



# EDP – Energias do Brasil

*Contribuição à Consulta Pública MME nº 24/2016:*

## **Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN**

São Paulo, 07 de dezembro de 2016

## 1. Objetivo

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 622/2016, que trata da consulta pública para a Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas (UHEs). O objetivo desta consulta é obter subsídios e informações adicionais como contribuição à metodologia e base de dados apresentados neste relatório a serem empregados na revisão dos montantes de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN). Este novo processo difere da Portaria 544 de 17 de dezembro de 2015, que agora, de forma resumida, passa a adotar novos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco CVaR, Alfa=50% e Lambda=40% e Custo do Déficit de R\$4.650,00/MWh.

## 2. Contribuição EDP

### 2.1 Valores Propostos de Aversão ao Risco

A Consulta Pública MME nº22/2016 de Governança dos Modelos Computacionais, a qual visa o estabelecimento de competências e diretrizes para alterações nos Modelos Computacionais de Operação e Formação de Preço no Setor Elétrico, teve prazo de contribuição que se encerrou no dia 15/11/2016. O novo valor do custo de déficit foi incorporado nesta consulta.

Os novos parâmetros do CVaR são objeto de avaliação e contribuição até o dia 04/12/2016 no âmbito da Consulta Pública nº23/2016, que trata da redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física. A aprovação será pelo CPAMP em reunião a ser realizada até dezembro/2016.

A nova função de custo de déficit, assim como a nova parametrização do CVaR, serão consideradas para fins de apuração do resultado final da revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas, segundo o cronograma divulgado abaixo:

- Divulgação para Consulta Pública: período de 21/11 a 05/12/2016:
  - Relatório de Metodologia
  - Base de dados (decks de cálculo dos modelos NEWAVE e SUIISHI)
  - Valores preliminares
- Simulações finais\* (com os novos valores de TEIF e IP), consolidação dos resultados e tramitação para publicação da Portaria Final: 06/12/2016 a 23/12/2016

Entendemos que não haverá tempo hábil para definição dos novos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco e sua posterior incorporação na validação da metodologia, dados e premissas para a revisão ordinária de GF das usinas hidrelétricas, uma vez que tais avaliações ocorrerão de forma concomitante e dada a interdependência entre elas.

Na visão da EDP, adotar antecipadamente processos e/ou referências ainda em discussão, ferem o conceito da estabilidade e previsibilidade. No caso em discussão, a adoção de novos pares de parâmetros para o mecanismo da CVaR enfrenta esta

ressalva. O par de parâmetros  $\alpha=50\%$  e  $\lambda=40\%$ , como proposto, ainda não foi amplamente testado e validado pelos agentes, encontra-se em fase de CP, como mencionado, o que significa que poderá ser alterado, bem como é sabido que sua vigência será de apenas 6 meses, para então ser alterado para uma proposta ainda sequer divulgada.

Ademais, os parâmetros propostos, e mesmo os vigentes, estão calibrados para uma operação em conjuntura crítica. Para o cálculo e revisão de Garantias Físicas utiliza-se simulação estática, na qual considera-se todas as usinas e interligações da configuração como existentes por um período de 5 anos (período de estudo), elimina-se a influência das condições de partida da simulação (armazenamentos e aflúncias) por meio da inclusão de 10 anos no horizonte de simulação (período estático inicial) antecedendo o período de estudo e estabiliza-se a função de custo futuro no fim do horizonte de simulação ao considerar um período adicional de 5 anos (período estático final) após o período de estudo. Isso posto, por tratar-se de valor estrutural, não é razoável que o cálculo de Garantias Físicas carregue para o longo prazo a aversão ao risco atual calibrada para situações de abastecimento energético crítico.

