

GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

CONSULTA PÚBLICA MME 088/2019 “CRITÉRIOS DE GARANTIA DE
SUPRIMENTO – PROPOSTA DE PARÂMETROS”



Sumário

1. Introdução.....	3
2. Contribuição.....	3
2.1. Métricas propostas para Energia e Potência	3
2.2. Sobre a Proposta de Alteração da Fórmula de Cálculo de Garantia Física das UHE’s	4
3. Considerações finais	5

1. Introdução

O **Grupo CPFL Energia** apresenta neste documento as contribuições para a Consulta Pública MME 088/2019 tema “Critérios de Garantia de Suprimento – Proposta de Parâmetros” no âmbito do GT Modernização do Ministério de Minas e Energia.

Inicialmente, prestamos nosso reconhecimento pela disposição do Ministério de Minas e Energia – MME em manter o caminho da discussão com os agentes setoriais na definição da proposta para a Modernização do Setor Elétrico, o que reflete o cuidado e a transparência com que vem sendo tratada essa matéria tão importante para o mercado de energia e, conseqüentemente, para toda a sociedade brasileira.

Com o intuito de contribuir para o tema, o presente documento apresenta contribuições elaboradas por parte do Grupo CPFL em avaliação baseada nas análises no relatório disponibilizado para discussão do tema, que fundamentou o nosso posicionamento.

2. Contribuição

As considerações a seguir partem da análise do conteúdo apresentado no Relatório “Critérios de Garantia de Suprimento – Proposta de Parâmetros”.

2.1. Sobre a Proposta de Parâmetros

Do ponto de vista energético, os modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico brasileiro podem ser considerados como ferramentas adequadas para avaliação de critérios de suprimento de energia. Com respeito aos critérios de confiabilidade elétrica, entretanto, estes modelos não são apropriados: embora seja possível, a priori, analisar o suprimento de potência a partir de padrões de carga de ponta e reserva operativa, uma avaliação mais diligente do suprimento de potência exige a representação das curvas colinas de usinas hidrelétricas e do *unit commitment* de usinas termelétricas, entre outras variáveis não lineares, bem como a representação individual e estocásticas das usinas não simuladas.

Considerando que a abordagem probabilística tem por base o uso dos modelos energéticos desenvolvidos pelo Cepel para estudos de planejamento da operação e expansão, cabe salientar que nestes modelos os parâmetros estatísticos são calibrados, para representação da média, desvio padrão, assimetria e correlação espacial de apenas uma variável aleatória: vazão. Neste sentido, antes de mais nada, ao se propor o uso de métricas para eventos extremos deve-se fazer uma análise criteriosa se o modelo estatístico utilizado tem apresentado resultados adequados para as séries extremas para uso de métricas de risco – o que não tem ocorrido, considerando as vazões observadas nos últimos cinco anos.

Para avaliação da LOLP e PNS, não está claro neste relatório a forma de modular a potência das usinas de forma individualizada. Sabe-se que foi considerado um patamar de 10 horas mês para emular um atendimento de potência, distribuindo a geração na disponibilidade das usinas, atendendo algumas das restrições das usinas. No caso das hidrelétricas, ao se modular a geração, preserva-se a energia, mas não é garantida a compatibilidade hidráulica, o que pode ser um problema pois as restrições destas usinas são de caráter hidráulicas, ambientais ou elétricas e não energéticas. Uma alternativa seria a utilização do modelo Suishi para individualização da geração das hidrelétricas, no entanto entendemos que há necessidade de desenvolvimento de metodologia e modelo apropriado para avaliação da disponibilidade de potência.

No caso das térmicas, se assumida a mesma premissa, o problema é de rampa para atendimento das 10 horas, ao se analisar os dados operativos nos decks do modelo Dessem para operação sombra da programação diária, grande parte das UTEs tem tempo mínimo de operação acima das 10 horas, que na prática não atende ao despacho das 10 horas no mês que foi utilizado como premissa.

É primordial, ainda, que seja feita uma análise objetiva da contribuição de cada fonte/empreendimento em termos de energia e potência, de modo a atender ambas as restrições com razoabilidade de custos. Ressaltamos também a importância de se considerar a influência da configuração operativa e expansão da rede, devido à diversidade regional de recursos no Sistema Interligado Nacional.

