

Contribuições à Consulta Pública MME nº 123/2022

I - Introdução

1 - Inicialmente, é necessário reconhecer os esforços empreendidos por esse MME e pela CPAMP no sentido de realizar nova revisão ordinária de garantia física (ROGF) trazendo diversos aperfeiçoamentos metodológicos e atualizações de dados, sempre visando que o cálculo das garantias físicas (GF) das usinas hidrelétricas (UHEs) reflita a melhor realidade da operação do SIN e a real capacidade de produção hidrelétrica. É também nesse sentido que a Jirau Energia apresenta suas contribuições para o processo de ROGF.

2 - A GF de uma usina equivale ao montante máximo de energia que pode ser comercializado via contratos sendo, portanto, uma métrica essencial para a projeção de receitas das empresas. Para as UHEs, a GF corresponde à sua participação na geração total do MRE, *energia alocada*, sendo que esta respalda os contratos de venda na apuração feita pela CCEE. Ainda, a soma da GF das hidrelétricas representa o principal recurso energético do Setor Elétrico e sua acurácia permite uma melhor dimensão da oferta do Sistema, portanto, do correto planejamento da expansão.

II – Utilização de novo Período Crítico

3 – Dentre os parâmetros essenciais para o cálculo da garantia física das usinas figura o *período crítico*¹ do Sistema. É com base nele que se calculam as *energias firmes* das usinas, que, por sua vez, constituem o critério de rateio da garantia física do bloco hidráulico

¹ O *período crítico* em um sistema hidrelétrico se relaciona ao histórico de afluências e a um determinado conjunto de UHEs. Consiste no intervalo de tempo em que os reservatórios desse sistema partem da condição de plenamente cheios até o instante em que são totalmente esvaziados, sem a ocorrência de reenchimentos totais intermediários e de déficit de atendimento. Sua determinação consiste em uma simulação determinística do atendimento de uma carga fixa em uma configuração estática para o conjunto das vazões naturais médias mensais afluentes aos aproveitamentos. A carga então atendida corresponde à carga crítica ou à *energia firme* total para esse sistema.

calculada para o Sistema. O seu mérito é a racionalidade, uma vez que corresponde a uma situação realmente observada no passado e, portanto, passível de repetição.

4 – O uso do período crítico e das energias firmes se apresenta como elemento de grande relevância para a definição da segurança e da otimização do atendimento à carga na fase de planejamento em seus estudos da expansão do parque gerador. A consideração do real período crítico conduz à correta atribuição de garantia física das usinas existentes e futuras, permitindo que o planejamento da expansão da oferta seja dimensionado com maior precisão.

5 – A extensão do histórico de afluições aumenta a chance da ocorrência de um novo período crítico, especialmente em face das mudanças climáticas de natureza global que vêm sendo observadas. Em novembro de 2021, o ONS publicou o PEN 2021, onde foi relatada **a existência de um novo período crítico para o Sistema Interligado Nacional (SIN)**, consoante com as vazões históricas aprovadas nas Resoluções ANA 92/2021 e 93/2021, **o qual compreende o histórico de vazões de julho de 2012 a dezembro de 2020** (podendo ainda se estender por mais meses).

6 - As séries de vazões recentemente observadas, ao serem incorporadas ao histórico, constituem a nova amostra para a inferência dos parâmetros estatísticos utilizados na modelagem estocástica das séries de afluições nos modelos de decisão do despacho e da programação da operação. Portanto, o reconhecimento do recente período crítico observado e a sua utilização na determinação das garantias físicas guarda estreita relação com os cenários que o ONS enfrenta em seu processo decisório de otimização dos recursos energéticos².

7 – Ainda que o período crítico mencionado (jul12-dez20) venha a ser estendido ou ajustado em futuro próximo, fato é que a utilização do mesmo trará maior segurança e

² Em suas decisões operativas, o ONS passa a contemplar, de forma probabilística, a ocorrência deste novo período crítico.

justeza à medida em que representa histórico recente, principalmente quando se considera o critério de aversão ao risco de déficit adotado no planejamento da operação.

8 – Ressalta-se que a EPE, o ONS e a CCEE já utilizam essa base estendida e atualizada de vazões em seus estudos ordinários (PDE, leilões, PEN, PMO e PLD). Portanto, **a sua adoção na atualização do período crítico** e nos estudos de revisão ordinária da garantia física de UHEs, **guarda total coerência e consistência técnica com demais processos técnicos de planejamento, operação e comerciais do Setor Elétrico. Para além disso, a atualização do período crítico compõe a própria atualização inerente ao processo de revisão ordinária, de forma que fica também resguardada a segurança jurídica do processo de revisão ordinária de GF.**

9 – O recálculo da Garantia Física poderá resultar em acréscimos e reduções de GF individualizados. Para proteger os investimentos, o Decreto 2655/1998 (art.21) fixa limites de reduções por revisão e ao longo da concessão. Contudo, não há limites para o caso de acréscimos, de modo que o empreendedor poderá ter ganhos extraordinários de receita em uma revisão ordinária, sem que haja uma ação que justifique esse ganho não previsto para aquela outorga – *windfall profits*. Nessas circunstâncias, o acréscimo imotivado de GFs de uns provoca a redução de GFs para outros que estão cumprindo com todas as suas obrigações. Essa discussão é particularmente importante para essa revisão tendo em vista as profundas alterações da matriz de energia elétrica do País e das alterações de dados e critérios de confiabilidade a serem inseridos nos modelos computacionais.

10 – Ressalte-se também que por questões alheias ao critério técnico de rateio da nova garantia física do bloco hidráulico, muitas usinas podem não participar do resultado da nova garantia física, o que prejudicaria ainda mais as usinas que tiveram fator de rateio reduzidos (ou mesmo estáveis). Ou seja, a garantia física do Sistema permaneceria superdimensionada, com impactos diretos no MRE e na realocação de energia - GSF permanece baixo e mais impactante para parcela significativa das usinas. Esta hipótese reforça a necessidade de limites para o acréscimo de GF.

