

Ofício nº 080/2019-SRG/ANEEL

Brasília, 07 de agosto de 2019.

Ao Senhor
Rui Guilherme Altieri Silva
Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
01.310-200 – São Paulo - SP

Assunto: Avaliação e divulgação do custo decorrente da intermitência de fontes renováveis.

Senhor Superintendente,

1. Tendo em vista solicitação da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – Abragel à ANEEL para que seja calculado e divulgado o custo decorrente da intermitência de fontes renováveis (Pequena Central Hidrelétrica - PCH, Central Geradora Hidrelétrica - CGH, Biomassa, Eólica e Solar), e com base em competência estabelecida na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, recomenda-se à essa Câmara que elabore e divulgue regularmente relatório contendo as informações sobre custo imputado pelas fontes renováveis, além dos preços de venda de energia nos leilões regulados, conforme análise efetuada na Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07 de agosto de 2019, em anexo.

Atenciosamente,

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

C/c: ABRAGEL

RCR



Nota Técnica nº 075/2019- SRG/ANEEL

Em 7 de agosto de 2019.

Processo: 48500.003853/2019-15

Assunto: Avaliação e divulgação do custo decorrente da intermitência de fontes renováveis.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo analisar solicitação da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – Abragel à ANEEL para que seja calculado e divulgado o custo decorrente da intermitência de fontes renováveis (Pequena Central Hidrelétrica - PCH, Central Geradora Hidrelétrica - CGH, Biomassa, Eólica e Solar).

II - DOS FATOS

2. Por meio da Carta 050/18¹, 14 de novembro de 2018, a Abragel solicitou à ANEEL que “[...] calcule, para fins de transparência ao mercado o valor real da energia das fontes alternativas renováveis, considerando seu preço de leilão adicionado de todos os custos necessários para compensar o efeito da intermitência [...]”.

III - DA ANÁLISE

III.1 Da Carta Abragel 050/18, 14 de novembro de 2018

3. Na Carta, a Abragel manifestou ser necessário a publicação do custo real da energia para o consumidor final, proveniente das fontes renováveis e incentivadas: PCH, CGH, Biomassa, Eólica e Solar, com o argumento de que a intermitência dessas fontes geraria custos ao mercado, da seguinte forma:

i. O consumidor final, que paga o CVU do óleo combustível e do diesel através da CDE, quando utilizados para este fim; e

¹ 48513.037111/2018-00



Pág. 2 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

ii. Os geradores participantes do MRE, que não são ressarcidos pelo serviço ancilar prestado.

4. Quanto ao item “i”, observa-se que os custos com óleo combustível proveniente de geração termelétrica do SIN para compensação de intermitência de geração eólica integram a rubrica Encargos de Serviço de Sistema – ESS. A presente análise utilizará essa premissa, uma vez que a cobertura de custos de geração termelétrica mediante a Conta de Desenvolvimento Energética - CDE é restrita ao suprimento para sistemas isolados.

5. Quanto ao item “ii”, a Associação não esclareceu qual seria o serviço ancilar prestado pelas usinas hidrelétricas do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE na compensação da intermitência da geração eólica, muito embora tenha aduzido que “UHEs trabalham em carga parcial enquanto as eólicas estão com boa geração, aguardando o momento em que essa geração diminui para que possam operar de forma a compensar esse déficit”.

6. Para a presente análise, adota-se como referência os serviços ancilares de controles primário e secundário de frequência, estabelecidos na Resolução Normativa nº 697 – REN 697, de 16 de dezembro de 2015, definidos da seguinte forma:

III - controle primário de frequência: controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

IV - controle secundário de frequência: controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG, destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;

7. O art. 5º da REN 697 estabelece a possibilidade de ressarcimento pela prestação do serviço ancilar de controle secundário de frequência, mas não pelo serviço de controle primário de frequência. As centrais geradoras que, na avaliação do ONS, tenham desempenho satisfatório no Controle Automático de Geração - CAG receberão anualmente a receita para prestação desse serviço ancilar, com valor definido em resolução homologatória específica.

8. De acordo com a REN 697, o serviço ancilar de controle secundário de frequência é prestado por unidades geradoras participantes do CAG, as quais são despachadas centralizadamente pelo ONS (UHEs). Nessa linha, as PCHs/CGHs, que não são despachadas centralizadamente pelo Operador, não prestam o referido serviço.

