ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

NOTA TÉCNICA Nº 097/2020–SRG-SRM-SRT-SCG/ANEEL

Em 21 de setembro de 2020.

Processo: nº 48500.000373/2019-94.

Assunto: Normatização da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, dos dispositivos que alteram a Lei nº 13.203, de 2015.

I - DO OBJETIVO

1. Propor normatização da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, dos dispositivos que alteram a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

II - DOS FATOS

2. Em 9 de dezembro de 2015, foi publicada a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

3. Em 9 de setembro de 2020 foi publicada a Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, que altera a Lei nº 13.203, de 2015, dentre outras.

4. Enquanto o Projeto de Lei que originou a Lei nº 14.052/2020 tramitava no Poder Legislativo, ANEEL, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Empresa de Pesquisa Energética – EPE se reuniram para discutir as maneiras para implementar os futuros dispositivos legais.

5. Em 16 de setembro de 2020, a ANEEL enviou à CCEE[1], ao ONS[2] e à EPE[3], os Ofícios ns. 242, 236 e 243/2020-DIR/ANEEL, para solicitar as informações necessárias ao atendimento da referida Lei e os critérios adotados para obtenção de tais informações como resultado das reuniões ocorridas previamente

[1] SIC nº 48510.000552/2020-00
[2] SIC nº 48510.000543/2020-00
[3] SIC nº 48510.000553/2020-00
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

à publicação da Lei.

6. Em 18 de setembro de 2020, o ONS respondeu ao Ofício pela Carta CARTA ONS - 0225/DGL/2020.

7. Em 18 de setembro de 2020, a CCEE respondeu ao Ofício pela Carta CT-CCEE - 0846/2020.

8. Em 18 de setembro de 2020, a EPE respondeu ao Ofício pelo Ofício 0539/2020/PR/EPE.

III - DA ANÁLISE

III.1. Do artigo 2º–A da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015

9. A Lei nº 14.052/2020 incluiu o art. 2º-A na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, transcrito a seguir, de modo que os titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE deverão ser compensados pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos do art. 2º, caput, inciso VI, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (empreendimentos denominados "estruturantes": UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) decorrentes de: (i) 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) 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.

> 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.
>
> § 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

> § 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.
>
> § 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.

10. Os tratamentos para os dois tópicos serão propostos nos subitens subsequentes.

III.1.1. Das restrições ao escoamento da energia de usinas hidrelétricas estruturantes

11. As usinas estruturantes que, de acordo com a Lei nº 14.052, de 2020, podem motivar compensação aos titulares das usinas do MRE são as UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Essas usinas acessam o SIN pelos seguintes pontos de conexão:

- 500 kV da SE Coletora Porto Velho: UHE Jirau e unidades 1 a 44 da UHE Santo Antônio;
- 230 kV da SE Porto Velho: unidades 45 a 50 de Santo Antônio;
- 500 kV da SE Xingu: UHE Belo Monte;
- 230 kV da SE Altamira: UHE Belo Monte (Sítio Pimental).

12. Assim, as instalações de transmissão para o escoamento dessas usinas ao SIN são aquelas que as conectam à Rede Básica nos pontos de conexão dessas usinas.

13. O Inciso I do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, estabelece que a compensação aos titulares das usinas do MRE está vinculada à restrição de escoamento de usina estruturante devido ao: (i) atraso na entrada em operação das instalações de transmissão, ou à (ii) entrada em operação dessas instalações em condições técnicas insatisfatórias.

14. As datas de entrada em operação comercial fixadas nos atos de outorga das instalações de transmissão são as datas a partir das quais o Sistema Interligado Nacional - SIN e os geradores deveriam contar com a existência e disponibilização da capacidade de transmissão dessas instalações para a operação. Assim, essas datas marcam o início do período de caracterização de atraso das instalações de transmissão para fins de compensação aos titulares das usinas do MRE.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

15. Os termos de liberação TLR[4], TLP[5] ou TLD[6] estabelecem as datas de início da disponibilização, ao SIN, das instalações de transmissão. Assim, após a emissão de qualquer um desses termos, cessa-se o período de caracterização de atraso para fins de compensação aos titulares das usinas do MRE devido a restrições de escoamento de usina estruturante. Destaca-se que, no período de atraso, a capacidade de transmissão disponibilizada por essas instalações para o escoamento das usinas estruturantes é zero.

16. A entrada em operação das instalações de transmissão em condição técnica insatisfatória é caracterizada pela existência de pendências na integração dessas instalações ao SIN. Essa forma de integração é iniciada a partir da data estabelecida nos TLR ou TLP, emitidos para essas instalações. Assim, a entrada em operação em condição técnica insatisfatória se inicia a partir da data estabelecida nos respectivos TLR ou TLP.

17. Durante a vigência dos TLR ou TLP, a capacidade de transmissão disponibilizada pela instalação com TLR ou TLP para o escoamento das usinas estruturantes é o maior valor entre o fluxo de potência transmitido pela instalação e 95% da capacidade operativa de longa duração. A limitação em 95% da capacidade operativa de longa duração foi justificada pelo ONS, pois ela representa melhor a operação de fato realizada no período, visto que devido às condições técnicas das instalações o ONS não operou o sistema no limite de sua capacidade.

18. A avaliação para a UHE Belo Monte não identificou atrasos nem períodos com condição técnica insatisfatória associada à entrada em operação das instalações de transmissão que acarretaram vertimento dessa usina. Assim, a capacidade operativa de longa duração foi estabelecida como a própria potência instalada dos equipamentos de transmissão.

19. Para as unidades nº 45 a 50 da UHE Santo Antônio, que se conectam à Rede Básica pelo ponto de conexão em 230 kV da SE Porto Velho, também não foram identificados atrasos nem períodos de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão que tenham acarretado vertimento turbinável dessas unidades geradoras.

20. Para as usinas de Jirau e Santo Antônio (exceto para a ampliação desta), foram verificados atrasos e períodos com pendências associadas à entrada em operação que geraram condições técnicas insatisfatórias. Assim, a capacidade operativa foi estabelecida com base nas Instruções de Operação - IO, nas Mensagens Operativas - MOP e nas Solicitações de Intervenção - SGI durante a vigência dos TLP e que foi motivada por uma restrição relacionada ao atraso ou à entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória dessas instalações.

---

[4] Termo de Liberação de Receita definido pela Resolução Normativa n° 841, de 2018.
[5] Termo de Liberação Provisória definido na Resolução Normativa n° 454, de 2011, posteriormente definido como Termo de Liberação com Pendências pela Resolução Normativa n° 841, de 2018.
[6] Termo de Liberação Definitivo definido na Resolução Normativa n° 454, de 2011, e na Resolução Normativa n° 841, de 2018.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

21. Quando cessadas as pendências das instalações, o ONS emite o TLD. Assim, a partir da data de entrada em operação comercial estabelecida nos TLD, não há pendências associadas à entrada em operação da instalação de transmissão e, portanto, encerra-se o período de caracterização de entrada em operação em condição técnica insatisfatória.

22. Uma vez que a compensação aos titulares das usinas do MRE está vinculada à forma[7] como ocorreu a entrada em operação comercial das instalações de transmissão, restrições do sistema de transmissão devido a outros fatores não relacionados à entrada em operação das instalações de transmissão não implicam compensação. Assim, restrições do sistema de transmissão devido a outros fatores não relacionados à entrada em operação dessas instalações de transmissão, como a impossibilidade de alocação da oferta de energia na curva instantânea de carga (corte de geração), ocorrências e contingências diversas relacionadas à operação do SIN, não foram consideradas no estabelecimento da capacidade de transmissão disponibilizada pelas instalações durante o período de vigência dos TLR ou TLP.

