposta no parágrafo 4º do art. 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015, é aquela utilizada nas extensões de outorga de que trata o art. 1º da mesma Lei, cujas condições estão regulamentadas na Resolução Normativa nº 684[29], de 11 de dezembro de 2015, que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

§ 4º O valor a ser apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros referidos no caput deste artigo deverá considerar a atualização do capital despendido, tanto pelo IPCA como pela taxa de desconto de que trata o § 2º do art. 1º desta Lei, e será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes, limitada a 7 (sete) anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do § 2º do art. 1º desta Lei, dispondo o gerador livremente da energia.

83. Sendo assim, os valores, em Reais, individualizados por usina do MRE, serão atualizados pelo IPCA[30] desde o mês de referência dos eventos retroativos até o último mês

[29] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015684.pdf.
[30] Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização decorrentes da regulamentação da Lei nº 14.052, de 2020. Esses valores, então, serão levados a valor futuro, até o final da outorga de cada empreendimento, pela mesma taxa de desconto utilizada nos processos relativos à Resolução Normativa nº 684, de 2015, ou seja, à taxa de 9,63% ao ano.

84. Ainda de acordo com o parágrafo 4º do art. 2º-B, a extensão do prazo de outorga deverá ser calculada, com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do parágrafo 2º do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, e será limitada a sete anos, nos termos da Lei.

85. Dessa forma, o cálculo da extensão de outorga, em dias, será realizado considerando a compensação atualizada e a margem líquida unitária de referência, sem abatimento de prêmio de risco, calculada em R$/MWh, conforme disposto no módulo específico das Regras de Comercialização a serem aprovadas juntamente com a regulamentação.

86. Por sua vez, o cálculo da margem líquida unitária de referência será análogo ao realizado no âmbito da repactuação do risco hidrológico de que trata a Resolução Normativa nº 684, de 2015, com os valores de preço e custo atualizados para a base do último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização decorrentes da regulamentação da Lei nº 14.052, de 2020, conforme a seguinte equação:

$$ML_{refACL} = \left(P_{ref} \times (1 - PIS\&COFINS - TFSEE - P\&D) - OPEX_{ref}\right) \times (1 - IRPJ\&CSLL)$$

Onde:

ML_{refACL}: Margem líquida unitária de referência;

P_{ref}: Preço a ser praticado na extensão do prazo de outorga, equivalente a R$ 153,77/MWh à data base de janeiro de 2015;

$PIS\&COFINS$: Soma das alíquotas do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), de 9,25%;

$TFSEE$: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, de 0,40%;

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

$P\&D$: Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, de 0,9075%;

$\mathrm{OPEX_{ref}}$: Custo operacional de referência, equivalente a R$ 29,88/MWh à data base de janeiro de 2015, incluídos os custos de uso da rede e as estimativas de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH) e de pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP);

$IRPJ\&CSLL$: Somatório das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), de 34%.

87. Cumpre destacar que os processamentos do mercado de curto prazo feitos pela CCEE estão sujeitos a recontabilizações. Assim, para que se utilize o dado mais atual da CCEE, propõe-se que seja adotado o evento de contabilização ou recontabilização mais recente na data de eficácia das Regras de Comercialização decorrente da regulamentação.

88. Quanto ao período posterior à emissão do regulamento, o inciso I do parágrafo 5º do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, define que a ANEEL deverá emitir ato específico que ateste o esgotamento dos efeitos das restrições de escoamento e das diferenças de garantia física de que tratam os incisos I e II do caput do art. 2º-A. Após a publicação deste ato específico, o cálculo da compensação deveria ser realizado conforme o parágrafo 4º do art. 2º-A e a extensão do prazo das outorgas calculada e efetivada em até 90 dias, contados da publicação do ato específico.

89. Ocorre que, uma vez que esses efeitos já foram esgotados devido à completa motorização das usinas estruturantes e à emissão dos TLDs das instalações de transmissão, a própria Resolução Normativa, ora em exame, poderá atestar o esgotamento dos efeitos, o que elimina a necessidade dos cálculos referentes a essa apuração não retroativa.

II.4.1 – Dos agentes que fazem jus à compensação retroativa de que trata o art. 2º-B

90. A Lei nº 14.052, de 2020, estabeleceu que fazem jus à compensação de que trata o art. 2º-B, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE (i) que desistirem da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciarem a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação; e (ii) que não tiverem

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

repactuado o risco hidrológico, nos termos do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, para a respectiva parcela de energia.