9. Ainda assim, pode-se avaliar eventuais impactos à energia gerada pelas usinas despachadas centralizadamente impostos pela reserva de potência utilizada pelo ONS para os controles primário e secundário de frequência sobre a alocação de energia às PCHs/CGHs participantes do MRE. Convém ressaltar que o eventual efeito da prestação desses serviços ancilares pelas UHEs sobre as PCHs/CGHs advém de sua participação do MRE, do qual participam as usinas hidrelétricas despachadas



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, RAFAEL COSTA RIBEIRO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: F9BFABF3004E8D65 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Pág. 3 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

centralizadamente prestadoras do serviço ancilar, mas não pela prestação do serviço ancilar pelas próprias PCHs/CGHs.

10. De acordo com a Abragel, haveria uma segunda consequência sofrida pelas UHEs (mas não pelas PCHs/CGHs diretamente), relacionada aos desligamentos de unidades geradoras de usinas hidrelétricas durante a madrugada devido à redução da carga e aumento de geração eólica. Entende-se tal tema está vinculado à discussão sobre os vertimentos turbináveis no período de carga leve para alocação da produção de geração eólica. Esse tema é objeto de análise no âmbito do processo 48500.000375/2019-83 e, enquanto não finalizada, não é possível dimensionar os efeitos de eventuais vertimentos turbináveis.

11. A Abragel argumenta existir uma terceira consequência advinda da intermitência da geração eólica: as exposições residuais dos geradores do MRE devido à diferença de Preços de Liquidação de Diferenças - PLDs entre submercados. A Associação fundamentou a existência de exposições residuais na necessidade de se transmitir energia dos submercados Sudeste e/ou Norte para o Nordeste para compensar a intermitência da geração eólica no Nordeste.

12. Observa-se, todavia, que a lógica da formação das exposições residuais observadas nos anos mais recentes é exatamente o contrário dessa afirmação: as exposições residuais originaram-se da redução do fluxo na transmissão de energia do Sudeste para o Nordeste para garantir a operação do CAG do Sudeste em atendimento do Nordeste, o que acaba por produzir menores volumes de excedentes financeiros, associada aos altos volumes de exposições negativas produzidas pelo MRE devido aos riscos hidrológicos (cerca de 90% das exposições negativas do tratamento de exposições advém do MRE).

13. Registra-se que esse tema já foi regulado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 817, de 5 de junho de 2018, que estabelece os critérios para tratamento do excedente financeiro e das exposições financeiras na contabilização de energia elétrica. No âmbito do processo que conduziu a esse normativo, identificou-se que tanto fatores hidrológicos quanto operativos e de planejamento levam à exposição residual e, portanto, deve ser assumida pelo MRE.

III.2 Da competência para divulgação de informações

14. A Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica define, em seu anexo, que é de competência exclusiva da Superintendência da CCEE a atribuição de divulgar mensalmente, para o público geral, as informações sobre as operações realizadas na CCEE (com grifos).

Art. 32. São de competência exclusiva da Superintendência da CCEE as seguintes atribuições:

(...)

X – divulgar mensalmente, para o público geral, as informações sobre as operações realizadas na CCEE;



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, RAFAEL COSTA RIBEIRO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: F9BFABF3004E8D65 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Pág. 4 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

15. Assim, esta Nota Técnica abordará, na próxima subseção, proposta de itens que poderão constar de relatório a ser divulgado mensalmente pela CCEE de modo a contemplar a demanda da Abragel.

16. Observa-se também a desnecessidade de realização de audiência ou consulta públicas para definição das informações a serem divulgadas, pois não foi identificada afetação de direitos de agentes econômicos do setor elétrico.

III.3 Da proposta de itens do relatório

17. A Associação focou seus argumentos nos eventuais custos percebidos aos agentes setoriais devido à intermitência da geração de energia eólica, mas não explicitou quais seriam os custos adicionais imputados pelas outras fontes mencionadas: PCHs/CGHs, Biomassa e Solar.

18. Considerando que é relevante identificar e dar transparência aos custos decorrentes de todas as fontes renováveis, são avaliados a seguir os custos associados à geração proveniente de fonte eólica e PCH. Quanto às demais fontes (Biomassa e Solar), propõe-se que sejam considerados somente os preços resultantes dos leilões realizados.