23. Para que haja compensação ao MRE, as restrições de transmissão devem, necessariamente, ter causado restrição ao escoamento da geração na usina estruturante, com consequente impacto no MRE. Assim, as restrições de transmissão relacionadas ao atraso na entrada em operação das instalações de transmissão ou à entrada em operação dessas instalações em condição técnica insatisfatória se tornam ativas quando a geração das usinas acarreta fluxo de potência igual à capacidade de transmissão disponibilizada no ponto de conexão da usina à Rede Básica. Dessa forma, a compensação aos titulares das usinas do MRE está vinculada à energia vertida turbinável na usina estruturante nos períodos em que o fluxo de potência a partir do ponto de conexão da usina à Rede Básica foi igual à capacidade de transmissão disponibilizada nesse ponto.

24. Diante do exposto, a restrição de escoamento de usina estruturante, 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 ocorrer nos seguintes períodos:

- Atraso na entrada em operação das instalações de transmissão: intervalo posterior à data de entrada em operação comercial fixada no ato de outorga e anterior à data de disponibilização ao SIN dessas instalações estabelecida nos respectivos TLR, TLP ou TLD. Nesse período, a capacidade de transmissão disponibilizada para o escoamento das usinas estruturantes é zero;

- Entrada em operação dessas instalações em condições técnicas insatisfatórias:

[7] *"I - de restrições ao escoamento da energia <u>em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória</u> das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas ao escoamento;"* [inciso I do art. 2º-A da Lei 13.203/2015] (sem grifo no original)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

> intervalo entre a data de disponibilização das instalações de transmissão ao SIN, estabelecidas nos respectivos TLR e TLP, e a data de entrada em operação comercial definitiva, estabelecida no TLD. Nesse período, a capacidade de transmissão disponibilizada para o escoamento das usinas estruturantes é o maior valor entre o fluxo de potência transmitido na instalação e 95% da capacidade operativa de longa duração estabelecida nas IO, MOP e SGI que foram emitidas motivadas por restrição relacionada à entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória dessas instalações.

25. Como foi destacado anteriormente, foram verificados atrasos e períodos com pendências associadas à entrada em operação que geraram condições técnicas insatisfatórias nas instalações de escoamento do complexo do Madeira.

26. Nesse sistema, a energia gerada pelas usinas é transferida para o SIN pelos Bipolos 1 e 2, que possuem capacidade de transmissão de 6.300 MVA, e pelos Back-to-Back (BTB) da SE Coletora Porto Velho, que possuem capacidade de transmissão de 800 MVA. De acordo com o ONS, a operação considera os bipolos como o percurso prioritário para escoamento da energia, de tal forma que seu atraso e a condição técnica insatisfatória foram considerados como fatores preponderantes para o vertimento turbinável dessas usinas em relação ao BTB. Assim, enquanto a capacidade disponibilizada de transmissão dos bipolos não for atingida plenamente, mesmo que os BTB ainda possuam capacidade de transmissão de energia, se considerou, nos termos da Lei nº 14.052, de 2020, que a energia das usinas foi vertida devido ao atraso ou entrada em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão.

27. Diante do exposto, a capacidade de transmissão disponibilizada para o escoamento dessas usinas foi estabelecida considerando duas condições:

i. até a capacidade operativa de longa duração dos Bipolos 1 e 2 ser igual ao valor contratado nominal de 6.300 MVA, a capacidade de transmissão para escoamento das usinas de Jirau e Santo Antônio foi determinada como o somatório da capacidade de transmissão dos bipolos com o fluxo de potência transmitido pelos BTB. Assim, até esse valor ser alcançado, a capacidade operativa de longa duração dos BTB não influenciou na determinação da capacidade de transmissão disponibilizada para o escoamento das usinas de Jirau e Santo Antônio; e

ii. quando a capacidade operativa de longa duração dos bipolos é igual a 6.300 MW, a capacidade desse sistema de transmissão foi acrescida de 400 MW relacionados à capacidade de transmissão de potência de BTB.

28. Adicionalmente, a capacidade máxima de geração das usinas de Jirau e Santo Antônio no ponto de conexão de 500kV da SE Coletora Porto Velho é igual a 6.900 MW e, portanto, superior às capacidades máximas de transmissão em cada um dos cenários considerados acima. Assim, o montante

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

de geração bruta somado à energia vertida turbinável dessas usinas foi limitado à capacidade máxima de transmissão de cada cenário.

29. Destaca-se, por fim, que para a análise do complexo do Madeira o Transformador 13 da Subestação Coletora Porto Velho não foi considerado capacidade de transmissão, uma vez que se trata de uma instalação do gerador.

30. Com efeito, quando ficar caracterizado que houve restrição ao 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, a Lei nº 13.203[8], de 2015, define que a geração potencial de energia deve ser calculada no intervalo coincidente ao de permanência da restrição, caso ela não existisse. Deve, ainda, considerar: (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. Os valores de geração potencial de energia elétrica serão apurados pelo ONS de acordo com os critérios ajustados com ANEEL e CCEE e constituem em dados de entrada de módulo específico das Regras de Comercialização a ser elaborado para esse propósito específico.

31. O § 1º do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, também estabelece que os efeitos decorrentes das restrições de transmissão serão valorados pelo preço da energia no mercado de curto prazo, no momento da restrição. Como se trata de geração potencial de energia das usinas estruturantes, esse valor virtual adicional de energia alteraria a alocação de energia entre os submercados, e, portanto, ocasionaria novos valores de Exposições Financeiras à diferença de PLDs entre submercados. Para evitar o surgimento dessas Exposições, as quais não são objeto da respectiva Lei, propõe-se que a valoração da energia alocada adicional se dê ao PLD do submercado da usina cessionária, subtraído da Tarifa de Energia de Otimização - TEO referente às UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, pois esse seria o custo pela geração potencial marginal de energia dessas UHEs.

32. Por fim, os valores, em Reais, para compensação serão calculados pela CCEE e informados à ANEEL, discriminados por usina participante do MRE e por mês. 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 inciso II do art. 2º-B.

III.1.2. Da antecipação da garantia física das usinas hidrelétricas estruturantes

---

[8] *"§ 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." (*§§ 1º e 2º do art. 2º-A da Lei 13.203/2015)*

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

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

> § 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. (§ 3º do art. 2º-A)

34. Observa-se que, para tal compensação, deve-se considerar a diferença entre: (a) a garantia física outorgada na fase de motorização das três usinas; e (b) os valores da agregação efetiva de garantia física de cada unidade geradora motorizada ao SIN, conforme critérios técnicos aplicados pelo poder concedente às demais usinas hidrelétricas.

35. De modo mais preciso, no caso de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, a discretização da garantia física por unidade geradora é 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. A Portaria[9] mais recente que define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração do Sistema Interligado Nacional – SIN estabeleceu o seguinte:

> Para efeito de discretização da garantia física de energia, ao longo da motorização de uma usina hidrelétrica, a garantia física de energia de cada uma das unidades geradoras é calculada a partir da proporção de suas energias firmes determinadas em simulações sucessivas no modelo SUSHI, considerando a evolução da entrada das unidades geradoras, salvo disposição regulamentar em contrário.

