

Contribuição da ABRAGE à CP 109/21 do MME

Consulta Pública sobre proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021) contemplando aprimoramentos nos modelos, abordando os seguintes temas: Avaliação da Parametrização do CVaR, Elevação de Armazenamento, Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP, Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo, Representação Hidrológica e Taxa de Desconto.

Inicialmente, a ABRAGE cumprimenta esse Ministério pela iniciativa de submeter à Consulta Pública temas de grande relevância para os agentes do setor elétrico nessa Consulta Pública nº 109/21, com o objetivo de colher subsídios para diversas propostas de implementações na cadeia de modelos oficial do setor.

É de conhecimento de todos que os resultados dos modelos não estiveram adequados à percepção de risco do ONS na última década. Até o momento, não foi precificada a situação energética crítica pela qual o Sistema Interligado Nacional passa, o que torna claro para todos os *players* do setor que os resultados dos modelos estão descolados da realidade operativa, necessitando de um grande despacho de térmicas fora da ordem de mérito decidido pelo CMSE. Nesse contexto, nenhuma etapa da cadeia de planejamento foi capaz de identificar e precificar a atual condição do Sistema. Isso sugere que todo o ferramental utilizado pelo planejamento da operação do SIN possa estar obsoleto e precisa ser foco da modernização do setor elétrico.

Em contribuições anteriores, a ABRAGE elencou diversas oportunidades de melhoria na modelagem matemática do processo estocástico, onde reside em grande medida o problema metodológico da cadeia de modelos do setor. Nesse sentido, a participação das empresas no processo de revisão / atualização dos Modelos no âmbito da CPAMP é fundamental.

As contribuições desse documento estão separadas em função dos temas propostos pela consulta. De maneira geral, para a adoção a partir de 2022, concordamos com as proposições, com exceção dos valores para os parâmetros de aversão ao risco cujo consenso não foi conseguido. Chamamos atenção para o tratamento conceitual das variáveis modeladas de forma a evitar que sejam tratadas como possibilidade de calibração do modelo no sentido de direcionar seus resultados. Dessa maneira, seguem os comentários para cada tema.

1 Taxa de Desconto

Conforme apresenta o Relatório Técnico elaborado pelo GT-Metodologia da CPAMP, a Taxa de Desconto é o parâmetro que estabelece o equilíbrio intertemporal do consumo.

No contexto específico da cadeia de modelos matemáticos do setor elétrico, a taxa de desconto é uma variável exógena à formulação matemática, cuja finalidade é promover o equilíbrio entre os custos imediatos e os custos futuros calculados no processo de otimização estocástica. Neste ponto já se observa uma incoerência: a consideração dos CVU's das térmicas, custo de déficit e etc, como valores constantes em todo horizonte de planejamento, isto é, sem correção monetária.

A consideração de uma taxa de desconto em conjunto com valores constantes (sem correção monetária) para os custos considerados nos modelos é um erro metodológico.

Outras duas questões muito importantes: (i) o conceito da taxa de desconto e (ii) propriamente o seu valor. Ambas precisam ser respeitadas. Matematicamente, a taxa de desconto possui influência nos resultados dos modelos conforme comentado no relatório da CPAMP. A ABRAGE entende que não é pertinente ajustar o valor da taxa de desconto ou de qualquer outro parâmetro para se obter os resultados desejados dos modelos. Qualquer modelagem matemática deve buscar a consistência conceitual para que se mantenha coerente ao longo do tempo. A prática de se ajustar parâmetros para que resultados indesejados sejam corrigidos geralmente pode trazer insegurança ao mercado no longo prazo, sobretudo em se tratando de um modelo de formação de preços.

Como a taxa de desconto é exógena aos modelos, sendo um dado de entrada presente nos decks oficiais, o seu valor adequado é desconhecido e deve ser oriundo de profundos estudos baseados em teoria econômica, a exemplo do Custo de Déficit.