Com relação ao critério da energia não suprida, o Relatório desta Consulta Pública baseia sua proposta no fato de que “...o modelo computacional atualmente utilizado no planejamento da operação e expansão tem apresentado baixos níveis de corte de carga... em geral, inferior a 1% dos cenários”. Ora, isto decorre da utilização de um custo de déficit excessivamente elevado (atualmente, próximo de R\$ 5.000/MWh), que pode fazer sentido nos estudos de planejamento da expansão, mas certamente não é adequado à operação, pois é muito superior aos custos de recursos termelétricos e valora de forma equânime cortes de carga de qualquer intensidade. Quanto aos valores propostos, estes se baseiam em custos indicativos de termelétricas, que podem ser bem diferentes dos custos de empreendimentos que venham a ser contratados.

No caso do CVaR do CMO, não julgamos razoável tomar como base os custos resultantes de PDEs anteriores, dado o caráter indicativo dos mesmos. A introdução de um critério econômico, da forma como proposto, ao induzir um mecanismo centralizado de gestão de risco a preços elevados extrapola este racional econômico. Tal medida desestimula a gestão bilateral do risco de preços aos agentes, distorce a alocação de custos e riscos e reduz a eficiência econômica, em sentido oposto ao da modernização do setor e pode ter como efeito colateral elevação do custo total do sistema caso a percepção de risco centralizado seja superior a considerada pelo mercado.

2.2. Sobre a Proposta de Alteração da Fórmula de Cálculo de Garantia Física

Com relação à aplicação dos critérios de suprimento no cálculo de garantias físicas, sugere-se que o tema seja objeto de CP exclusiva, posterior. Apesar dos resultados apresentados indiquem efeito nulo para as UHEs, é preciso considerar que o valor do Bloco Hidráulico no deck da 1ª ROGF foi de 54.500MWmed, e no deck apresentado (leilão A-4/2019) o Bloco Hidráulico resultou em 53.958 MWmed. Sugestão, que seja apresentado os resultados da metodologia para o deck e conjunto de premissas da 1ª ROGF.

Atualmente é utilizado um critério de aversão ao risco no cálculo da política de operação. A proposta de revisão dos critérios de suprimento indica a utilização de um ou mais critérios de aversão ao risco na convergência da carga crítica e a inclusão de um dos critérios de aversão ao risco na repartição dos blocos hidráulico e térmico.

Conceitualmente, em um problema de despacho hidrotérmico, os cenários críticos, representadas em situações de estiagem prolongada, indicam que a política de operação do modelo deve recomendar a necessidade de economizar água para evitar que a situação se agrave, sendo despachado maior volume de geração térmica. Neste sentido, independente da métrica adotada, sempre que se adotar termos que deem maior peso a cenários críticos, a geração hidrelétrica estará em desvantagem econômica, pois o fator hidráulico será reduzido em comparação ao fator térmico. Aqui cabe uma primeira observação, em termos de carga crítica, a segurança do sistema não muda, logo, ocorre uma transferência de fator de participação hidráulica no rateio da carga crítica para o fator térmico.

Portanto, ao se revisar a carga crítica, com uma nova forma de rateio não muda a percepção de déficit ou aversão ao risco, pois do ponto de vista energético tem efeitos meramente alocativos. Um segundo ponto é que a Garantia Física de Empreendimentos Hidrelétricos já é penalizada em termos de critérios de segurança quando o modelo energético de otimização adota mecanismos de aversão ao risco como custo de penalidade por déficit e adoção de CVaR na política de operação do processo de otimização do modelo energético. Portanto, entendemos que a proposta para alteração da fórmula de determinação do bloco hidráulico deve resultar em uma dupla penalização aplicada a GF Hidro, pois, tanto a Função de Custo de Déficit como o CVaR já deveriam ser suficientes para o propósito de salvaguarda de cenários críticos.

No nosso entendimento a geração pode estar sendo penalizada excessivamente, os critérios de aversão ao risco devem ser suficientes para refletir sua influência na política de operação sem a necessidade de um critério complementar externo ao processo de otimização, faz-se necessário o aprofundamento sobre o tema.