36. Em virtude disso, a regra geral ora disposta pelo Poder Concedente também espelha a compatibilidade entre capacidade comercial e capacidade de produção de energia (dimensão física), na medida em que conduz a valores de garantia física para cada unidade geradora condizentes com o seu correspondente acréscimo de energia firme ao sistema. Em geral, as primeiras unidades geradoras do período de motorização acrescentam maiores volumes de energia firme, enquanto as últimas acrescentam volumes menores, tendo em vista a redução gradual dos benefícios energéticos promovidos quando a motorização se aproxima da potência instalada[10]. Veja-se, por exemplo, no quadro abaixo, a

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

[10] Trata-se de fenômeno clássico da engenharia hidráulica. À medida em que se excursiona por uma distribuição de probabilidades de afluências, na direção dos eventos mais raros da curva de densidade (cauda da curva), a respectiva

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

discretização da garantia física da usina hidrelétrica Teles Pires por unidade geradora:

Unidades Geradoras	Garantia Física de Energia (MW médios)
1ª	258,8
2ª	491,5
3ª	654,2
4ª	774,1
5ª	854,5
6ª	915,4
Total	915,4

Fonte: Contrato de Concessão 002/2011-MME-UHE Teles Pires

37. Nesse caso prático, observa-se que a primeira unidade geradora acrescentou 258,8 MWmédios de garantia física ao sistema, enquanto a última acrescentou volume menor, de 60,9 MWmédios.

38. De forma excepcional à regra geral vigente, o Poder Concedente, que detém a prerrogativa de estabelecer "disposição regulamentar" específica, optou por utilizar o critério de disponibilidades máximas de geração contínua.

39. Tal diretriz faz com que a atribuição de garantia física para as primeiras unidades geradoras seja superior à correspondente energia firme individual. A depender da escala do empreendimento e do número de unidades geradoras, essa disposição pode levar ao atingimento do valor da garantia física total da usina antes da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. Quanto maior for o grau dessa antecipação, maior será o descasamento entre as dimensões comercial e física do empreendimento.

40. Nos casos específicos definidos na Lei nº 14.052/2020, a agregação de garantia física das usinas hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte constou dos contratos de concessão e de diversos atos do Poder Concedente conforme exemplos abaixo:

---

probabilidade da vazão que justifica o investimento em geração (dimensionamento da turbina) observa lei de decaimento exponencial. Com efeito, as últimas unidades de geração de uma usina hidrelétrica são aquelas cujo aporte hidrológico tem recorrência mais dilatada no tempo, o que, na prática, implica menores volumes turbinados (menor produção energética), quando integralizados no tempo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 097/2020 – SRG/SRM/SRT/SCG/ANEEL, de 21/09/2020.

Número de Unidades	Garantia Física de Energia (MW médios)	Número de Unidades	Garantia Física de Energia (MW médios)
1ª Unidade	71,2	23ª Unidade	1.638,6
2ª Unidade	142,5	24ª Unidade	1.709,8
3ª Unidade	213,7	25ª Unidade	1.781,1
4ª Unidade	285,0	26ª Unidade	1.852,3
5ª Unidade	356,2	27ª Unidade	1.923,5
6ª Unidade	427,5	28ª Unidade	1.994,8
7ª Unidade	498,7	29ª Unidade	2.066,0
8ª Unidade	569,9	30ª Unidade	2.137,3
9ª Unidade	641,2	31ª Unidade	2.208,5
10ª Unidade	712,4	32ª Unidade	2.218,0
11ª Unidade	783,7	33ª Unidade	2.218,0
12ª Unidade	854,9	34ª Unidade	2.218,0
13ª Unidade	926,1	35ª Unidade	2.218,0
14ª Unidade	997,4	36ª Unidade	2.218,0
15ª Unidade	1.068,6	37ª Unidade	2.218,0
16ª Unidade	1.139,9	38ª Unidade	2.218,0
17ª Unidade	1.211,1	39ª Unidade	2.218,0
18ª Unidade	1.282,4	40ª Unidade	2.218,0
19ª Unidade	1.353,6	41ª Unidade	2.218,0
20ª Unidade	1.424,8	42ª Unidade	2.218,0
21ª Unidade	1.496,1	43ª Unidade	2.218,0
22ª Unidade	1.567,3	44ª Unidade	2.218,0

Fonte: Contrato de Concessão nº 001/2008 – MME – UHE Santo Antônio

Unidades Geradoras	Garantia Física de Energia (MW médios)	Unidades Geradoras	Garantia Física de Energia (MW médios)
1ª	74,6	23ª	1.716,4
2ª	149,3	24ª	1.791,0
3ª	223,9	25ª	1.865,6
4ª	298,5	26ª	1.940,3
5ª	373,1	27ª	1.975,3
6ª	447,8	28ª	1.975,3
7ª	522,4	29ª	1.975,3
8ª	597,0	30ª	1.975,3
9ª	671,6	31ª	1.975,3
10ª	746,3	32ª	1.975,3
11ª	820,9	33ª	1.975,3
12ª	895,5	34ª	1.975,3
13ª	970,1	35ª	1.975,3
14ª	1.044,8	36ª	1.975,3
15ª	1.119,4	37ª	1.975,3
16ª	1.194,0	38ª	1.975,3
17ª	1.268,6	39ª	1.975,3
18ª	1.343,3	40ª	1.975,3
19ª	1.417,9	41ª	1.975,3
20ª	1.492,5	42ª	1.975,3
21ª	1.567,1	43ª	1.975,3
22ª	1.641,8	44ª	1.975,3

Fonte: Contrato de Concessão nº 002/2008 – MME – UHE Jirau

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 097/2020 – SRG/SRM/SRT/SCG/ANEEL, de 21/09/2020.

a) na Casa de Força Principal:

Unidades Geradoras	Garantia Física de Energia (MW médios)	Unidades Geradoras	Garantia Física de Energia (MW médios)
1ª	593,3	10ª	4.418,9
2ª	1.186,6	11ª	4.418,9
3ª	1.779,9	12ª	4.418,9
4ª	2.373,1	13ª	4.418,9
5ª	2.966,4	14ª	4.418,9
6ª	3.559,7	15ª	4.418,9
7ª	4.153,0	16ª	4.418,9
8ª	4.418,9	17ª	4.418,9
9ª	4.418,9	18ª	4.418,9

Fonte: Contrato de Concessão nº 001/2010 – MME – UHE Belo Monte

GARANTIA FÍSICA POR MÁQUINA AHE BELO MONTE CASA DE FORÇA PRINCIPAL	
Nº de Unidades	GARANTIA FÍSICA (MWmed)
1ª	593,3
2ª	1.186,6
3ª	1.779,9
4ª	2.373,1
5ª	2.966,4
6ª	3.559,7
7ª	4.153,0
8ª	4.418,9
9ª	4.418,9
10ª	4.418,9
11ª	4.418,9
12ª	4.418,9
13ª	4.418,9
14ª	4.418,9
15ª	4.418,9
16ª	4.418,9
17ª	4.418,9
18ª	4.418,9

GARANTIA FÍSICA POR MÁQUINA AHE BELO MONTE CASA DE FORÇA COMPLEMENTAR	
Nº de Unidades	GARANTIA FÍSICA (MWmed)
1ª	36,1
2ª	72,3
3ª	108,4
4ª	144,5
5ª	152,1
6ª	152,1

Fonte: Portaria SPE MME nº 2, de 12 de fevereiro de 2010 – UHE Belo Monte

41. Importante observar, também, que as UHEs Jirau e Santo Antônio tiveram as potências instaladas ampliadas, passando de 44 para 50 unidades geradoras, com aumento de garantia física acrescido na mesma proporção nas unidades finais, conforme tabelas abaixo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 097/2020 – SRG/SRM/SRT/SCG/ANEEL, de 21/09/2020.