> *Art. 2º-B. Os parâmetros de que tratam os arts. 2º e 2º-A desta Lei serão aplicados retroativamente sobre a parcela de energia, desde que o agente titular da outorga vigente de geração, cumulativamente:*
>
> *I - tenha desistido da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciado a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação;*
>
> *II - não tenha repactuado o risco hidrológico, nos termos do art. 1º desta Lei, para a respectiva parcela de energia.*
>
> *(...)*
>
> *§ 1º Na hipótese em que o agente não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial da ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, a aplicação do disposto no caput deste artigo fica condicionada à assinatura de termo de compromisso elaborado pela Aneel, com declaração de renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.*

91. Além disso, a lei também estabelece que, na hipótese em que o agente não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial da ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, o direito à compensação fica condicionado à assinatura de termo de compromisso elaborado pela Aneel, com declaração de renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE. Desse modo, juntamente com a minuta de Resolução Normativa, será disponibilizada na Consulta Pública a minuta do termo de requerimento para extensão dos prazos de outorga, com a declaração de renúncia de que trata a Lei.

92. Importante destacar que, para aqueles aproveitamentos cuja outorga se dá a empresas reunidas na forma de consórcio, o cumprimento dos requisitos legais deve ocorrer de forma conjunta por todos os agentes consorciados.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

93. Ademais, ressalto que, considerando os princípios que nortearam a publicação da Lei nº 14.052, de 2020, as seguintes usinas não fazem jus à extensão de outorgas:

a) **UHE Itaipu**, uma vez que a usina é objeto de acordo binacional e os efeitos econômicos do mercado de curto prazo são assumidos pelos consumidores de energia cotistas;

b) **Usinas cotistas com concessão prorrogada (Lei nº 12.783[31], de 2013)**, tendo em vista que essas usinas foram contratadas integralmente no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e os efeitos do mercado de curto prazo são percebidos pelos consumidores.

c) **Usinas cotistas licitadas (Lei nº 12.783, de 2013),** pois os empreendedores licitantes puderam considerar, nos seus novos planos de negócio e nas ofertas dos leilões, a recuperação dos efeitos que agora a Lei nº 14.052, de 2020 objetiva compensar.

94. Por fim, destaco que, nos termos do art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015, no caso dos empreendimentos de geração hidrelétrica licitados no ano de 2017, os valores apurados só serão convertidos em extensão de outorga nos casos em que o agente de geração, ou grupo econômico de que faça parte, tenha permanecido como concessionário do empreendimento. Caso contrário, a lei estabelece que os valores serão ressarcidos ao agente de geração que detinha a outorga antes da licitação mediante quitação de débitos em face de eventual pretensão de ressarcimento da União.

II.5 – Do parcelamento de débitos dos agentes no MCP

95. Durante as reuniões com as associações, os geradores apresentaram preocupação em relação a eventual necessidade de parcelamento de débitos acumulados no MCP. Nesse aspecto, destaco que, por meio do Despacho ANEEL nº 2.354[32], de 16 de outubro de 2018, a

[31] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm.
[32] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20182354.pdf.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL reconheceu que o Conselho de Administração (CAd) da CCEE pode autorizar pedidos para parcelamento de valores não pagos no MCP por qualquer interessado.

96. Assim, para eventuais parcelamentos de débitos acumulados no MCP, os agentes interessados deverão recorrer diretamente à CCEE, que avaliará os pedidos apresentados.

II.6 – Das etapas do processo regulatório e de extensão das outorgas

97. A Lei nº 14.052, de 2020, estabeleceu prazo de 90 (noventa) dias para que a ANEEL regulamente o disposto nos artigos 2º, 2º-A e 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015.

> *Art. 2º-C. A Aneel deverá regulamentar o disposto nos arts. 2º, 2º-A e 2º-B desta Lei em até 90 (noventa) dias.*

98. Assim, tendo em vista a exiguidade do prazo, decorrente da urgência e relevância da regulamentação da matéria, proponho que a Consulta Pública tenha um período de 30 dias.

99. Destaco que a realização de Consulta Pública com duração inferior a 45 (quarenta e cinco) dias tem previsão legal no parágrafo 2º[33] do artigo 9º da Lei nº 13.848[34], de 25 de junho de 2019, que permite prazo menor que o mínimo legal nos casos de excepcional urgência e relevância, como na matéria ora em análise.

