

CONTRIBUIÇÕES RELATIVAS À CONSULTA PÚBLICA N.º 24, 18/11/2016 Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN

Associada à Portaria MME n.º 622, de 17 de novembro de 2016

Com a promulgação da Portaria n.º 622, de 17 de novembro de 2016, foram disponibilizados para Consulta Pública o Relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs", de 11 de novembro de 2016, e os valores revistos de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN, relacionados na Nota Técnica EPE-DEE-RE-097/2016-r0, de 11 de novembro de 2016, obtidos a partir da aplicação da metodologia, das premissas, dos dados e das configurações apresentados no referido relatório. Constituem suporte para o tema as Leis n.º 9.648/1998, n.º 10.848/2004, os Decretos n.º 2.655/1998, n.º 5.163/2004, as Portarias MME n.º 681/2014, n.º 537/2014, n.º 544/2015 e os critérios definidos pelas Resoluções CNPE n.º 1/2004 e n.º 9/2008, sendo a metodologia definida pela Portaria MME n.º 101/2016. De forma complementar, a metodologia para revisões extraordinárias foi estabelecida por meio da Portaria MME n.º 861/2010.

Ao final de 2014 a Portaria MME n.º 681 determinou a constituição de um grupo de trabalho com os objetivos de analisar dados, configurações, metodologia e modelos necessários a serem empregados na revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente. Adicionalmente, determinou que os valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas do SIN despachadas centralizadamente, inclusive Itaipu, permanecessem válidos até 31 de dezembro de 2015, data essa que foi alterada para 31 de dezembro de 2016, pela Portaria MME n.º 537/2015.

O rito de revisão de garantias físicas de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está fundamentado no Decreto 2.655/1998 (ordinárias) e Portaria MME n.º 861/2010 (extraordinárias), com metodologia descrita pela Portaria MME n.º 101/2016. O relatório em consulta estabelece que no atual processo de revisão ordinária de garantia física de energia serão revistos somente os valores locais, não sendo objeto de revisão o Benefício Indireto (BI_{cascata}) de cada usina. A Portaria MME n.º 101/2016 prevê o Benefício Indireto para usinas com reservatório de regularização (acumulação) que tenham usinas a jusante, adicionalmente à parcela local. A mesma Portaria cita que a metodologia para sua determinação será objeto de portaria específica. Por outro lado, o relatório em consulta, relaciona quinze empreendimentos que possuem Benefício Indireto vigente e dissociável do processo de revisão ordinária, fato que criou a necessidade da montagem de trinta configurações especiais, além da configuração de referência. Observa-se, portanto, abordagem não equânime para o bloco de usinas passíveis de revisão ordinária de garantia física, partindo-se do levantamento de que não há na regulação vigente dispositivo que dissocie a garantia física em parcelas distintas. A mesma lógica pode ser aplicada para o conjunto de trinta usinas hidrelétricas da configuração de referência que passaram por processo de revisão extraordinária, com base na Portaria MME n.º 861/2010.

A constante evolução e transformação do sistema energético têm 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. Com a evolução e com 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. A representação do SIN em sistemas equivalentes já se caracteriza como uma grande simplificação, justificável, evidentemente, mas já se observam tendências de aperfeiçoamento da modelagem para melhoria de representação do comportamento hidráulico do sistema, com a recente implementação dos reservatórios equivalentes de energia nos programas de otimização do despacho hidrotérmico, ponto positivo em relação à topologia proposta no final de 2015 (Portaria MME nº 544/ 2015). O aspecto negativo é não terem sido esclarecidos os motivos da adoção da configuração D3 de reservatórios equivalentes de energia. Observa-se que, em 2015, a topologia considerada levou em conta cinco subsistemas interligados: Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Sul, Nordeste, Norte/Macapá/Manaus, e Belo Monte, sem reservatórios equivalentes. No extremo, imagina-se que 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, seja mais apropriado para o cálculo de garantias físicas, evitando-se aproximações e simplificações existentes no procedimento atual.