Nº Unidade Geradora	Garantia Física (MWmed)	Nº Unidade Geradora	Garantia Física (MWmed)
1	69.2	26	1.844.3
2	138.5	27	1.917.2
3	207.7	28	1.990.1
4	277.0	29	2.063.0
5	346.2	30	2.135.9
6	415.4	31	2.205.2
7	484.7	32	2.218.0
8	553.9	33	2.218.0
9	623.2	34	2.218.0
10	692.4	35	2.218.0
11	761.6	36	2.218.0
12	830.9	37	2.218.0
13	903.8	38	2.218.0
14	976.7	39	2.218.0
15	1.049.6	40	2.218.0
16	1.122.5	41	2.218.0
17	1.195.4	42	2.218.0
18	1.268.3	43	2.218.0
19	1.341.3	44	2.218.0
20	1.414.2	45	2.252.4
21	1.483.4	46	2.286.7
22	1.552.6	47	2.321.1
23	1.625.6	48	2.355.5
24	1698.5	49	2.389.8
25	1.771.4	50	2.424.2

Fonte: Portaria SPE/MME nº 94, de 4 de novembro de 2013 - UHE Santo Antônio

Usina	Nº das Unidades Adicionais	Motorização	Potência (MW)	Acréscimo de Garantia Física (MWmed)	Garantia Física Nova - Total (MW med)
UHE Jirau	45	45 x 75 MW	3.375	34,9	2.010,2
	46	46 x 75 MW	3.450	34,9	2.045,1
	47	47 x 75 MW	3.525	34,9	2.080,0
	48	48 x 75 MW	3.600	34,9	2.114,8
	49	49 x 75 MW	3.675	34,9	2.149,7
	50	50 x 75 MW	3.750	34,9	2.184,6

Fonte: Portaria SPE/MME nº 26, de 1º de agosto de 2011 – UHE Jirau

42. A Lei detalha, ainda, no inciso I do § 3º do art. 2º-A, que o cálculo da antecipação consiste na diferença entre (a) a garantia física outorgada e (b) a agregação de cada unidade geradora motorizada ao SIN, a ser informada pela EPE.

43. No inciso II desse mesmo parágrafo, a Lei versa que os efeitos decorrentes da diferença acima deverão ser calculados considerando o preço da energia no mercado de curto prazo, no período em que persistir a diferença.

44. Nesse ponto, é necessário estabelecer critérios regulatórios para identificação dos montantes energéticos e de sua valoração econômica.

45. Em relação à dimensão histórica, importante sublinhar que os novos valores de garantia física de cada unidade geradora devem estar concatenados com a ordem cronológica da motorização efetuada, particularmente quando há diferenciação de potência unitária entre conjuntos de um mesmo empreendimento (UHE Santo Antônio e casa de força complementar da UHE Belo Monte). Nesses casos,

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

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.

46. No quesito formal, critério fundamental é o de aplicar os novos valores de garantia física em consonância com o respectivo Normativo do MME válido em cada janela temporal da motorização. Esse aspecto é importante porque 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, portanto, fator central à caracterização da trajetória energética que será considerada.

47. Na vertente dos montantes energéticos, o novo valor de garantia física a ser apresentado pela EPE para as UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, de acordo com critérios ajustados com ANEEL e CCEE, deve receber tratamento para que obedeça aos mesmos 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. Para se obter o valor que seria alocado a menor/maior a 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.

48. Na vertente da valoração econômica dos efeitos, sabe-se que, no bojo do MRE, os montantes energéticos são alocados às usinas hidrelétricas não somente no submercado de localização da respectiva usina, mas em todos eles, na medida em que os submercados podem ser deficitários ou superavitários e, também, podem apresentar distintos valores de PLD. Com os novos valores de garantia física considerados na fase de motorização das UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, um novo valor de fator de ajuste de MRE é produzido. Portanto, os submercados passam a ser individualmente mais ou menos superavitários ou deficitários do que o apurado anteriormente. Eventuais diferenças de PLD entre o submercado de alocação da energia e o submercado da usina recebem tratamento específico na contabilização de energia que os envolvem. A depender da situação, isso pode implicar alívio ou não de Exposição Financeira Negativa e ESS.

49. De modo que o dispositivo legal não interfira nos valores de alívio de Exposição Financeira Negativa e ESS, a maior ou a menor, propõe-se que os valores de energia alocada a maior às demais usinas do MRE, pela aplicação dos novos valores de GF na motorização das usinas estruturantes, sejam valorados ao PLD do submercado da própria usina, como se as Exposições Financeiras do MRE estivessem completamente cobertas, subtraído da Tarifa de Energia de Otimização - TEO. O valor da TEO a ser considerado é aquele referente à TEO de compra média incluída a TEO da UHE Itaipu, pois os novos valores de garantia física horária alteram os montantes cedidos e recebidos por cada usina, o que inclui a UHE Itaipu.

50. Os valores para compensação serão calculados pela CCEE e informados à ANEEL por usina participante do MRE e por mês. Cada usina do MRE fará jus aos valores para compensação apenas para a

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

parcela de energia cujo risco hidrológico não tenha sido repactuado pelos agentes de geração no respectivo período, conforme inciso II do art. 2º-B.

III.2 Do art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

51. A Lei nº 14.052/2020 não incorporou alterações ao art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que estabelece o seguinte:

> 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; e

52. No entanto, o art. 2º-B dispôs sobre a possibilidade de retroação dos efeitos desse artigo a partir do dia 1º de janeiro de 2013, conforme seu parágrafo 5º. Dessa forma, é preciso discorrer sobre a aplicação retroativa desse artigo.

53. A Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017, 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 iniciou-se em abril de 2017.

54. Conforme esse normativo, o montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica será calculado mensalmente pela CCEE no processo de contabilização, de acordo com as seguintes parcelas: (i) razão de segurança energética; e (ii) razão de restrição elétrica. Ocorre que o art. 6º desse mesma Resolução estabeleceu que o montante de energia elegível ao deslocamento da geração hidrelétrica por razão restrição elétrica será apurado pela CCEE somente após aprovação da ANEEL dos critérios de elegibilidade das restrições elétricas a serem consideradas pelo ONS.

55. Até a data de publicação desta Nota Técnica, tais critérios de elegibilidade ainda não foram definidos. Por esse motivo, desde abril de 2017, somente os montantes de energia elegíveis ao deslocamento de geração hidrelétrica por razões de segurança energética têm sido apurados pela CCEE. Logo, para o cálculo da retroação dos efeitos do art. 2º, deve-se apurar os montantes elegíveis por razão elétrica desde janeiro/2013 até a data de publicação da Resolução Normativa em apreciação. A partir daí, os efeitos dos montantes elegíveis por razão elétrica deverão ser compensados por ESS conforme definido na REN 764/2017.