2 Representação Hidrológica

O Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP – Representação Hidrológica apresenta os estudos sobre o aperfeiçoamento metodológico do modelo de geração de cenários de aflúncias atualmente empregado - PAR(p), visando preservar a condição hidrológica recente por um período maior. O modelo proposto, denominado PAR(p)-A, que foi desenvolvido pelo CEPEL, introduz um novo termo na equação autoregressiva periódica, que representa a média das doze últimas aflúncias, ou seja, acrescenta ao modelo regressivo uma parcela relativa à vazão anual.

Os resultados se mostraram bastante interessantes ao apresentarem maior aderência à variabilidade dos cenários hidrológicos. Isso é importante por ser capaz de prospectar cenários muito recessivos em maior amplitude e numerosidade entre o total de séries sintéticas geradas de forma que, naturalmente, o risco de ocorrência de hidrologia desfavorável seja melhor quantificado.

Entretanto, nota-se ainda tendência de reversão à média. Entende-se que isso é um dos motivos pelos quais os modelos têm dificuldades na precificação de cenários hidrológicos desfavoráveis. Nesse sentido, sugerimos aperfeiçoamentos na representação hidrológica voltados para a modelagem física das bacias hidrográficas de

maneira a carregar as condições iniciais físicas das bacias, como por exemplo, ocorre no modelo SMAP.

Além disso, chama atenção o maior peso na componente auto regressiva relativa ao primeiro mês do horizonte (correspondente à previsão de vazão), o que pode introduzir maior volatilidade ao CMO em função de possíveis volatilidades na própria previsão das vazões para o primeiro mês, colocando pressão para aumento na qualidade do processo de previsão de vazões, visto que tal volatilidade não guarda correlação com uma volatilidade natural do Sistema dada sua atual condição de reduzida capacidade de regularização.

O relatório também aponta que, caso a modelagem PAR(p)-A seja adotada oficialmente, haveria necessidade de revisão dos parâmetros de aversão a risco. Entretanto, causa preocupação que em vários gráficos sejam feitas comparações entre a modelagem vigente e diversas alternativas de parametrização do CVaR com a utilização do modelo PAR(p)-A. Em nosso entendimento, embora a nova parametrização seja necessária, ela deve ser feita procurando-se ajustar a resposta do modelo às necessidades operativas reais, de modo a evitar ao máximo possível operações heterodoxas, como por exemplo geração térmica fora da ordem de mérito.

3 Produtibilidade

Em outubro de 2019 foi concluído o primeiro ciclo de estudos do Grupo de Trabalho para Revisão dos Dados Cadastrais Utilizados para Cálculo da Produtibilidade Hidrelétrica – GTDP (NT 0103- 2019 - Consolidação das Atividades Realizadas pelo GTDP – Grupo de Trabalho de Avaliação dos Dados Cadastrais no ONS), cujo foco era a atualização dos parâmetros de modelagem das usinas hidrelétricas nos modelos de otimização empregados no planejamento energético de curto, médio e longo prazo. A ABRAGE participou ativamente dos trabalhos desse grupo.

Dentre os resultados contemplados neste primeiro ciclo de estudos estão as perdas de carga hidráulica do circuito e a produtividade específica média das usinas. Embora essas grandezas tenham sido agora recalculadas através de metodologias detalhadas, pautadas em dados operativos históricos e informações criteriosas acerca das curvas colina das turbinas, dos rendimentos de geradores e dos arranjos dos circuitos hidráulicos específicos de cada usina, a consideração destas grandezas como sendo um único valor médio representativo constante, indiferentemente às condições operativas de altura de queda e turbinamento, constitui uma simplificação.

Em vista desse aspecto, após a conclusão do primeiro ciclo de estudos do GTDP foi proposto um novo aprimoramento com o objetivo de não somente aumentar a acurácia dos parâmetros de perdas hidráulicas e produtividade específica, mas a própria forma pela qual essas grandezas são informadas aos modelos utilizados no planejamento da operação energética. Dadas as características naturais de ambos os parâmetros, foi proposta a representação das perdas hidráulicas em função da vazão turbinada e a

produtibilidade específica em função tanto da vazão turbinada, quanto da altura de queda líquida.