11 – Diante do exposto, vimos propor:

i) que a configuração para a ROGF considere o novo período crítico configurado entre julho/2012 dezembro/2020 em prol da consistência e acurácia do cálculo das *energias firmes* e do rateio da garantia física do bloco hidráulico do Sistema.

ii) que seja estabelecido limite superior de 5% para os eventuais acréscimos na garantia física individual de uma usina específica.

III - Utilização de TEIF e IP

12 – As diretrizes estabelecidas na Portaria MME 484/2014 determinam quais as taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP) devem ser usadas nas ROGF. Destacamos as regras para as usinas com mais de 60 meses de operação comercial, após a completa motorização:

i) se a usina tiver taxas de disponibilidade apuradas pelo ONS superiores às taxas de referência constantes na tabela anexa à Portaria, o agente pode declarar as taxas de TEIF e IP entre os valores de referência da tabela e o os valores apurados.

ii) se as taxas apuradas forem inferiores, utilizam-se os valores apurados pelo ONS.

13 – Observamos que os valores apurados representam valores médios verificados nos últimos 60 meses. Por sua vez, os valores de referência TEIF e IP constantes na tabela do anexo da Portaria MME 484/2014 representam valores médios das UHEs do Sistema.³

14 – No decorrer da operação comercial, a usina pode ser penalizada com reduções de GF para fins de MRE caso tenha taxas de disponibilidade inferiores daquelas usadas no

³ A última tabela de referência foi disponibilizada em doc publicado pelo MME em 08/2019 - “Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada - IP de Usinas Hidrelétricas” - Revisão 2, apontam índices que se referem aos valores apurados no período de 01/2014 a 12/2018.

cálculo de GF. Nesse caso, aplica-se um fator de degradação da GF (FID) que reflete tal piora dos índices de disponibilidade, regra contida na REN ANEEL 614/2014 ⁴.

15 – Importa observar que as regras colocadas pela Portaria MME 484/2014 e na REN ANEEL 614/2014 induzem somente o comportamento de manutenção dos índices apurados para que a usina: i) não tenha redução de GF para fins alocação no MRE; ii) não seja penalizada em futura ROGF, com cálculo de GF a menor.

16 – Não há diretrizes do MME que induzam de forma mais incisiva a melhoria ou superação imediata dos índices de disponibilidade usados no cálculo da GF. Ressalte-se que não há regulamento da ANEEL com um “*fator de superação da GF*” que incentive a melhora da disponibilidade da usina.

17 – Observamos as condições originárias de TEIF e IP definidas para a UHE Jirau em função de sua configuração específica: i) grande número de unidades geradoras, 50; ii) forte sazonalidade do regime hidrológico do rio Madeira com um longo período seco e de ocorrência regular. Em função dessas características, os estudos de inventário que compuseram o Edital da usina, definiram altíssima disponibilidade de 99,5% (IP – 0% e TEIF – 0,5%). O padrão da UHE Jirau e o índice de disponibilidade de projeto não se enquadram no anexo da Portaria 484/2014). Logo, as regras colocadas pela portaria não se coadunam com a realidade operativa da usina e suas características físicas.

18 – A atual taxa de disponibilidade equivalente apurada de 98,7% da UHE Jirau está em linha com o planejamento operativo da usina constante nos Estudos de Inventário, que previa uma altíssima disponibilidade em função de suas características técnicas. Essa taxa de disponibilidade mostra sua diferenciação em relação às demais usinas do País, com índice significativamente superior aos índices de referência apontados no anexo da Portaria MME 484/2014.

⁴ Tais diretrizes estão contidas no Mecanismo de Redução da Energia Assegurada - MRA, definido na REN 614/2014, com detalhamento dado pelo módulo das Regras de Comercialização – Mecanismo de Redução de Garantia Física, MRGF.

19 – Passados 8 anos de operação comercial, diversas lições foram percebidas para aprimorar a operação da usina. Planejam-se especialmente investimentos da ordem de centenas de milhões de Reais para a melhora da disponibilidade da usina e de suas UGs, em especial no sistema de log-boom que visa a adequada contenção dos troncos.

20 – A UHE Jirau almeja uma melhora do índice de disponibilidade e o atingimento do índice constante no projeto da usina no médio prazo. Com a regulamentação atual, em que são utilizados índices históricos, os benefícios pela melhora dos índices somente podem ser usufruídos após cinco anos, na próxima revisão ordinária de GF, ainda sujeita a incerteza regulatória dessa revisão acontecer ou não. Em resumo, não há incentivo regulatório de curto-prazo que induza investimentos para a melhoria de performance.

21 – Diante do exposto, propomos que o agente tenha a oportunidade de declarar índice superior aos valores apurados pelo ONS, para que o agente tenha a oportunidade de não ter sua GF reduzida em sua origem. Resta claro, que o agente se responsabiliza pelas perdas de GF ao longo da operação comercial com a aplicação da REN ANEEL 614/2014, o MRA, com seu fator de degradação, FID, atua como uma fiscalização automática da disponibilidade usada no cálculo de GF.

22 – Alternativamente, propõe-se regra com um fator de “superação de garantia física”. Quando o índice de disponibilidade verificado for superior àquele usado para o cálculo de GF, que a relação entre os dois índices seja um fator a ser aplicado sobre a GF para fins de MRE. Ou seja, sugere-se um processo de fiscalização análogo ao atual MRA com o FID, porém, o fator de “superação de garantia física” visará o incentivo aos investimentos em disponibilidade nas usinas.