56. Por outro lado, no que tange aos montantes elegíveis por razão de segurança energética e

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

importação, como eles já têm sido apurados e compensados por meio de ESS desde abril de 2017, o cálculo retroativo deve se ater, a princípio, ao período compreendido entre janeiro de 2013 e março de 2017. Deve-se considerar, também, montantes de deslocamento elegíveis por razão de segurança energética e importação adicionais, no período compreendido entre abril/2017 e a data de publicação da Resolução Normativa em apreciação, provenientes da mudança de critério de rateio de indisponibilidades como será apresentado mais adiante nesta mesma subseção. No caso dos montantes de importação adicionais surgidos após abril/2017, devem ser desconsiderados da compensação ao MRE os montantes de importação objeto da Portaria MME 339, de 15 de agosto de 2018.

57. Resta ainda definir os critérios de elegibilidade das restrições elétricas que venham a provocar deslocamento hidrelétrico para o período retroativo.

58. Primeiramente, há de se esclarecer que os montantes energéticos elegíveis ao deslocamento hidrelétrico por razão de restrição elétrica devem ser oriundos somente do despacho termelétrico por restrição de operação, conforme as Regras de Comercialização atualmente existentes. Assim, para ocorrência desse deslocamento hidrelétrico, é condição necessária a ocorrência de despacho de usina termelétrica por restrição de operação. Mas isso não é suficiente para tal caracterização. É necessário, ainda, observar se, fisicamente, há o deslocamento hidrelétrico. O deslocamento físico é percebido somente na situação em que a geração de usina hidrelétrica é preterida à geração de usina termelétrica. Nessa esteira, na ocorrência de restrição de operação, muito embora a carga ter podido ser atendida por geração de usina hidrelétrica, ela o foi realmente por geração de usina termelétrica. Observa-se, nessa situação que, de fato, a geração da usina hidrelétrica foi deslocada pela geração da usina termelétrica.

59. Noutro giro, na situação em que a carga só poderia ser atendida por geração de usina termelétrica e assim o foi, não se pode apurar deslocamento hidrelétrico, pois a usina hidrelétrica não seria despachada para atendimento da restrição.

60. Feitas essas ponderações, o desafio passa a ser, então, definir quais eventos de restrição de operação são cobertos por cada uma dessas duas hipóteses: com ou sem deslocamento hidrelétrico. Uma alternativa para esse tratamento regulatório é a adoção do marcador de localidade da restrição de operação, se local ou sistêmica. Numa restrição de caráter local, pela sua limitação geoelétrica, em geral, a carga só pode ser atendida pela geração termelétrica local, caso contrário, não teria sido acionada. Neste caso, não há deslocamento hidrelétrico. Por outro lado, quando a restrição de operação tem caráter sistêmico, a carga pode ser atendida por diversas usinas do SIN, o que inclui usinas hidrelétricas. Ao optar pela geração termelétrica para atendimento da carga em detrimento da geração hidrelétrica, o deslocamento hidrelétrico deve ser apurado. Portanto, pode-se generalizar a proposta de elegibilidade pela localidade da seguinte forma: (i) despacho de usina termelétrica em razão de restrição de operação de caráter local não provoca deslocamento hidrelétrico; (ii) despacho de usina termelétrica em razão de restrição de operação de caráter sistêmico (Agrupamento SUB_SS = SIN, do Módulo Encargos das Regras de Comercialização) provoca deslocamento hidrelétrico.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

61. Deve-se avaliar a situação excepcional dos despachos de usinas termelétricas para recomposição de Reserva de Potência Operativa - RPO anteriormente ao início da aplicação da Resolução Normativa nº 822 – REN 822, 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. Então, o despacho de usinas termelétricas, nessa situação, tem o condão apenas de retornar a RPO para seu valor original e ordinário. Desse modo, não se pode falar em deslocamento da geração hidrelétrica nessa situação. Por essa linha, tais despachos de usinas termelétricas não ensejaram deslocamento hidrelétrico.

62. A partir do início da aplicação da REN 822/2018, os despachos complementares para manutenção da reserva de potência operativa passaram a ser classificados como serviço ancilar e seguem o mesmo racional apresentado no parágrafo acima. Logo, os despachos de usinas termelétricas incluídos na programação diária em atendimento da REN 822/2018 também não ensejam deslocamento hidrelétrico. Deve-se considerar que a titulação de despachos complementares para manutenção da reserva de potência operativa indicados em tempo real ou que extrapolarem os recursos disponibilizados para prestação do serviço ancilar são titulados como restrição de operação de caráter sistêmico. Esse foi um artifício utilizado na REN 822/2018 para estimular a competição por preços na etapa da programação diária da operação, mas esse despacho também se refere a manutenção da reserva de potência operativa. Dessa maneira, tais despachos também não ensejam deslocamento hidrelétrico, apesar de serem titulados como restrição de operação.

63. Outra excepcionalidade a ser considerada consiste no despacho excepcional e temporário de usinas termelétricas localizadas na Região de Manaus, como definido pelas seguintes Portarias do MME: nº 41, de 26 de fevereiro de 2015; nº 15, de 20 de janeiro de 2016; nº 179, de 11 de maio de 2016; nº 180, de 11 de maio de 2016; e nº 492, de 19 de dezembro de 2017. O despacho dessas usinas tinha como objetivo o atendimento local da região de Manaus, mas as Portarias estabeleceram que o despacho fora da ordem de mérito dessas usinas fosse titulado como restrição de operação no âmbito do SIN. Apesar dessa classificação de caráter sistêmico, usinas hidrelétricas não poderiam atender à carga local de Manaus, motivo pelo qual foi acionada a geração termelétrica local. Observa-se, portanto, que o despacho de tais usinas não enseja deslocamento de geração hidrelétrica, por ser revestido de caráter local.

64. Além do critério da localidade da restrição de operação, deve-se também avaliar o momento da ocorrência da restrição. No caso de restrições de operação ocorridas posteriormente ao processamento da cadeia dos modelos computacionais (Newave, Decomp e Dessem), tais restrições não foram consideradas na programação da operação, e, portanto, sua ocorrência altera a programação *ex-ante* do despacho de usinas hidrelétricas (no caso de restrição de caráter sistêmico). Desse modo, o despacho de usinas termelétricas motivados por restrições de operação de caráter sistêmico ocorridas pós-programação nos modelos computacionais (na programação diária ou em tempo real) devem ser elegíveis ao deslocamento hidrelétrico.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

65. Diferentemente das situações apresentadas no parágrafo acima, o despacho de usinas termelétricas em razão de restrições de operação representadas na cadeia dos modelos computacionais de programação da operação não deve ser elegível ao deslocamento hidrelétrico, uma vez que a programação *ex-ante* das usinas hidrelétricas já considerou tal restrição quando da formação do Custo Marginal de Operação - CMO, o qual formou a ordem de mérito dos despachos.

66. Por fim, mencionamos o caso de inflexibilidades termelétricas, as quais são declaradas pelos agentes geradores ao ONS. Logo, elas não são definidas por necessidade do sistema. Se elas causam algum deslocamento hidrelétrico, o efeito comercial dessas inflexibilidades deve ser imputado aos respectivos agentes termelétricos, como efetuado pelo Despacho nº 3.572, de 17 dezembro de 2019. Desse modo, essa é uma situação que também não enseja compensação por deslocamento hidrelétrico nos termos da Lei.

67. Vencido o tópico da elegibilidade, parte-se para análise do rateio das indisponibilidades das usinas termelétricas despachadas na ordem de mérito utilizadas para abatimento do deslocamento hidrelétrico.