Os métodos apresentados no Relatório Técnico parecem bem robustos e adequados à proposta. Esforços no sentido de tornar a representação matemática dos modelos mais aderente à realidade física merecem sempre apoio por parte dos agentes geradores.

Nesse contexto, julga-se importante apresentar apenas alguns comentários.

Uma produtividade específica variável, capaz de capturar as variações das curvas-colina, mesmo que a modelagem não detalhe o número de unidades geradoras de cada usina, é adequada para utilização em modelos com a discretização horária ou semi-horária como o Dessem. A utilização de produtividade específica variável no Decomp pode induzir o modelo a despachar as usinas em faixas de operação de maior rendimento por todo o período de discretização, que no caso do Decomp é por patamar de carga. Isso é um erro, visto que a carga real possui um perfil variável ao longo do dia, diferente para dias úteis e feriados.

O relatório afirma que contorna essa questão com a utilização de valores médios semanais para definição da grade de valores para a produtividade específica. Entretanto, consideramos que essa questão carece de análises mais profundas.

Outra parte importante do relatório é a modelagem da perda hidráulica. O GTDP elaborou estudos bem detalhados a esse respeito, envolvendo até contratação de consultoria externa. Os resultados apresentados foram muito interessantes. Entretanto, a necessidade de linearização das funções para que possam ser utilizadas no Decomp, acabou limitando muito o aproveitamento desses resultados. Nesse ponto fica evidente a importância do estudo de otimização não linear no âmbito da CPAMP.

Além disto, visto que a compatibilidade entre os modelos é um princípio balizador para sinalização e precificação dos recursos do Sistema, sugerimos que sejam feitas análises adicionais, com objetivo de avaliar a representação da produtividade hidrelétrica do NEWAVE, de modo a assegurar que a alteração metodológica proposta pela CPAMP seja refletida em toda a cadeia de modelos.

Por fim, consideramos importante mencionar que essas implementações – caso reflitam as contribuições energéticas das usinas apenas no curto prazo – devem nortear apenas estudos de planejamento da operação pelo ONS. Estudos relacionados ao cálculo de Garantia Física, conforme largamente anunciado no GTDP, pertencem a outro escopo de utilização das informações, de modo que deve ser avaliado em momento oportuno se os dados apurados são ou não adequados para essa e demais utilizações. Nesse contexto, reforça-se o compromisso da ABRAGE em apoiar a utilização das melhores informações e metodologias disponíveis para o cálculo e revisão das Garantias Físicas, de modo a garantir a representação efetiva da contribuição energética das usinas em horizonte compatível com o planejamento da expansão.

4 VMinOP

O subgrupo de aprimoramento do GT-Metodologia da CPAMP recomendou o uso das restrições RHEs “opção RHE mix” para o modelo Decomp, de forma *hard* nos estágios do primeiro mês e *soft* no segundo mês com ambas tendo penalidade igual à utilizada no NEWAVE, ou seja, menor que o custo de déficit.

Consideramos que essa é a melhor opção para o momento, entretanto, ressaltamos que o ideal é que a restrição de VMimOP seja aplicada a cada reservatório de maneira individualizada em um modelo como o NEWAVE híbrido, com a finalidade de se manter alinhamento com a realidade física possível de verificação na operação do SIN.

5 Elevação da Energia Armazenada - Earm

Consideramos muito interessante a atuação e abordagem desse subgrupo, cuja finalidade é coordenar o direcionamento das implementações propostas no sentido de recompor os níveis de armazenamento do SIN para valores próximos àqueles verificados no período pré 2012.