III.3.1 Itens de custos de geração eólica

1) Custo de despacho de usinas termelétricas

19. Na Ata da 169ª Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, de 1º de junho de 2016, o Comitê deliberou o seguinte:

Desta maneira, o Comitê deliberou pelo desligamento das usinas térmicas que se encontram em operação fora da ordem de mérito, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a partir de 4 de junho de 2016. Em função da permanência do cenário hidrológico extremamente desfavorável nos subsistemas Norte e Nordeste, poderá ser necessário manter-se o despacho térmico por garantia de suprimento energético nestes subsistemas, cujo montante será definido em função da produção eólica no subsistema Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí.

20. Por essa decisão, pode-se concluir que, a partir de 4 de junho de 2016, todo despacho de usinas termelétricas titulado como segurança energética (exceto aqueles realizados em alguns dias de 2017 e 2018) foi realizado em função de dois fatores: (i) da produção eólica no subsistema Nordeste e (ii) da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí. Muito embora esse despacho tenha estado associado também ao fator da hidrologia da UHE Tucuruí, para facilitar a elaboração do relatório, por simplificação, atribui-se aqui a razão desse despacho somente à compensação da produção eólica no subsistema Nordeste.

21. O despacho de usinas termelétricas com titulação como segurança energética para compensar a intermitência perdurou até setembro de 2018. A partir de outubro de 2018, passou a vigorar a sistemática contida na Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018. Nessa resolução, eventual despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, RAFAEL COSTA RIBEIRO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: F9BFABF3004E8D65 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Pág. 5 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

CAG, passou a ser denominado de serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.

22. Assim, por simplificação, os custos de despacho termelétrico, em R\$, poderiam ser dados pelo custo de ESS por segurança energética entre junho/2016 e setembro/2018 somados aos custos para prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa a partir de outubro/2018.

23. Diante dessas explicações, sugere-se que o relatório apresente as seguintes informações, na forma de gráficos, atualizadas monetariamente pelo IPCA mensal, em janela móvel de 5 anos (se couber):

- a) Custos anuais, em R\$, desde junho/2016 até setembro/2018, do ESS por segurança energética;
- b) Custos anuais, em R\$, de prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa a partir de outubro/2018;
- c) Custos mensais, em R\$/MWh, da razão entre os custos de (a) e (b) e o montante de garantia física das usinas eólicas; e
- d) A média dos custos mensais obtidos em (c).

2) Custo da prestação dos serviços ancilares de controle secundário de frequência

24. De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos, o ONS deve considerar, na formação da Reserva de Potência para Controle Secundário (R2) das usinas hidrelétricas, parcela específica para fazer face à variabilidade da geração eólica (denominada Reol). Essa parcela é dada por 6% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Nordeste (Reol_NE) e 15% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Sul (Reol_SUL), tal como segue:



Pág. 6 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2018.08	13/08/2018

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i$$

Onde:

$$R1_i = 1\% RGA_i$$

$$R2_i = 4\% C_i + Reol_i$$

$$R3_i = \frac{MM_i \times RGA_i}{\sum MM_i \times RGA_i} \times MM_{prob}$$

e

RGA_i = C_i + Intercâmbio líquido programado de fornecimento da área de controle

Reol_i – parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica (para as áreas de controle das regiões Nordeste e Sul)

RGA_i: Responsabilidade própria de geração da área de controle

C_i: Carga da área de controle, incluindo os consumidores livres que mantenham contrato de conexão com agentes da área

Intercâmbio líquido programado de fornecimento = $\sum I_{Prog. Fornecimento} - \sum I_{Prog. Recebimento}$

MM_i: Maior máquina da área de controle

MM_{prob} = RPO_{sistema} - 5% Carga_{sistema}

Reol_{NE} = 6% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Nordeste

Reol_{Sul} = 15% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Sul

R1 = Reserva de Potência para Controle Primário

R2 = Reserva de Potência para Controle Secundário

R3 = Reserva de Potência Terciária

25. Em virtude de a CCEE não possuir, de forma estruturada em seus sistemas, a Geração Eólica Prevista pelo ONS nas áreas de controle, propõe-se, por simplificação, a adoção da energia medida nas usinas eólicas dos submercados Nordeste e Sul em substituição à Geração Prevista para efeitos de elaboração do relatório.

26. Deve-se lembrar que a determinação da formação da Reol pelo ONS naturalmente conduz a benefícios futuros ao gerador hidrelétrico devido ao armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica. Nessa toada, o custo associado à Reol na formação da Reserva de Potência para Controle Secundário poderia ser dado pelo montante energético do Reol valorado à diferença entre PLD e PLDx².

² Vide Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017.