Desta forma, pleiteia-se a manutenção dos parâmetros do CVaR vigentes, haja vista sua aplicação desde setembro de 2013 e, conforme colocado pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, tal mecanismo de aversão a risco com os parâmetros associados ( $\alpha=50\%$  e  $\lambda=25\%$ ) respondeu adequadamente, principalmente quanto ao despacho térmico por ordem de mérito até meados de 2015, quando o SIN vivenciou um período de baixas aflúncias nos principais subsistemas geradores, Sudeste e Nordeste, somente quando houve melhora nas aflúncias e gradativo reenchimento dos reservatórios, os parâmetros do CVaR não corresponderam à percepção de risco do CMSE, nem ao objetivo de atingimento de valores de níveis meta para o final da estação seca.

Acreditamos que com a proposta de adoção dos valores vigentes de CVaR na revisão ordinária de GF adequa-se a aversão ao risco ao horizonte da revisão, de forma a atingir a melhor expectativa da operação ao período de vigência da revisão, bem como a previsibilidade. Ora se o parâmetro atual respondeu bem ao período conjunturalmente estressado, porque majorá-lo em uma análise estrutural.

Ressalta-se ainda a possibilidade que nos próximos anos outros mecanismos de aversão ao risco, mais eficientes, possam ser introduzidos num breve futuro. Assim, neste cenário de evolução, entende-se que os processos fundamentalmente estruturais, como é o caso das revisões de Garantia Física, os dados a serem utilizados devem ser aqueles que estejam regulamentariamente respaldados, ou seja, deve-se utilizar os modelos vigentes, e não aqueles que se espera que estejam vigentes no futuro.

## **2.2 Confiabilidade no suprimento x custo**

### **2.2.1 Desbalanço oferta física x comercial**

Como consequência do critério econômico de garantia de suprimento adotado, convergência entre Custo Marginal de Operação – CMO e Custo Marginal de Expansão – CME, o efeito cumulativo das alterações dos parâmetros de cálculo de Garantias Físicas: mecanismo de aversão ao risco mais rigoroso com o aumento do peso dos cenários mais críticos; a brusca elevação do custo de déficit (aproximadamente 45% sobre o valor anterior) e a elevação do valor do CME (R\$ 193/MWh) culminam em

aumento da percepção de risco do modelo computacional que restringe em demasia a utilização dos reservatórios das usinas. Por conseguinte, o risco de déficit aproxima-se de 0%, o que impõe ao sistema um valor de confiabilidade oneroso, imputando impactos significativos, sobretudo aos geradores hidrelétricos.

Condições excessivamente ponderadas pela segurança sistêmica deslocam o sentido do ótimo econômico percebido pelos consumidores que a longo prazo passarão a pagar um custo de energia para remuneração de capacidade ociosa e maior frequência de vertimentos em decorrência de níveis mais altos de armazenamento. Assim, a redução abrupta e excessiva das Garantias Físicas pode criar um efeito perverso, indicando uma expansão desnecessária do parque gerador, que resultará em capacidade ociosa de geração.

Ainda neste contexto, observa-se uma redução que supera 1,4 GWm de Bloco Hidráulico, que remete ao somatório de Garantia Física das hidrelétricas, somada à manutenção das Garantias Físicas das usinas termoelétricas, a despeito da elevação do Bloco Térmico, e da contratação de energia de reserva, o que levará a um desbalanço no sistema, que se traduz em oferta física que supera muito a oferta comercial (lastro).

Pelo exposto, é preciso avaliar a pertinência na utilização de parâmetros de denotem uma aversão ao risco tão acentuada e que levam ao patamar de 0% de risco de déficit. Isto reforça, mais uma vez, a necessidade de prévia discussão e validação pelos agentes dos parâmetros, modelos e metodologias a serem utilizados no processo de revisão de Garantia Física.

A partir da comparação entre a quantidade de energia que o sistema hidrotérmico é capaz de atender obedecendo ao critério vigente ( $\text{Carga crítica} = \text{Bloco Hídrico} + \text{Bloco Térmico}$ ) com o montante total de garantias físicas já atribuídas às usinas deste mesmo sistema obtém-se o superávit ou déficit de oferta física, caso seja identificado um déficit, este montante deficitário pode subsidiar a contratação de energia de reserva para reequilibrar o balanço entre Garantia Física vigente (lastro) e atual capacidade de suprimento do sistema.