100. Serão submetidos para discussão com a sociedade: (i) a Nota Técnica nº 97/2020–SRG-SRM-SRT-SCG/ANEEL; (ii) minuta de Resolução Normativa que regulamenta os dispositivos legais; (iii) minuta de Resolução Autorizativa que autoriza a extensão dos prazos de outorga calculados; (iv) minuta de aditivos aos contratos de concessão; (v) minuta de módulo específico das Regras de Comercialização que define as formulações relativas ao cálculo dos prazos de extensão de outorgas; (vi) minuta de termo de requerimento para extensão dos prazos de

[33] § 2º Ressalvada a exigência de prazo diferente em legislação específica, acordo ou tratado internacional, o período de consulta pública terá início após a publicação do respectivo despacho ou aviso de abertura no Diário Oficial da União e no sítio da agência na internet, e terá duração mínima de 45 (quarenta e cinco) dias, ressalvado caso excepcional de urgência e relevância, devidamente motivado.

[34] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2019/Lei/L13848.htm.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

outorga; e (vii) os dados produzidos pelo ONS e pela EPE que servirão de dados de entrada para o módulo específico das Regras de Comercialização.

101. Além disso, prezando pela publicidade e transparência de dados e informações, durante a Consulta Pública, a CCEE disponibilizará o cálculo para alguns meses do período de apuração, de forma a subsidiar os agentes interessados na análise da aplicação das regras propostas. Espera-se que a divulgação desses dados, na página da Consulta Pública, ocorra no dia 30 de setembro de 2020.

102. Em etapa posterior ao fechamento da Consulta Pública, a Lei nº 14.052, de 2020, prevê um prazo de 30 (trinta) dias, contados da data de eficácia das regras aprovadas pela ANEEL, para a divulgação dos cálculos da retroação de que trata do artigo 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015.

> § 7º O cálculo da retroação terá como termo final a data de eficácia das regras aprovadas pela Aneel, conforme disposto no art. 2º-C desta Lei, e deverá ser publicado em até 30 (trinta) dias contados a partir dessa data.

103. Entretanto, os cálculos finais pela CCEE relativos ao período completo de apuração dependem dos resultados da Consulta Pública e das alterações na regulamentação e nas Regras de Comercialização decorrentes do processo de participação social. Por esse motivo, propõe-se um prazo de 60 (sessenta) dias, a partir da publicação da Resolução Normativa, para que a CCEE apresente os cálculos dos efeitos retroativos estabelecidos na lei, incluindo os prazos de extensão de outorga calculados para cada usina e os dados necessários para a reprodutibilidade dos cálculos, de acordo com a Resolução Normativa e o módulo específico das Regras de Comercialização previamente aprovados.

104. A comunicação de entrega desses cálculos marcará o início da eficácia das Regras de Comercialização e, consequentemente, o início do prazo legal de 30 (trinta) para que a Agência publique os valores definitivos, que subsidiarão a decisão dos agentes quanto ao requerimento de extensão dos prazos de outorgas.

105. Importante destacar que a extensão de outorga resultante dos efeitos retroativos previstos no artigo 2º-B é condicionada ao pedido do interessado em até 60 (sessenta) dias,

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

contados da publicação pela ANEEL dos cálculos, e à desistência das ações judiciais e renúncia de alegação de direito associada a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

> *§ 8º A aplicação do disposto neste artigo é condicionada a pedido do interessado em até 60 (sessenta) dias contados da publicação pela Aneel dos cálculos de que trata este artigo, bem como ao cumprimento das condições de que tratam os incisos I e II do caput deste artigo.*

106. Na Figura 1, a seguir, são apresentadas, de forma resumida, as etapas do processo regulatório e de extensão de outorga.

Figura 1 - Etapas do processo regulatório e de extensão das outorgas.

107. Por fim, destaco que, de modo a tornar o procedimento de extensão de outorga mais eficiente, propõe-se a emissão de Resolução Autorizativa com intuito de formalizar o direito da extensão das outorgas, conforme os novos prazos calculados, para aqueles agentes que atenderem as condições impostas no marco legal. Com a publicação da Resolução Autorizativa, de imediato, será efetivada a extensão dos prazos de outorga de usinas objeto de autorização. Para as usinas objeto de concessão, a extensão das outorgas, de acordo com o direito garantido pela Resolução Autorizativa, será efetivada a partir da assinatura dos aditivos dos contratos de concessão, que poderão ser efetuadas pela ANEEL ao longo da vigência das outorgas das usinas.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

II.6.1 – Da dispensa de Análise de Impacto Regulatório (AIR)

108. A Lei nº 13.848, de 2019, em seu parágrafo 1º do artigo 6º, estabelece que o regulamento disporá sobre os casos em que será obrigatória a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) e aqueles em que poderá ser dispensada.