Pág. 7 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

27. Sugere-se, portanto, que o relatório apresente as seguintes informações, na forma de gráficos, atualizadas monetariamente pelo IPCA mensal, em janela móvel de 5 anos (se couber):

- e) Custos anuais, em R\$, do Reol dado pelo produto do montante energético (6% da energia gerada medida por usinas eólicas do submercado Nordeste e 15% da energia gerada medida por usinas eólicas do submercado Sul) pela diferença entre o PLD médio do período de comercialização e o PLDx (calculado para anos anteriores a 2017 utilizando-se a mesma regra estabelecida na REN 764/2017);
- f) Custos mensais, em R\$/MWh, em R\$, do Reol dado pelo produto do montante energético (6% da energia gerada medida por usinas eólicas do submercado Nordeste e 15% da energia gerada medida por usinas eólicas do submercado Sul) pela diferença entre o PLD médio do período de comercialização e o PLDx (calculado para anos anteriores a 2017 utilizando-se a mesma regra estabelecida na REN 764/2017) dividido pelo montante de garantia física das usinas eólicas; e
- g) A média dos custos mensais obtidos em (f).

III.3.2 Itens de custos de geração de PCHs/CGHs

3) Custo da alocação de energia no MRE

28. Atualmente, de acordo com o arcabouço regulatório, a participação no MRE das PCHs/CGHs que não estejam outorgadas no regime de cotas de garantia física e potência no MRE é facultativa. Para efeitos de contabilização da energia no âmbito do MRE, as PCHs/CGHs estão inseridas no mesmo ambiente das UHEs. Assim, tanto PCHs/CGHs como UHEs formam o mesmo *Generation Scaling Factor* - GSF. Há usinas que contribuem positivamente para a formação do GSF, outras negativamente, a depender de diversos fatores como, por exemplo, planejamento da operação, restrições elétricas, desempenho do ativo, garantia física calculada e aflúncias registradas.

29. Assim, de modo a divulgar a contribuição das PCHs/CGHs ao MRE sobre as demais usinas hidrelétricas e aos consumidores finais, propõe-se que o relatório apresente as seguintes informações, na forma de gráficos, atualizadas monetariamente pelo IPCA mensal, em janela móvel de 5 anos (se couber):

- h) Razão entre energia medida e garantia física sazonalizada para fins do MRE das fontes UHE e PCH, com discretização anual, o que poderia ser denominado, separadamente, de GSF_UHE e GSF_PCH;
- i) A média das razões obtidas em (h);
- j) Os custos anuais, em R\$, da contribuição das PCHs/CGHs ao MRE, dado pelo superávit ou déficit energético do GSF_PCH em relação ao GSF_UHE multiplicado pelo PLD médio do respectivo período de comercialização;
- k) Os custos mensais, em R\$/MWh, da contribuição das PCHs/CGHs ao MRE, dado pelo superávit ou déficit energético do GSF_PCH em relação ao GSF_UHE multiplicado pelo PLD médio do respectivo período de comercialização, em R\$, dividido pela garantia física sazonalizada para fins de MRE das PCHs/CGHs; e
- l) A média dos custos mensais obtidos em (k).



Pág. 8 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

4) Custo do deslocamento da geração hidrelétrica

30. A Lei nº. 13.203, de 8 de dezembro de 2015, inaugurou o instituto do deslocamento da geração hidrelétrica. Por meio dele, os consumidores efetuam pagamento aos geradores 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.

31. Diante disso, propõe-se que o relatório apresente as seguintes informações, na forma de gráficos, atualizadas monetariamente pelo IPCA mensal, em janela móvel de 5 anos (se couber):

- m) Os custos anuais, em R\$, do deslocamento da geração hidrelétrica associado a PCH;
- n) Os custos mensais, em R\$/MWh, do deslocamento da geração hidrelétrica dado pelos custos mensais do deslocamento da geração hidrelétrica, em R\$, dividido pela garantia física sazonalizada para fins de MRE das usinas participantes do MRE; e
- o) A média dos custos mensais obtidos em (n).

5) Custo da repactuação do risco hidrológico

32. Essa mesma Lei também instituiu a possibilidade de repactuação do risco hidrológico. Por meio desse instrumento, os geradores hidrelétricos contratados no Ambiente de Contratação Regulado - ACR que optem por firmar o termo de repactuação passam a transferir o denominado risco hidrológico à Conta Bandeiras mediante pagamento de prêmio.