Outro ponto que merece destaque é a alteração do parâmetro lambda do mecanismo de aversão a risco CVaR, que passou de 25 % para 40 %, seguindo as recomendações do relatório CPAMP "Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física", de 18 de outubro de 2016. De acordo com a conclusão do relatório, a alteração desse parâmetro tem objetivo de antecipar o despacho de geração térmica com custos unitários de operação (CVUs) mais baixos, com o intuito de evitar níveis indesejáveis de armazenamento futuros, minimizando o risco de déficit de energia, adequando Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) à realidade operacional do sistema. Com isso busca-se a compatibilização da conjuntura atual do sistema com o mecanismo de formação de preços no mercado de curto prazo, resultando em maior aderência entre planejamento e operação. O enfoque de aumento do peso das séries hidrológicas mais críticas é afeto à operação do sistema, ambiente em que os modelos de determinação da política operativa devem evitar situações adversas futuras, portanto devem ter seu mecanismo de aversão a risco calibrado.

Ao se transpor elementos conjunturais para o planejamento, especificamente para o cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas, constata-se a possibilidade de choque ideológico com os demais critérios adotados ao se adotar configuração estática, igualdade entre CMO e CME, um risco de déficit máximo implícito de 5 %, ou seja, critérios que definem um mercado possível de ser atendido com base em uma determinada configuração hidrotérmica estática, sujeito a um determinado nível de risco. Teoricamente a adoção do mecanismo de aversão a risco contamina o cálculo da carga crítica e do bloco hidráulico, por sua vez, considerando que induz o modelo a trabalhar com níveis de despacho termelétrico mais elevado. O risco de déficit em níveis próximos a zero é um sinalizador de que existem critérios (restrições) que necessitam ser melhor calibrados ou mesmo que estejam com peso excessivo, tornando outras restrições (critérios) redundantes. A adoção de lambda igual a 40 % pode ser um exemplo desse fato, considerando como indício uma recomendação do próprio CEPEL para que se utilizem valores inferiores a 30 % na consideração prática do parâmetro lambda, registrada no trabalho "A Direct Approach to

Represent CVaR Constraints in the Long Term Hydrothermal Planning Problem”, apresentado no XII SEPOPE, realizado em maio de 2012.

Acredita-se que seja mais adequada, em termos de planejamento, a consideração dos limites de transmissão para a determinação da carga crítica e a desconsideração do mecanismo de aversão ao risco. O cálculo das garantias físicas é baseado em uma sistemática que adota um algoritmo idealizado sob determinadas condições de atendimento que não estão necessariamente relacionados com a operação do sistema, portanto não deve obrigatoriamente considerar mecanismo de aversão a risco, uma vez que não há operação e necessidade de elaboração de política operativa, mas sim a determinação de uma carga possível de ser atendida em um ambiente de planejamento submetido a critérios de risco específicos. A consideração de critérios de operação que considerem o peso de uma determinada situação conjuntural em um ambiente de cálculo de garantias físicas colide com o conceito de planejamento da expansão (estrutural), de forma direta (numérica) ao afetar a carga crítica, e também no campo conceitual ao induzir o modelo a despachar mais recursos termelétricos, reduzindo artificialmente a oferta de origem hidráulica.

Todas essas variáveis ajustáveis e não solidamente fundamentadas por regulação, que constituem os critérios de cálculo das garantias físicas, tais como o valor do λ , dissociação da garantia física de usinas em parcelas passíveis e não passíveis de revisão, ausência de metodologia para determinação do CME que considere custos marginais associados ao sistema de transmissão, volumes de reservatórios e turbinamento como variáveis que deveriam se combinar de forma dinâmica no período de planejamento, por exemplo, são fatores que potencializam a insegurança regulatória no setor de energia elétrica e se constituem em elementos de fuga de investimento em novos negócios.

Ainda com relação aos critérios adotados, adiciona-se à questão da representatividade do sistema a análise da adequação do período crítico adotado para cálculo de energia firme, atualmente de junho de 1949 a novembro de 1956, explorando-se, desde a necessidade de alteração do período, até a representação dessa variável por subsistemas ou bacias. Incluem-se também, como sugestões de aprimoramento, a ampliação e revisão do procedimento de cálculo do custo do déficit, de forma que considere o custo social de disponibilização de energia em condições adversas