Está claro que nenhum modelo oficial da cadeia, até o momento, conseguiu precificar adequadamente a necessidade de se reestabelecer tais patamares. Concordamos, portanto, com a análise do Ministério que aponta para a necessidade da elevação dos níveis de energia armazenada no sistema. Consideramos ainda que parte do problema deve-se aos reduzidos valores de VmimOP utilizados até o momento.

Consideramos também fundamental a proposta de elevação dos valores de VmimOP. Entretanto, parece-nos que os valores de 30% para os REEs Sul e Iguaçu ainda precisam se elevar para 40%.

Historicamente o ONS despachava térmicas fora da ordem de mérito sempre que o subsistema Sul atingia valores de EARM abaixo dos 40%. Isto se deve às características voláteis e de baixa capacidade de armazenamento subterrâneo das bacias, o que pode provocar o acentuado deplecionamento dos reservatórios da região em caso de longos períodos sem chuva, o que é comum. Combinado a isso, o sistema precisa das usinas da região Sul para complemento no atendimento à demanda instantânea, o que se traduz em uma geração compulsória no subsistema nos momentos de elevada demanda instantânea, mesmo em cenários hidrológicos recessivos. Desse modo, a elevação dos valores para 40% agregaria maior segurança ao fechamento do balanço de potência do sistema.

Finalmente cabe ressaltar que a introdução do VmimOP traz consigo um comportamento esperado dos modelos, que é a antecipação das decisões operativas que evita a violação das restrições de armazenamento mínimo de maneira que ninguém seja surpreendido por uma resposta matemática volátil provocada por uma intempestiva violação dessas restrições, o que seria o oposto da minimização do valor

presente para o valor esperado do custo total de operação e um total desacoplamento com a realidade operativa.

6 Impactos dos parâmetros do CVaR nas garantias físicas

Neste contexto de várias implementações propostas aos modelos para adoção a partir de janeiro de 2022, considera-se natural a necessidade de reavaliação dos parâmetros do critério de aversão ao risco CVaR, sobretudo na atual condição energética delicada e ainda não adequadamente precificada pela cadeia de modelos oficial do setor.

Entretanto, os estudos apresentados não foram suficientes para a construção de um consenso acerca dos valores de α e λ a serem adotados. Também não ficou clara a necessidade da alteração dos parâmetros no cálculo da Garantia Física. Talvez sejam necessários maiores estudos para que se definam quais valores de α e λ devem ser utilizados na metodologia de cálculo da Garantia Física.

Na apresentação do Workshop – GT Metodologia/CPAMP, foram simulados cenários da Revisão Ordinária de Garantia Física, considerando esses novos aprimoramentos, e verificou-se que o percentual médio de redução considerando o cenário proposto dos parâmetros α e λ 50/50 chega a -4,2%. Esse valor é muito representativo, diminuindo drasticamente a Garantia Física das UHEs. Conforme a Tabela a seguir, verifica-se que 93% das UHEs atingiram mais do que 5% de redução de Garantia Física, valor limite que o Decreto 2.655/1998 estabelece em cada revisão, e uma UHE atinge redução de 10%, valor limite de redução da Garantia Física que uma UHE pode ter durante a concessão.

Cenários	Número de UHE		
	Atingem o Limite 5%	Atingem o Limite 10%	Atingem Limites/Total
CB 2021	41	1	28%
CPAMP_5025	66	1	45%
CPAMP_5035	106	1	71%
CPAMP_5050	139	1	93%
CPAMP_2550	149	1	100%

Finalmente, cabe ressaltar que tanto a adoção do VmimOP quanto a calibração do CVaR acarretarão em oneração para os geradores hidráulicos mediante redução da Garantia Física, aumento do despacho térmico e redução do GSF decorrente. Isso é um contrassenso pois são os geradores hidráulicos que estão ofertando a possibilidade de armazenamento assim como aumento da segurança ao sistema através do atendimento ao requisito de flexibilidade necessário para fazer frente às variações de carga e geração de fontes não despacháveis e merecem ser remunerados adequadamente por isso e não onerados.