33. Trata-se, portanto, de custo associado à fonte hidrelétrica que também deve ser mensurado e apresentado no relatório. Assim, propõe-se que o relatório apresente as seguintes informações, na forma de gráficos, atualizadas monetariamente pelo IPCA mensal, em janela móvel de 5 anos (se couber):

- p) Os custos anuais, em R\$, da transferência do risco hidrológico à Conta Bandeiras relativa a PCHs/CGHs;
- q) Os recebimentos, em R\$, de prêmios do risco hidrológico pela Conta Bandeiras relativos a PCHs/CGHs;
- r) Os custos mensais, em R\$/MWh, do risco hidrológico dado pela diferença dos itens (p) e (q) em base mensal, dividido pela garantia física sazonalizada uniforme PCHs/CGHs optantes pela repactuação do risco hidrológico;
- s) A média dos custos mensais obtidos em (r).

6) Custo da insuficiência de lastro

34. Por meio de Carta S/N de 11 de maio de 2012³, a Abragel abordou a necessidade de estabelecer regra para a apuração do lastro de venda de usinas a biomassa, uma vez que, de acordo com a Associação, àquela época, não havia o “*devido respaldo da geração*” por parte dessas usinas, o que estaria “*afetando de maneira significativa o mercado livre de fontes alternativas*”. Continuou com a argumentação de que, àquela época, havia regra que estabelecia o lastro de PCHs/CGHs com base na

³ SIC 48513.016178/2012-00.



Pág. 9 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

geração medida e afirmou que, por outro lado, não havia, para as usinas a biomassa, “*verificação de sua efetiva geração e tampouco de sua Disponibilidade Verificada*”.

35. Argumentou que “*um gerador de biomassa que não consiga gerar o suficiente para atender ao seu contrato no ACL compra essa geração não entregue ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), sem a necessidade de repor seu lastro, precificado ao PLD somado a um acréscimo (spread)*”. Em seguida, concluiu que havia “*descolamento entre a energia gerada e a garantia física dos empreendimentos a biomassa*” e solicitou à ANEEL “*a correção das lacunas existentes nas normas em vigor de forma a restabelecer, o quanto antes, o equilíbrio no mercado livre*”.

36. Em termos de lastro, àquela época, era vigente integralmente a Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009, a qual estabeleceu a metodologia para revisão dos montantes de garantia física de PCHs/CGHs com base na geração média verificada. Portanto, havia regulamentação para apuração do lastro das PCHs/CGHs, nos moldes indicados pela associação para o caso de usinas a biomassa.

37. Diante da solicitação da Abragel, a ANEEL instruiu o processo que culminou na publicação da Resolução Normativa nº 566, de 16 de julho de 2013, que estabelece critérios para o cálculo da Garantia Física apurada de usina eólioelétrica e termelétrica inflexível com Custo Variável Unitário – CVU nulo, conectada ao Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja garantia física tenha sido estabelecida em legislação específica. Em seguida, em 2014, o Ministério de Minas e Energia – MME publicou a Portaria MME nº 564, de 17 de outubro de 2014, que estabeleceu metodologia para as usinas termelétricas movidas à biomassa com CVU nulo para revisão dos montantes de garantia física com base na geração de energia elétrica verificada.

38. Ocorre que, desde 2015, por força da Portaria MME nº 376, de 5 de agosto de 2015, o MME suspendeu a aplicação da referida metodologia às PCHs/CGHs. Por outro lado, a metodologia para revisão de garantia física de usinas a biomassa preconizada pela Portaria MME nº 564, de 17 de outubro de 2014, permanece válida e é aplicada anualmente pelo MME. Desse modo, atualmente, existe metodologia aplicada para apuração da garantia física para as usinas à biomassa com base na geração média, mas não há para as PCHs/CGHs.

39. No caso de PCHs/CGHs não participantes do MRE, a lógica da formação do custo ao mercado pode ser considerada aquela mesma apresentada pela Abragel para o caso das usinas a biomassa, pois o mercado deixa de receber o *spread* quando da ausência de apuração da garantia física.

$$\begin{aligned}
 & \text{Custo da Insuficiência de Lastro } PCH_{\text{FOUO MRE}} = \\
 & = (\text{PLD} + \text{Spread} - \text{PLD}) \times \text{Déficit de Lastro} = \\
 & = \text{Spread} \times \text{Déficit de Lastro}
 \end{aligned}$$