68. Considerando a demarcação hoje estabelecida na REN 764/2017, vale mencionar contribuição feita pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) no âmbito da AP 083/2017, cujo apontamento conduz a aprimoramento importante sobre o tratamento que deveria ser dispensado ao cômputo da elegibilidade do deslocamento, particularmente aquele motivado por geração termelétrica de natureza elétrica.

69. A Associação alertou para ao fato de que a indisponibilidade total, tal como hoje retratada no acrônimo *INDISPT* da REN 764/2017, leva em conta a totalidade da geração termelétrica acionada por ordem de mérito de custo, o que também inclui os eventos de indisponibilidade não elegível 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 verificada nas dimensões energética e elétrica (Inciso I do art. 2° da Resolução). Assim, ao se incluir a totalidade da indisponibilidade termelétrica verificada na grandeza *INDISPT* e não o fazer nos respectivos fatores de rateio, o resultado final do produto entre a *INDISPT* e os respectivos fatores tenderá a majorar as indisponibilidades finais empregadas no cálculo líquido do deslocamento.

70. Esse apontamento tem mérito e deveria ser recepcionado pela Agência no bojo da resolução em apreciação. Na sequência, apresenta-se sugestão de novo equacionamento para os parâmetros de indisponibilidade, a serem aplicados no normativo referente à Lei nº 14.052/2020.

$$\mathrm{INDISPT}_{\mathrm{energético}} = \mathrm{INDISPT} \times \frac{\mathrm{GTSE+ILEGF}}{\mathrm{GTSE+ILEGF+GTRE+GTRE}_{\mathrm{nelg}}}$$

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

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

Onde:

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."

71. Como decorrência dessa nova formulação, surgirão montantes adicionais de deslocamento de geração hidrelétrica motivados por razões de segurança energética e importação apurados entre abril/2017 e a data de publicação da Resolução Normativa em apreciação, pois a indisponibilidade dedicada às razões energéticas será reduzida.

III.3 – Do cálculo dos valores a serem compensados aos geradores e da extensão das outorgas

72. A Lei nº 14.052/2020 alterou a Lei nº 13.203, de 2015, e estabeleceu nos art. 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 posterior à emissão da resolução normativa pela ANEEL, regulamentando os termos da Lei (art. 2º-A); e (ii) um período retroativo, anterior à emissão de tal regulamento (art. 2º-B, que retroage os arts. 2º e 2º-A).

73. Quanto aos valores a serem compensados aos geradores hidráulicos do MRE e ao prazo de extensão das outorgas relativamente ao período retroativo, a Lei nº 13.203/2015 dispõe, no art. 2º-B, como devem ser realizados os cálculos nos seguintes termos:

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

> 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.
>
> ...
>
> § 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.
>
> § 5º O termo inicial para o cálculo da retroação será:
>
> I - o dia 1º de janeiro de 2013, para o disposto no art. 2º desta Lei;
>
> II - a data em que se iniciaram as restrições de escoamento, para o disposto no inciso I do caput do art. 2º-A desta Lei; e
>
> III - a data em que se iniciaram as diferenças de garantia física, para o disposto no inciso I do caput do art. 2º-A desta Lei.
>
> § 6º Os termos iniciais para o cálculo da retroação serão limitados à data de início da outorga, caso esta seja posterior às datas apuradas conforme o § 5º deste artigo.
>
> § 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.

74. Portanto, após a emissão da regulamentação ora em análise pela ANEEL, deverá ser realizado o cálculo dos valores a serem compensados relativos ao período retroativo e tais valores serão publicados até 30 dias contados data de eficácia das Regras de Comercialização atinentes à Lei nº 14.052/2020 aprovadas..

75. Dado que os parâmetros de que tratam os arts. 2º e 2º-A da Lei serão aplicados retroativamente sobre a parcela de energia não repactuada (incisos I e II do caput do art. 2º-B) e que os montantes energéticos repactuados por cada usina podem variar no tempo (aumento ou redução),

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

propõe-se que, para todo o período anterior ao início de vigência do Termo de Repactuação de Risco Hidrológico, seja adotado como parcela de energia não repactuada a garantia física da usina multiplicada pela porcentagem do montante de garantia física da usina não repactuado no primeiro período de comercialização a partir da vigência do Termo de Repactuação de Risco Hidrológico firmado. Caso a usina não seja objeto de Termo de Repactuação, considera-se como parcela de energia não repactuada a garantia física da usina.

76. Deve-se esclarecer também que as seguintes usinas não fazem jus à extensão de outorgas:

a) UHE Itaipu, pois ela é objeto de acordo binacional e os efeitos econômicos do mercado de curto prazo são assumidos pelos consumidores de energia cotistas;

b) Usinas cotistas (Lei 12.783/2013) contratadas integralmente no ACR, pois a Lei nº 14.052/2020 beneficiou com efeitos retroativos somente dois casos particulares de usinas, quais sejam:

- aquelas com ações judiciais válidas, as quais deverão ser objeto de desistência; e

- aquelas sem ações judiciais válidas, as quais deverão renunciar a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

Fato é que as usinas cotistas com concessão prorrogada não se enquadram em nenhum desses dois casos particulares, uma vez que os efeitos do mercado de curto prazo são percebidos pelos consumidores. Além disso, os atuais concessionários aceitaram expressamente a prorrogação na condição de remuneração por tarifa calculada pela ANEEL, e, portanto, consideraram, nos seus novos planos de negócio, os efeitos que a Lei nº 14.052/2020 objetiva compensar;

c) Usinas cotistas licitadas (Lei 12.783/2013), 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 14.052/2020 objetiva compensar; e

d) Centrais geradoras hidrelétricas, as quais não são objeto de outorga de geração vigente na data de publicação da Lei nº 14.052/2020.

77. A forma de atualização dos valores de compensação e de cálculo da extensão da outorga estão dispostas no parágrafo 4º do art. 2º-B da Lei nº 13.203/2015, de forma análoga às extensões de outorga de que trata o art. 1º da mesma Lei e a Resolução Normativa n. 684 – REN 684, de 11 de dezembro

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

de 2015[11].

78. Sendo assim, os valores em Reais individualizados por usina do MRE serão atualizados pelo IPCA desde o mês de referência dos eventos retroativos até o último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização atinentes à Lei nº 14.052/2020 aprovadas. Esses valores, então, deverão ser levados a valor futuro, até o final da outorga de cada empreendimento, pela mesma taxa de desconto utilizada nos processos relativos à REN 684/2015, de 9,63% ao ano.

79. Caso a concessão da usina seja detida por Sociedade de Propósito Específico – SPE, composta por dois ou mais sócios, ou caso a concessão seja compartilhada entre dois ou mais agentes, competirá a eles decidir como se dará a divisão dos benefícios oriundos da extensão do prazo da outorga da usina em razão de arranjos societários/empresariais que prevejam a alocação não proporcional do risco hidrológico entre os integrantes da SPE ou da concessão compartilhada.

80. A extensão do prazo de outorga deverá ser calculada, conforme estabelece o §4º do art. 2º-B, com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do § 2º do art. 1º da Lei 13.203/2015, e será limitada a sete anos.

81. O cálculo da extensão, 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.

82. O cálculo da margem líquida unitária de referência será análogo ao realizado no âmbito da repactuação do risco hidrológico de que trata a REN 684/2015, 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 atinentes à Lei nº 14.052/2020, conforme a seguinte equação:

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

onde:

$\mathrm{ML_{refACL}}$: Margem líquida unitária de referência;

$\mathrm{P_{ref}}$: 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%;

[11] A REN 684/2015 estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

> $TFSEE$: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, de 0,40%;
>
> $P\&D$: 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%.