> *Art. 6º A adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo.*
>
> *§ 1º Regulamento disporá sobre o conteúdo e a metodologia da AIR, sobre os quesitos mínimos a serem objeto de exame, bem como sobre os casos em que será obrigatória sua realização e aqueles em que poderá ser dispensada.*

109. O Decreto nº 10.411[35], de 30 de junho de 2020, que regulamentou a Lei nº 13.848, de 2019, por sua vez, definiu em seu art. 4º, as hipóteses em que a AIR pode ser dispensada, de onde se destaca o inciso II, que trata de ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior.

> *Art. 4º A AIR poderá ser dispensada, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente, nas hipóteses de:*
>
> *(...)*
>
> *II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;*

110. A Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, aprovada pela Resolução Normativa nº 798[36], de 12 de dezembro de 2017, definiu em seu art. 6º, parágrafo único, que a AIR poderá ser dispensada quando o ato normativo for voltado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior que não permita diferentes alternativas regulatórias.

[35] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/Decreto/D10411.htm.
[36] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017798.pdf.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Parágrafo único. Para atos normativos de evidente baixo impacto, atos normativos voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior que não permitam diferentes alternativas regulatórias ou em casos de urgência, a AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria.

111. Dessa forma, tendo em vista que a Lei nº 14.052, de 2020, trouxe comandos legais com pouca ou nenhuma margem para alternativas regulatórias, entendo que cabe, no caso em tela, a dispensa de AIR.

II.7 – Das conclusões

112. A Lei nº 14.052, de 2020, estabeleceu a possibilidade de compensação aos geradores hidrelétricos participantes do MRE devido (i) ao deslocamento hidrelétrico por geração fora da ordem de mérito e importação sem garantia física; e (ii) aos impactos causados pelas usinas estruturantes decorrentes da antecipação da garantia física e de restrições de transmissão associadas à entrada em operação das instalações destinados ao escoamento.

113. As compensações serão por meio de extensão dos períodos de outorga e estão condicionadas à desistência das ações judiciais e à renúncia de qualquer alegação de direito relativas à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

114. A abertura de Consulta Pública terá por objetivo debater com os agentes setoriais, e com a sociedade, regras, conceitos, parâmetros e critérios adotados na regulamentação de que trata o art. 2º da Lei nº 14.052, de 2020, principalmente, aqueles relacionados (i) aos critérios de elegibilidade das restrições elétricas para fins de deslocamento hidrelétrico; (ii) aos ajustes no rateio de indisponibilidades para fins de abatimento nas dimensões energética e elétrica do deslocamento hidrelétrico; (iii) aos efeitos da antecipação da garantia física das usinas estruturantes; (iv) a restrições causadas por atraso na entrada em operação ou entrada em operação em condições técnicas insatisfatórias das instalações de transmissão destinadas ao escoamento da geração das usinas estruturantes; e (v) à forma de cálculo das compensações e dos períodos de extensão de outorgas.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

115. A discussão no âmbito da Consulta Pública deve contribuir para o aprimoramento da proposta de regulamentação e para a adequada implementação dos comandos legais.

116. Com a regulamentação da matéria e sua aplicação nos termos da lei, espera-se que se encerre um longo capítulo da história do setor elétrico, abrindo espaço para o resgate da segurança jurídica do mercado de energia elétrica, para o retorno da normalidade do Mercado de Curto Prazo e para a resolução dos débitos em aberto na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

III – DIREITO

117. O encaminhamento proposto está fundamentado nos seguintes dispositivos legais e regulamentares: (i) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; (ii) Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (iii) Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; (iv) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; (v) Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; (vi) Lei nº 13.203, de 9 de dezembro de 2015; (vii) Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019; (viii) Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020; (ix) Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; (x) Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998; (xi) Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; (xii) Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020; (xiii) Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015; (xiv) Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017; (xv) Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017; (xvi) Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018; e (xvii) Resolução Normativa nº 841, de 18 de dezembro de 2018.

IV – DISPOSITIVO

118. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.000373/2019-94, voto pela abertura de Consulta Pública, com duração de 30 (trinta) dias, no período de 23 de setembro a 22 de outubro de 2020, para colher subsídios e informações adicionais para a regulamentação

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

de que trata o artigo 2º da Lei nº 14.052, de 2020, que estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

Brasília, 22 de setembro de 2020.

(Assinado digitalmente)
ELISA BASTOS SILVA
Diretora

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:
ELISA BASTOS SILVA
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 422E098500579482