40. Diferentemente, para PCHs/CGHs participantes do MRE, caso as usinas não estejam cumprindo fisicamente a garantia física em termos de geração, o custo ao mercado pode ser dado por:

$$\begin{aligned}
 & \text{Custo da Insuficiência de Lastro } PCH_{\text{MRE}} = \\
 & = (\text{PLD} + \text{Spread} - \text{PLD}) \times \text{Déficit de Lastro} \times \text{GSF} = \\
 & = \text{Spread} \times \text{Déficit de Lastro} \times \text{GSF}
 \end{aligned}$$



Pág. 10 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

41. Uma vez que a apuração da insuficiência de lastro para venda de energia estabelecida nas Regras de Comercialização para os diversos agentes setoriais é operada para períodos de 12 meses, é razoável que os cálculos das expressões acima ocorram para esse mesmo horizonte. Para tanto, para produção do relatório, propõe-se que o déficit de lastro corresponda à diferença entre a garantia física de cada conjunto de usinas (Fora do MRE e Dentro do MRE) e a geração média de energia de cada um dos grupos para o mesmo período. Observa-se que não se pretende medir aqui o desempenho das usinas, mas sim a diferença entre a capacidade comercial e física de cada grupo, tal como propôs a Abragel para o caso da biomassa em 2012. Caso essa diferença, na base de 12 meses, seja positiva, fica caracterizado o déficit de lastro nesse exato montante.

42. Na formulação, também é necessário fornecer o Spread como dado de entrada. Na CCEE, não há registro dos preços de contratos do Ambiente de Contratação Livre - ACL, portanto passa a ser necessário assumir um valor para o *spread*. Como forma de simplificação, propõe-se adotar o valor de 1% do valor máximo do PLD para o ano. Atualmente, esse valor corresponde a R\$ 5,13/MWh.

43. Assim, propõe-se que o relatório apresente as seguintes informações, na forma de gráficos, atualizadas monetariamente pelo IPCA mensal, em janela móvel de 5 anos (se couber):

- t) Montante de déficit de lastro, em MW médios, com discretização anual, de cada conjunto de PCHs/CGHs (Fora do MRE e Dentro do MRE), dado pelo déficit de lastro, em MWh, dividido pelo total de horas do ano;
- u) Custo da insuficiência de lastro, em R\$/MWh, com discretização anual, da combinação dos conjuntos de PCHs/CGHs (Fora do MRE e Dentro do MRE), dado pelo custo da insuficiência de lastro, em R\$, dividido pela garantia física, em MWh, das PCHs/CGHs;
- v) A média das razões obtidas em (u).

III.3.3 Itens de custos de geração de biomassa e fotovoltaica

44. Para essas fontes, propõe-se relacionar apenas os preços médios resultantes dos leilões regulados.

III.3.4 Tabela-resumo

45. Como forma de consolidação das informações obtidas, propõe-se que o relatório a ser elaborado pela CCEE apresente uma tabela-resumo com as informações relacionadas a seguir.

Fonte / Item (R\$/MWh)	<u>PCH</u>	<u>SOL</u>	<u>BIO</u>	<u>EOL</u>
Preço Médio dos Leilões				
Despacho de usinas termelétricas				
Controle secundário de frequência				
Superávit/Déficit de energia no MRE				
Deslocamento da geração hidrelétrica				
Repactuação do risco hidrológico				
Insuficiência de lastro				
Total (soma dos itens anteriores)				



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, RAFAEL COSTA RIBEIRO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: F9BFBF3004E8D65 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>

Pág. 11 da Nota Técnica nº 075/2019-SRG/ANEEL, de 07/08/2019.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

46. O disposto nesta Nota Técnica encontra amparo nos seguintes instrumentos legais: Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei n.º. 10.848, de 15 de março de 2004; e na Lei nº. 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

V - DA CONCLUSÃO

47. Conclui-se os seguintes pontos:

- (i) é relevante calcular e divulgar para todos os agentes de mercado, para fins de transparência da informação, o custo imputado pelas fontes renováveis além dos preços de venda de energia nos leilões regulados, como ferramenta balizadora para planejamento e regulação setoriais;
- (ii) é de competência da Superintendência da CCEE a divulgar as informações sobre as operações realizadas na Câmara.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

48. Em face do exposto, recomenda-se o envio de Ofício à CCEE para que elabore e divulgue regularmente relatório contendo as informações sobre custo imputado pelas fontes renováveis além dos preços de venda de energia nos leilões regulados.

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

De acordo:

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