83. Quanto aos valores a serem compensados aos geradores e o prazo de extensão das outorgas relativamente ao período posterior à emissão da regulamentação pela ANEEL (ou seja, não retroativos), a Lei nº 13.203/2015 dispõe no art. 2º-A como devem ser realizados os cálculos, nos seguintes termos:

> Art. 2º-A ...
>
> § 4º A compensação de que trata o caput deste artigo deverá considerar a atualização do capital despendido, tanto pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como pela taxa de desconto de que trata o § 2º do art. 1º desta Lei, e dar-se-á mediante extensão do prazo de outorga dos empreendimentos participantes do MRE, 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.
>
> § 5º A extensão de prazo de que trata o § 4º deste artigo será efetivada:
> I - em até 90 (noventa) dias após a edição de ato específico pela Aneel que ateste o esgotamento dos efeitos apurados nos termos deste artigo; ou
> II - na data de término originalmente prevista para a outorga, caso essa data seja anterior ao esgotamento dos efeitos previstos no inciso I deste parágrafo.
>
> § 6º A extensão de prazo de que trata o inciso II do § 5º deste artigo deverá incorporar estimativa dos efeitos previstos neste artigo até seus esgotamentos.

84. Conforme depreende-se do inciso I do § 5º do art. 2º-A, 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 será realizado conforme o § 4º do art. 2º-A e a extensão do prazo das outorgas deverá ser calculado e efetivado em até 90 dias, contados da publicação do ato específico.

85. Ocorre que, uma vez que esses efeitos já foram esgotados devido à completa motorização

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

das usinas estruturantes e à emissão dos TLDs das instalações de transmissão, a própria Resolução Normativa em exame poderia atestar tal esgotamento, o que elimina a necessidade dos cálculos referentes a essa apuração não retroativa.

86. Para essa apuração não retroativa, a extensão do prazo de outorga deveria ser calculada, conforme estabelece o §4º do art. 2º-A, com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do § 2º do art. 1º da Lei 13.203/2015, assim como estabelecido para o cálculo relativo ao período retroativo, e seria limitada a sete anos. No entanto, como visto, não há necessidade de realização desse cálculo devido ao esgotamento dos efeitos como explicado no parágrafo anterior.

87. Cumpre lembrar que os processamentos do mercado de curto prazo feitos pela CCEE estão sujeitos a recontabilizações. 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 atinentes à Lei nº 14.052/2020.

III.4 – Dos agentes que fazem jus à compensação retroativa de que trata o art. 2º-B

88. O art. 2º-B da Lei nº 13.203/2015 apresenta as condições para que os agentes façam jus à compensação retroativa de que tratam os arts. 2º e 2º-A da Lei nº 13.203/2015, nos seguintes termos:

> 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.
>
> § 2º A desistência e a renúncia de que trata o inciso I do caput deste artigo serão comprovadas por meio de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea "c" do inciso III do caput do art. 487 da Lei nº 13.105, de 16 de março de 2015 (Código de Processo Civil).
>
> § 3º A desistência e a renúncia de que trata o inciso I do caput deste artigo eximem as

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

> partes da ação do pagamento dos honorários advocatícios.
> (...)
> § 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.

89. Portanto, para fazer jus à compensação de que trata o art. 2º-B, o agente: (i) deve desistir 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 pode ter repactuado o risco hidrológico, nos termos do art. 1º da Lei 13.203/2015, para a respectiva parcela de energia; (iii) deve solicitar a compensação retroativa à ANEEL em até 60 dias contados da publicação dos valores de compensação.

90. 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, 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. O termo de compromisso com declaração de renúncia consta em Anexo à minuta de Resolução Normativa.

92. Ressalta-se que, para aqueles aproveitamentos cuja outorga se dá a empresas reunidas na forma de consórcio, o cumprimento dos requisitos descritos anteriormente deverá se dar de forma conjunta por todas os agentes consorciados.

III.5 – Das etapas do processo administrativo

93. Com a publicação da Lei nº 14.052/2020, faz-se necessário instauração de Consulta Pública por 30 dias para discutir com a sociedade sua normatização. Constarão da consulta os seguintes documentos:

(i) esta Nota Técnica;
(ii) minuta de Resolução Normativa que venha a regular os dispositivos legais;
(iii) minuta de Resolução Autorizativa que venha a autorizar a extensão dos prazos de outorga calculados;
(iv) minuta de aditivos contratuais de concessão;
(v) minuta de módulo específico das Regras de Comercialização que defina as

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

formulações atinentes ao cálculo dos prazos de extensão de outorgas;

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

(vii) minuta de termo de requerimento para extensão dos prazos de outorga.

94. A referida Resolução Autorizativa serve para garantir o direito da extensão das outorgas das usinas, cujos agentes fizeram o requerimento em atendimento ao marco legal e de imediato estenderia os prazos de outorga de usinas objeto de autorização. Por outro lado, para o caso de usinas objeto de concessão, as assinaturas dos aditivos dos contratos de concessão poderão ser efetuadas pela ANEEL ao longo da vigência das outorgas das usinas, dado que o direito à extensão das outorgas já foi garantido pela Resolução Autorizativa.

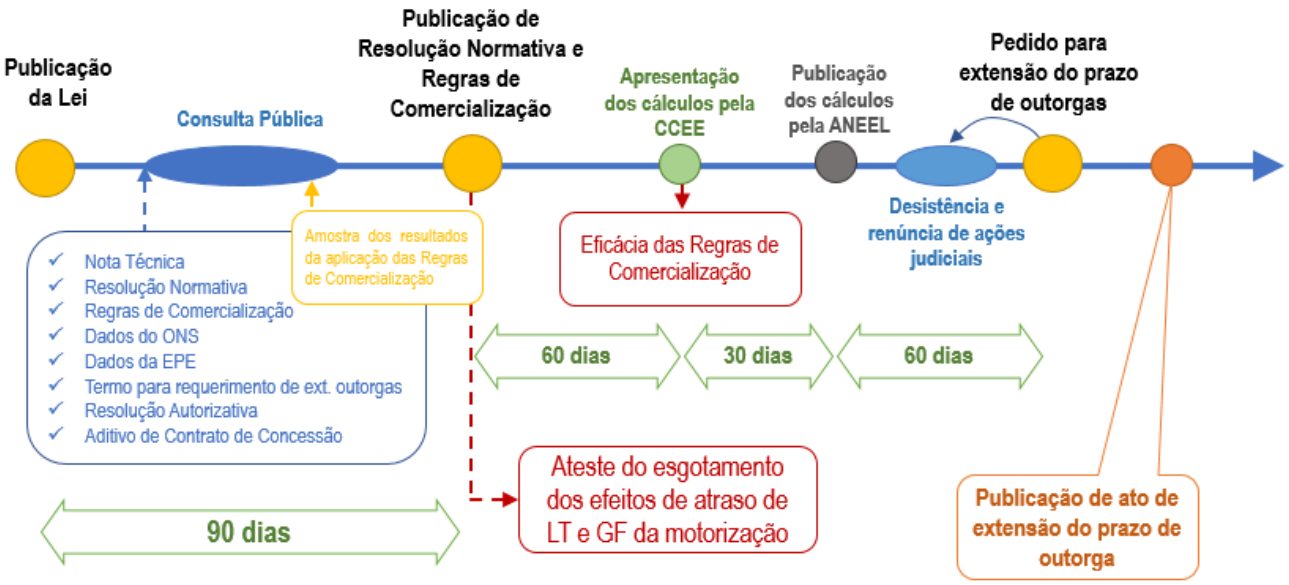
95. Conforme estabelecido na Lei, o cálculo da retroação terá como termo final a data de eficácia das regras aprovadas pela ANEEL e deverá ser publicado em até 30 dias contados a partir dessa data. No entanto, propõe-se que, durante a Consulta Pública, a CCEE disponibilize o cálculo para alguns meses do histórico de forma a subsidiar os agentes interessados na análise da aplicação da minuta de módulo específico das Regras de Comercialização.

