

Ao Ministério de Minas e Energia ("MME")
Contribuição à Consulta Pública
Email: consultapublica.portaria@mme.gov.br

1. China Three Gorges Brasil Energia Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob o nº 19.014.221/0001-47 ("CTG"), com sede na Cidade e Estado de São Paulo, na Rua Funchal, nº 418, 3º andar, Sala 1, Vila Olímpia, vem, por seus representantes legais infra-assinados, apresentar contribuição à Consulta Pública nº 24/2016.
2. Em 17.12.2016, foi editada a Portaria MME nº 622/2016, que divulgou para consulta pública o (i) o relatório denominado "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs" ("Relatório"), do qual constam a metodologia, dados, premissas e configurações da revisão a ser feita; e (ii) a Nota Técnica EPE-DEE-RE-097/2016-r0, na qual estão os Valores Revisados de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente ("Nota Técnica").
3. Ao longo da presente contribuição, a CTG demonstrará que, apesar de alguns aspectos da nova metodologia proposta no Relatório terem representado avanços desejáveis, como considerar o mercado de energia de forma sazonal e levar em consideração a representação da expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente, há ainda diversos outros aspectos da metodologia, imprescindíveis para o correto cálculo da garantia física, que ainda merecem ser objeto de análise e revisão por parte do Ministério de Minas e Energia - MME.

Metodologia adotada para revisão da garantia física das UHEs

Modelos computacionais adotados – SUISHI a NEWAVE

4. Os benefícios trazidos com a incorporação do modelo SUISHI ao procedimento de cálculo da garantia física foram importantes, especialmente pelo fato da compatibilidade de dados de configuração energética com o modelo Newave. No entanto, permanece a necessidade de se conferir **melhor validação ao modelo SUISHI**, seja na verificação comparativa com o modelo anterior MSUI, seja no entendimento preciso de todos os resultados que culminam nos cálculos das Energias Firmes. Cabe, ainda, ressaltar que o modelo utilizado no âmbito da Consulta Pública não foi validado pelos agentes do setor.
5. Adicionalmente, ainda **perduram incertezas técnicas, o que impede que os agentes tenham confiança na topologia que foi adotada**, a qual retorna para a representação dos quatro (4) subsistemas interligados e apresenta nove (9) Reservatórios Equivalentes de Energia – REE (D3 – Decreto nº 3.276, de 22.09.2015).

6. Nota-se que a constante evolução e transformação do sistema energético tem conduzido os grupos de estudo de metodologia a considerar configurações mais elaboradas em função do padrão operativo de novos empreendimentos, especificamente associados ao aspecto construtivo e padrão hidrológico das bacias em que estão inseridos.

7. Com a evolução e o aumento da complexidade do sistema, torna-se necessária a adaptação das configurações consideradas nos modelos para que haja aproximação das representações do sistema, tanto físicas, como em ambiente computacional. Diante da situação tecnológica atual, pode-se imaginar que **a questão da representatividade do sistema evolua para um modelo capaz de reunir todas as funcionalidades de otimização e simulação de sistemas hidrotérmicos, em um único algoritmo, e que trate as usinas de forma individualizada, permitindo maior confiança no cálculo de garantias físicas, evitando-se aproximações e simplificações existentes no procedimento atual.**

Período crítico e Restrição de vertimentos

8. A adoção do período crítico de junho de 1949 à novembro de 1956 para cálculo da energia firme distorce o cálculo das garantias física e confere tratamento não-isonômico aos agentes, na medida em que beneficia algumas usinas ao passo que prejudica outras, como é o caso de um significativo conjunto de usinas do Sudeste. Exemplificando, percebe-se que o NE, no período aplicado, tem uma afluência proporcional de 93% de sua média histórica - mlt, enquanto o SE/CO, apresenta 80% da mlt, os outros sistemas, encontram-se, também, em situações distintas, apesar de mais próximas ao SE/CO, N com 77% e o S apresentando 84% das respectivas médias históricas.

9. Além disso, com o passar dos anos e com a entrada de novos empreendimentos hidrelétricos, o período crítico do sistema deveria ser revisto e alterado pelo MME.