## **2.2.2 Energia Firme x Bloco Hidráulico**

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água a cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico.

Tal conceito foi posteriormente levado para o setor elétrico e aplicado ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório, calculava-se a energia firme resultante – capacidade de produção constante de energia. Usava-se a razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme como índice custo/benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas.

Em seguida, foi estendido para um conjunto de usinas, com o objetivo de garantir a máxima produção de energia, constante no tempo, admitindo-se flutuações de produção de cada usina. Este conceito foi amplamente aplicado em estudos de inventário, que serviram para definir a “divisão de quedas” de cada rio.

Posteriormente, o critério de dimensionamento passou a ser probabilístico (Kelman, 1987). Ao invés de garantir o atendimento no caso de ocorrência da pior seca registrada

no histórico, passou-se a calcular a energia assegurada, definida como a máxima produção que pode ser mantida em uma determinada percentagem -por exemplo, 95%- dos anos hidrológicos simulados. Este critério probabilístico, juntamente com a consideração do impacto econômico das falhas de suprimento, passou a permitir uma análise mais acurada da relação custo/benefício de investimentos.

Assim sendo, a energia firme de uma usina, calculada pelo Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados – SUISHI, corresponde à geração média nos meses do período crítico, e é obtida por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e sendo limitada ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua da usina. Tal critério traduz a contribuição das usinas hidrelétricas do SIN para o cenário mais crítico de afluência já realizada, considerando o deplecionamento ao máximo dos reservatórios.

Já o Bloco Hidráulico, obtido pela simulação energética utilizando o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE, reflete a contribuição das hidrelétricas no atendimento energético do sistema segundo o critério econômico de confiabilidade.

Isso posto, a despeito das abordagens diversas, constata-se que, na metodologia e parâmetros propostos para a revisão de GF, o somatório da Garantia Física Hidrelétrica do SIN (Bloco Hidráulico), mostrou-se inferior à Energia Firme. Isto significa que a confiabilidade no abastecimento energético foi levada ao extremo. O sistema está disposto a arcar com tal custo?

Desta forma, propomos que a Garantia Física do Sistema não seja inferior a Energia Firme a ele atribuída, ou seja, maior valor entre Bloco Hidráulico e Energia Firme.

## 2.3 Questões à Metodologia

### 2.3.1 Cálculo do Bloco Hidráulico (Energia física x comercial)

Outra distorção na metodologia que gostaríamos de pontuar é acerca do cálculo do Fator Hidráulico, segundo a equação 2 abaixo:

$$EH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (1)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[ gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s} \right] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (2)$$

$$ET(t,s) = FT(t,s) \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (3)$$

$$FT(t,s) = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt_{i,j,k,t,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[ gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s} \right] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (4)$$

onde:

s = subsistema nss = número de subsistemas

FH = fator hidrelétrico, FT(t,s) = fator térmico de cada usina termelétrica t

i = mês j = ano k = série

t = usina térmica; nt(s) = número de térmicas do subsistema

gh = geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima)

gt = geração térmica total (inflexibilidade + geração flexível)

cmo = custo marginal de operação

Sabe-se a utilização do CMO na ponderação dos montantes gerados remete a condição de confiabilidade no suprimento energético do sistema, ao passo que o PLD retrata condições comerciais, nas quais são impostas teto ao CMO para se evitar exposições excessivas e elevadas precificações. Entretanto, nas situações em que a carga é integralmente atendida pela geração hidrelétrica, culminando com valor de CMO igual a zero, não é razoável desconsiderá-las na contribuição das usinas hidrelétricas ao suprimento do SIN.

As Garantias Físicas estão refletidas nos âmbitos de planejamento, operação e têm função de definir a capacidade comercial das usinas, remunerando de forma coerente o fluxo de caixas dos agentes utilizado no plano de negócios definidos no momento da decisão de investimento no setor elétrico, e esta lógica deve ser representada nos cálculos de garantia física para o melhor reflexo da realidade.