A metodologia descrita e apresentada em Consulta Pública traz inovações em relação à sistemática estabelecida na Portaria nº 258/2008 ao considerar o mercado de energia de forma sazonal, assim como a representação da expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente. Uma grande inovação foi a substituição do modelo MSUI pelo modelo SUIHI, que passou a incorporar diversas novas funcionalidades para que houvesse compatibilidade e equivalência entre os algoritmos. São incontestáveis os benefícios da incorporação do modelo SUIHI ao procedimento de cálculo da garantia física, especialmente pelo fato da compatibilidade de dados de configuração energética com o modelo Newave, dentre outras, tais como as regras especiais da bacia do rio Paraíba do Sul e a flexibilidade para alterações de configuração e dados de entrada. Por outro lado, não foram apresentados resultados comparativos em relação ao MSUI, com referência à etapa de rateio da oferta hidráulica, de forma que seja possível quantificar o efeito dessa substituição de modelos no procedimento de cálculo das garantias físicas.

Diante de todos os aprimoramentos realizados, envolvendo o algoritmo do modelo SUIHI, com o refinamento da representação do sistema físico, consideração da sazonalidade do mercado de energia e das usinas não despachadas centralizadamente, atualização das

taxas equivalentes de indisponibilidade Forçada (TEIF) e indisponibilidades programadas (IP), a abertura dos limites de transmissão contrasta com a tendência de melhoria da transposição do sistema físico para o computacional. A constatação de que há um “elevado grau de interligação do SIN”, é relativa. De fato existe maior integração no sistema atual, se comparado com a integração existente na época da promulgação da Portaria MME n.º 303/2004, 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 frequentes nas demais interligações, fato revelado pela constante diferenciação de CMOs entre o SE/CO/S e demais subsistemas, portanto, aparentemente, a eliminação dos limites de transmissão no cálculo das garantias físicas empobrece os resultados, carecendo de melhor análise, em especial de seus efeitos sobre a carga crítica.

Finalmente, diante da quantidade e da profundidade das modificações propostas, constata-se um impacto considerável na realocação de energias pelo sistema, com aproximadamente 46 % de usinas apresentando variações maiores que 5 % em relação às garantias físicas originais. Com isso, um mecanismo de transição entre valores antigos e novos poderia ser implementado, de forma que os impactos comerciais (recomposição de lastro) possam ser atenuados, como por exemplo, o escalonamento da redução de 5 % durante o período de 5 anos. De forma alternativa, pode-se avaliar a possibilidade de alteração do Art. 21, § 5º do Decreto 2.655/1998, reduzindo-se a limitação da variação da garantia física entre revisões, de 5 %, para um patamar menor, um valor que ofereça maior estabilidade para a garantia física ao longo do período de concessão das hidrelétricas.

Em relação ao momento atual, com base em dados do IBGE, a recessão econômica vem se aprofundando, constatando-se quedas sucessivas do PIB desde o ano 2014, sendo que a economia brasileira reduziu 3,8 % durante o ano 2015, o pior resultado da série histórica. Levando em conta que a elasticidade-renda média do consumo de eletricidade ainda guarda uma relação em torno da unidade, é inevitável o reflexo da economia sobre o consumo final de energia elétrica que, segundo informações do BEN/EPE/2016, ano base 2015, retraiu 1,8 %. Em termos atuais, segundo dados da EPE (base setembro), constata-se redução de 1,6 % no consumo de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, verificado nos últimos doze meses, sendo de 2,5 % a retração verificada somente no Sudeste, que corresponde a aproximadamente metade do consumo nacional. Pela vertente institucional, ainda existe necessidade de estabilização das liquidações do mercado de curto prazo, em especial quanto ao passivo relacionado aos efeitos da redução do fator de ajuste do MRE. Os agentes de base hidrelétrica estão sendo atingidos não somente pelos efeitos de redução de mercado, mas também pela escassez hídrica, com concomitante deslocamento da geração de base hidráulica. Do ponto de vista técnico, é necessário considerar uma melhor avaliação e ponderação dos efeitos de uma elevada quantidade de novos parâmetros e critérios introduzidos no cálculo das garantias físicas, com destaque para os parâmetros do mecanismo de aversão a risco, que tendem a aumentar ainda mais o custo total de operação do sistema, que atualmente representam o dobro se comparado a um período hidrológicamente favorável. Diante dos fatos enumerados, é incontestável a afirmação de que o cenário político, econômico e institucional não oferece condições para alteração do principal elemento de negociação das empresas no setor de energia elétrica, portanto, sugere-se a prorrogação do atual processo de revisão ordinária de garantia física para um momento mais adequado.