10. Portanto, nem se argumente que a adoção de um período crítico excessivamente rigoroso e que não mais reflita a realidade, seria salutar por trazer maior segurança ao sistema. A uma porque tal conduta é confiscatória e a duas porque a adoção desse período crítico resulta no acréscimo de garantia física para usinas que nem em períodos de normalidade conseguem gerar a sua garantia física atual, frustrando assim a finalidade de proporcionar maior segurança ao sistema com a revisão ordinária da garantia física.

11. Reforça-se que não se questiona o compartilhamento Hidrológico, natural quando são revistas vazões e/ou restrições, no entanto, esse compartilhamento deve ser corretamente embasado, além da imprecisão oriunda da adoção de um período crítico único, cita-se que o modelo SUISHI não considera limitação de transmissão e, tampouco, a "realidade" vinculada à contribuição térmica utilizada para o atendimento quando de situações de hidrologias deficitárias. Fica claro, que o atual método de repartição de Energia Firme não garante uma alocação considerada justa sob o ponto de vista dos princípios do "Condomínio das Hidrelétricas - MRE", onde, conjuntamente os participantes devem ser protegidos e tratados de maneira igualitária. Complementa-se, ponderando que a repartição não afeta a "visão sistêmica", ou seja, o Bloco Hidráulico é o mesmo e os impactos são apenas nas contrariedades que surgem nos injustiçados participantes do MRE.

12. Outro ponto preocupante, é relacionado à proibição de vertimentos, onde o Relatório recebido não menciona os motivos para tal premissa. Entendemos que os vertimentos devem ser considerados na metodologia proposta, obtendo-se, com isso um maior alinhamento com a visão de planejamento (otimização), como também com a visão operacional.

Limites de transmissão

13. Diante de todos os aprimoramentos já citados, a abertura dos limites de transmissão contrasta com a tendência da melhoria da transposição do sistema físico para o computacional. A constatação de que há um “alto grau de interligação do SIN”, é relativa. De fato, existe maior integração no sistema atual, mas, uma simples análise do comportamento dos CMOs, divulgados pelo Plano Mensal de Operação (PMO), indica que as **restrições são menores entre o SE/CO e S, mas ainda são frequentemente ativas nas demais interligações**, fato revelado pela constante diferenciação de CMOs entre o SE/CO/S e demais subsistemas.

14. Portanto, entendemos que **a abertura dos limites de transmissão empobrece a representação do sistema.**

Benefício Indireto

15. A Portaria MME nº 303/2004 concedeu o Benefício Indireto, que passou a ser calculado a partir dessa data. O benefício era dado a partir da diferença entre as energias firmes da cascata com e sem o reservatório e agregado à garantia física local da UHE.

16. A Portaria MME nº 101/2016, aplicável somente aos nossos empreendimentos, traz uma descrição genérica ao se referir ao benefício indireto, remetendo a sua forma de cálculo para um dispositivo legal a ser publicado.

17. A concessão do Benefício Indireto confere um tratamento não isonômico ao setor, ao passo que as usinas existentes, que tenham as mesmas características das novas usinas que recebem o Benefício Indireto, não podem usufruir de tal direito.

18. Além disso, como ainda será publicada uma metodologia para tratar do Benefício Indireto, há incerteza no setor com relação ao tratamento que lhe será conferido em 2016. Portanto, antes de realizar a revisão da garantia física das UHEs, o MME deveria rever a concessão do Benefício Indireto de modo a conferir um tratamento isonômico a todas as usinas.

Risco de déficit

19. Até a publicação da Resolução CNPE nº 09/2008, o critério de suprimento de energia do Brasil para o cálculo de garantia física era o de risco de qualquer déficit explícito igual a 5%. Esta resolução alterou o critério de suprimento para igualdade entre o valor esperado do Custo Marginal

de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão, sujeito a que o risco de qualquer déficit não exceda 5%. Como resultado, a confiabilidade de suprimento deixou de ser um indicador primário para o cálculo da garantia física e, conseqüentemente, da necessidade de expansão da oferta e passou a ser um "efeito colateral", isto é, uma consequência da definição do valor de referência para o valor esperado para o CMO (que é o CME). O setor elétrico passou então a ter um risco de déficit implícito.