Entendemos que Garantia Física, para fins de lastro, deve ser ponderada pelo PLD, já que se tem objetivo comercial e de sustentabilidade financeira do empreendimento. Garantia Física, para fins de MRE, possui uma lógica voltada a operação e poderia em tese ter tratamento diferenciado para contemplar uma conotação mais “econômica” aderente aos critérios de segurança do sistema, visto que o despacho físico é definido pelo CMO.

## 2.4 Apuração da redução de lastro

Os dados da CCEE referentes ao InfoMercado de set/16 indicam que cerca de 52% dos contratos em ambiente livre possuem prazo acima de 4 anos, somado aso contratos com prazo de 2 a 4 anos, o percentual atinge 72%.

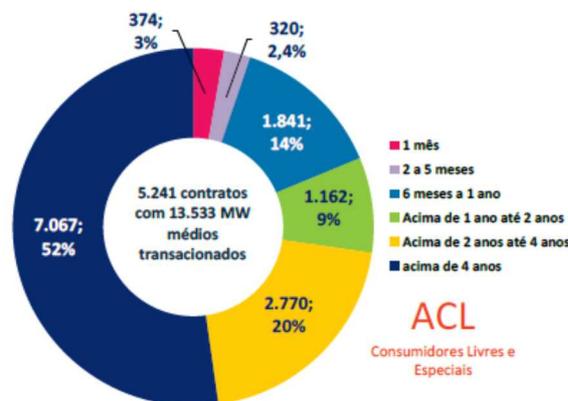


Gráfico 12 – Duração e montante (MW médios) dos contratos CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL

Neste contexto, com objetivo de mitigar o risco regulatório sugere-se que não seja aplicada a regra de penalidade por insuficiência de lastro até 01/01/2019 ou, de forma alternativa, que seja feita redução escalonada da Garantia Física para fins de apuração de lastro.

Adicionalmente, entende-se que as regras de Comercialização já estão preparadas para suportar este efeito, uma vez que a Garantia Física para fins do MRE já tratada de forma separada da Garantia Física para fins de lastro.

#### **2.4 Revisão de GF de Peixe Angical**

Em observância à Portaria MME nº11 de 2011, que definiu, nos termos do art. 2º, § 2º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, e da Portaria MME nº 861, de 18 de outubro de 2010, e ainda com base no que consta no Processo nº 48000.002171/2008-65, o novo montante da garantia física de energia da Usina Hidrelétrica denominada UHE Peixe Angical, a EDP entende necessário a descaracterização do enquadramento de aumento da Garantia Física da UHE Peixe Angical decorrente da alteração de potência como revisão extraordinária, uma vez que a usina em questão já foi implantada com esta potência, assim pleiteia-se sua consideração integral na revisão de GF.

É importante destacar, que a UHE Peixe Angical operou desde sua implantação com a potência atual de 498,9 MW, e foi pleiteado e concedido pelo MME uma revisão extraordinária em 2011 atribuindo um ganho adicional de garantia física 9,5 MWm, com o objetivo de adequar o projeto original cuja potência foi de 450,0 MW ao projeto final implantado.

Entretanto, apesar do ganho concedido, de forma extraordinária, ser mantido, entendemos que a revisão integral da usina é a mais aderente ao desempenho operacional atual da usina.

### **3. Conclusão**

Considerando os argumentos supracitados, a EDP recomenda:

- Que os parâmetros propostos de aversão ao risco não sejam considerados no cálculo da revisão ordinária de Garantia Física das UHEs despachadas centralizadamente;
- Que não seja aplicada a regra de penalidade por insuficiência de lastro até 01/01/2019 ou, de forma alternativa, que seja feita redução escalonada da Garantia Física para fins de apuração de lastro.
- Que a revisão ordinária da usina Peixe Angical seja calculada considerando a usina de forma integral, ou seja com a potência de 498,9 MW, mantendo o benefício indireto vigente.