96. Propõe-se também que a data de eficácia das Regras de Comercialização seja dada pela data de comunicação, pela CCEE, do fim dos cálculos dos efeitos retroativos estabelecidos pela Lei, o que deverá ser feito até 60 dias da publicação da Resolução Normativa. Na referida comunicação, a CCEE deverá encaminhar à ANEEL os prazos de extensão de outorga calculados para cada usina objeto da Lei e os dados principais para efeitos de reprodutibilidade dos cálculos, todos com base nos conceitos definidos na Resolução Normativa e do módulo específico das Regras de Comercialização. Esses dados produzidos pela CCEE servirão para subsidiar a decisão dos agentes sobre o requerimento para extensão dos prazos de outorgas.

97. Na Figura a seguir, são apresentadas, de forma resumida, as etapas propostas.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

P. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 097/2020 – SRG/SRM/SRT/SCG/ANEEL, de 21/09/2020.



III.6 Do art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015

98. O art. 2º-D da Lei nº 13.203/2015 contém dispositivo específico no tocante a empreendimento hidrelétrico que tenha sido licitado no ano de 2017, como transcrito abaixo:

> Art. 2º-D. Na hipótese de o agente de geração não ser mais o detentor da outorga do empreendimento que teve a geração hidrelétrica deslocada, do qual mantinha titularidade no período indicado pelos §§ 5º e 7º do art. 2º-B desta Lei, e que tenha sido licitado no ano de 2017, os valores apurados conforme o art. 2º-B desta Lei serão ressarcidos mediante quitação de débitos do agente de geração em face de eventual pretensão de ressarcimento da União, de qualquer natureza, aduzida ou não em sede administrativa ou judicial, contra o agente de geração em decorrência do regime de exploração de concessões alcançadas pelo art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
>
> § 1º (VETADO).
>
> § 2º Caso o agente de geração, ou grupo econômico de que faça parte, tenha permanecido como concessionário do empreendimento por meio de novo contrato de concessão, os valores apurados serão ressarcidos por meio de extensão de prazos das novas concessões, conforme o § 4º do art. 2º-B desta Lei.

99. O dispositivo do caput não enseja regulação específica, pois, na hipótese do caput, o ativo regulatório a ser calculado é aquele apurado conforme art. 2º-B da Lei nº 13.203/2015 que será normatizado pela Resolução Normativa em apreciação, a exceção da consideração a respeito do termo

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

inicial da retroação de que trata o §6º do art. 2º-B. Logo, o processamento, pela CCEE, dos comandos do art. 2º-B da Lei nº 13.203/2015 já contemplará a formação desse ativo regulatório, bastando considerar, para os empreendimentos licitados em 2017, uma contabilização específica para o período anterior à licitação.

100. Além disso, o cálculo de extensão do prazo de outorga a ser estabelecido na Resolução Normativa em atendimento ao art. 2º-B da Lei nº 13.203/2015 também se aplica para a hipótese de a situação do agente de geração de enquadrar no § 2º do art. 2º-D.

III.7 Do pagamento dos débitos dos agentes no Mercado de Curto Prazo (MCP)

101. Quanto a eventual necessidade de parcelamento dos débitos acumulados no MCP, destaca-se que o Despacho ANEEL nº 2.354[12], de 16/10/2018, reconhece que o Conselho de Administração da CCEE (CAd) pode avaliar e autorizar tais parcelamentos, se for o caso. Nesse sentido, os agentes interessados deverão recorrer diretamente à CCEE com vistas ao eventual parcelamento.

III.8 Da dispensa da Análise de Impacto Regulatório - AIR

102. A Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, no § 1º do art. 6º, estabeleceu que o regulamento disporá sobre os casos em que será obrigatória a realização de 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.

103. Seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, por sua vez, definiu em seu art. 4º, as hipóteses em que a AIR pode ser dispensada, de onde se destaca o inciso II, como abaixo transcrito.

> Art. 4º A AIR poderá ser dispensada, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente, nas hipóteses de:
>
> [...]

[12] 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 7A8A9B0800579189

> II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;

104. A Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, aprovada pela Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, definiu em seu art. 6º, parágrafo único, o seguinte.

> 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.

105. Diante desses dispositivos legais, regulamentares e regulatórios, e tendo em vista que a Lei nº 14.052/2020 traz comandos suficientemente detalhados para operacionalização, os quais não permitem diferentes alternativas regulatórias, propõe-se à Diretoria a dispensa de AIR.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

106. A presente Nota Técnica tem amparo legal na: Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 10.848, de 15 de março de 2004, na Lei nº 13.203, de 09 de dezembro de 2015, no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

V - DA CONCLUSÃO

107. A minuta de Resolução Normativa anexa, que regulamenta a aplicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, e os documentos deste processo estão em condições de serem submetidos a Consulta Pública para o recebimento de contribuições da sociedade.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

108. Encaminhar o processo para a Diretora-Relatora, com a recomendação de instauração de Consulta Pública para recebimento de contribuições à minuta de Resolução Normativa anexa, que objetiva normatizar a Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

(Assinado digitalmente)
BENNY DA CRUZ MOURA
Especialista em Regulação - SRM

(Assinado digitalmente)
RAFAEL COSTA RIBEIRO
Especialista em Regulação - SRG

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

P. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 097/2020 – SRG/SRM/SRT/SCG/ANEEL, de 21/09/2020.

PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL
Especialista em Regulação - SRM

(Assinado digitalmente)
GUSTAVO MATIAS LOPES
Especialista em Regulação - SCG

(Assinado digitalmente)
BENEDITO CRUZ GOMES
Especialista em Regulação - SRT

(Assinado digitalmente)
TITO RICARDO VAZ DA COSTA
Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Transmissão

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação - SRG

(Assinado digitalmente)
OTÁVIO RODRIGUES VAZ
Superintendente Adjunto de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

(Assinado digitalmente)
MATEUS MACHADO NEVES
Especialista em Regulação - SRG

(Assinado digitalmente)
FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração

De acordo:

(Assinado digitalmente)
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

(Assinado digitalmente)
CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

(Assinado digitalmente)
LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão

(Assinado digitalmente)
CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:
LEONARDO MENDONCA OLIVEIRA DE QUEIROZ, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, TITO RICARDO VAZ DA COSTA, BENNY DA CRUZ MOURA, FELIPE ALVES CALABRIA, RAFAEL COSTA RIBEIRO, OTAVIO RODRIGUES VAZ, MATEUS MACHADO NEVES, GUSTAVO MATIAS LOPES, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, BENEDITO CRUZ GOMES TO CRUZ GOMES
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 7A8A9B0800579189