20. Por exemplo, os riscos de racionamento resultantes da primeira vez que a nova metodologia do MME foi aplicada são estimados em 3,6% na região Sudeste; 2,2% na região Sul; 2,9% na região Nordeste; e 2,3% na região Norte. Já os valores de risco resultantes do Caso de Referência da Revisão Ordinária de Garantia Físicas, que considerou CME de 193 R\$/MWh, são de 0,3% no SE/CO e S, e 0,0% no NE e 0,2% no N.

21. Com a publicação da Resolução CNPE nº 03/2013 o critério de suprimento foi alterado mais uma vez, com a incorporação da aversão ao risco (CVaR) no despacho hidrotérmico e no cálculo da garantia física dos novos empreendimentos. Em 2013, os parâmetros do CVaR foram definidos pela CPAMP como alfa igual a 50% e lambda igual a 25%. Atualmente está em Consulta Pública (CP 23/2016) a alteração do lambda para 40%, valor que foi utilizado na proposta de revisão ordinária das hidrelétricas objeto da presente Consulta Pública.

22. Em resumo, de 2004 até 2016 o critério de suprimento evolui de risco de déficit igual a 5%, considerando operação sem aversão ao risco, para igualdade entre valor esperado do CMO e CME, considerando aversão ao risco. Considerando os valores de CME e os parâmetros do CVaR propostos na presente Consulta Pública para a revisão ordinária das garantias físicas, esta mudança de critério equivale a reduzir o critério de risco de qualquer déficit de 5,0% para 0,3%.

23. Dessa forma, a definição dos parâmetros de riscos para o critério CVaR carece de maiores análises e consistentes suportes teóricos e técnicos.

Repartição de alocação da garantia física total

24. O processo de cálculo da garantia física das hidrelétricas possui três etapas principais: cálculo da garantia física total do sistema, cálculo da garantia física do bloco hidráulico e cálculo da garantia física individual de cada hidrelétrica. A terceira etapa somente é necessária porque o modelo de despacho hidrotérmico NEWAVE, adotado na etapa de planejamento energético de médio e longo prazo, utiliza reservatórios equivalentes. Neste caso, é necessário recorrer a um modelo adicional para calcular a energia firme de cada usina hidrelétrica, permitindo assim desagregar a garantia física do bloco hidráulico.

25. O critério de cálculo do bloco hidráulico não foi alterado, permanecendo a metodologia baseada na valoração da geração ao CMO. No entanto, quando se busca, conforme sempre apresentado pelos representantes do governo, a melhor representatividade possível do "mundo real", sabe-se da inexistência de custo zero para o uso d'água (não existe CMO=0), existindo os custos de operação que são compostos pelos custos de O&M e as pertinentes taxas, onde destaca-se a

compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos – CFURH. Essa situação é claramente entendida pelo mercado, representada pela Tarifa de Otimização – TEO. **Logo, sugere-se que a TEO seja adotada como limite inferior no cálculo do Bloco Hidráulico.**

26. Na Consulta Pública é apresentado como aperfeiçoamento a utilização do modelo SUSHI em substituição ao modelo MSUI. Apesar do modelo apresentar diversas funcionalidades adicionais, a metodologia de cálculo continua sendo a energia firme do sistema durante o período crítico de julho de 1949 a novembro de 1956.

27. Em linhas gerais, a energia firme consiste na produção média das hidrelétricas que maximiza a produção hidráulica durante o período crítico. A principal vantagem desta metodologia é a sua simplicidade e conseqüente fácil compreensão.

28. No entanto, seu processo de cálculo e sua utilização como critério de rateio possui uma série de desvantagens, além das já detalhados anteriormente, a saber:

- A energia firme não considera no cálculo da demanda crítica do sistema a contribuição da participação termoelétrica, uma vez que o conceito de energia firme é definido para um sistema hidroelétrico;
- Ela não é consistente com o critério de repartição da garantia física do sistema entre o bloco hidroelétrico e as classes térmicas. Efetivamente, a repartição da garantia física do sistema tem como base o valor econômico da energia, expresso nos valores do CMO, que o critério de energia firme desconhece por completo;
- O rateio depende de uma simulação que não é aderente à operação efetiva do sistema, pois não considera limitações de transmissão e tampouco a presença de usinas térmicas, além de partir de uma situação irreal (todos os reservatórios do sistema completamente cheios); O rateio é baseado em um único evento extremo do registro histórico, sem considerar a variabilidade das vazões;
- O período crítico de jun/1949 a nov/1956 é definido *a priori* para o cálculo das energias firmes das hidrelétricas, não sendo, portanto, resultado de uma otimização da operação dos reservatórios.; e
- O período crítico definido para o sistema interligado nacional pode não ser o mesmo período de cada subsistema. Como resultado, algumas usinas podem ter energia firme superavaliada, pois existem vazões no histórico que levam a geração inferior ao calculado durante o período crítico do sistema.

29. Ainda que os dados de referência utilizados no cálculo da garantia física das UHEs sejam revistos com base nas fragilidades apontadas acima, deve-se alterar o início da vigência dos novos valores de garantia física, bem como estabelecer mecanismos de transição para a implementação dos novos valores, conforme explicado a seguir.

Implementação dos novos valores de garantia física das UHEs

Da necessidade de alteração da vigência dos novos valores de garantia física

30. A principal função da revisão de garantia física é aproximar o somatório dos certificados de garantia física da capacidade estrutural de suprimento, fazendo com que a demanda seja atendida de acordo com o critério de suprimento. Para tanto, é necessário que o processo de revisão de garantia física promova a expansão do sistema.

31. Este objetivo pode ser atingido de três maneiras distintas: (i) o processo de revisão de garantia física resulta em uma necessidade de contratação de energia de reserva; (ii) um gerador contratado, ao ter sua garantia física reduzida, investe em nova capacidade para o atendimento ao seu cliente; ou (iii) a revisão de garantia física sinaliza para a distribuidora a necessidade de contratar energia nos leilões de energia nova.

32. Para os itens (ii) e (iii) é necessário que a revisão de garantia física seja implementada no mínimo 3 (três) anos à frente, que o prazo para que as distribuidoras possam declarar energia nos leilões de energia nova e para que os geradores possam construir nova capacidade. A implementação dos novos valores em 2018 não proporciona tempo suficiente para a atração de nova capacidade para o sistema.

33. Desta forma, propõe-se que os **novos valores de garantia física sejam válidos a partir de 2020.**

Mecanismos de transição para implementação dos novos valores de garantia física

34. Além de alterar a vigência dos novos valores de garantia física, também deve ser implementado um mecanismo de transição entre os antigos e novos valores de garantia física.

35. Isso porque, diante da quantidade e da profundidade de alterações propostas e somando o período de aproximadamente dezessete anos (homologação dos montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas inicialmente dados pela Resolução nº 232/1999) sem que houvesse revisão ordinária com o efetivo recálculo das garantias físicas e atualização da topologia, fica claro que é apresentado um **impacto considerável** na **realocação** de **energias** pelo sistema, com aproximadamente 41% de usinas apresentando variações em suas garantias físicas originais maiores que 5 %.

36. Com isso, um **mecanismo de transição entre valores antigos e novos deveria ser implementado**, de forma que os **impactos comerciais possam ser atenuados** pelas empresas afetadas, por meio de instrumentos de gerenciamento de riscos. Isso porque uma redução repentina da garantia física dos geradores aumentaria bruscamente a demanda por energia para recomposição de lastro, elevando o Spread praticado. Dessa forma, entende-se que o impacto no lastro dos geradores deva ocorrer de forma escalonada, permitindo tempo hábil para que os agentes ajustem suas posições contratuais.

Conclusão

37. Com relação aos aspectos técnicos da metodologia, existem diversos critérios utilizados pelo MME que ainda merecem ser objeto de análise e revisão antes que seja feito o processo de revisão ordinária de garantia física, quais sejam:

- (i) modelos computacionais NEWAVE e SUISHI;
- (ii) período crítico e restrição de vertimento;
- (iii) abertura dos limites de transmissão;
- (iv) critérios de risco de déficit ; e
- (v) critério de repartição de alocação da garantia física total;

38. Por fim, propõe-se que seja alterada a data de entrada em vigor dos novos valores de garantia física das UHEs para 2020, bem como que seja estabelecido um mecanismo de transição entre os novos e antigos valores de garantia física.