



GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ



Contribuição do GESEL-UFRJ ao PDE: Avaliação de alternativas de atendimento da demanda máxima e horária.

Nivalde José de Castro

Roberto Brandão

Houve um grande avanço metodológico na modelagem econômica da expansão da geração no PDE 2026. A economicidade da expansão do parque gerador não era captada corretamente pela metodologia anterior, que se limitava a minimizar os custos variáveis e de déficit, sem computar os custos fixos embutidos na contratação de nova capacidade. A nova metodologia minimiza o somatório de custos fixos e variáveis da expansão da geração e é claramente mais aderente à realidade da contratação de energia no Brasil, que se dá através de contratos de longo prazo, com fortes componentes de pagamentos fixos aos geradores.

Com esta nova metodologia é possível colocar e resolver problemas de grande importância na atual fase de transição para uma matriz de geração mais diversificada e com presença relevante de usinas com geração não controlável, sobretudo eólicas, solares e hídricas a fio d'água. Entre estes problemas estão a valoração da potência, a tomada de decisões que impliquem em acoplar a operação do sistema ao planejamento da expansão, a valoração da flexibilidade hídrica e a valoração da flexibilidade da geração térmica.

Todos estes problemas estão associados a uma das principais questões levantadas no PDE 2026 e que ainda merece estudos complementares, qual seja, como viabilizar da forma mais econômica o atendimento da demanda horária em um sistema com forte presença de geração não

controlável. O texto que se segue discorre sobre os problemas citados e tem o intuito de contribuir com o aprofundamento das pesquisas sobre a economicidade do atendimento da demanda horária. Os argumentos são derivados do projeto de P&D da Aneel *Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: contratação e remuneração variável*, desenvolvido em parceria pela ENEVA e pelo Gesel-UFRJ.

Valoração da potência

O PDE 2026 detecta a necessidade de dispor de maior volume de recursos com potência controlável para permitir o atendimento à demanda horária frente à variabilidade da geração de fontes renováveis. As modelagens apresentadas mostram claramente que com o crescimento da carga, o sistema pode ter déficits de potência, seja no horário de ponta, seja em outros horários.

Uma forma simplificada de valorar a potência é apurar o custo de uma instalação de geração dedicada exclusivamente a complementar a capacidade de geração existente no atendimento à demanda horária. Se, por exemplo, a tecnologia marginal para este uso for uma planta a gás operando em ciclo aberto, movida a GNL, o valor da potência será a soma dos custos fixos (da planta em si, da parcela dos custos fixos do terminal de GNL associados a ela e do custo para manter GNL em estoque no terminal para uso eventual) e dos custos variáveis, no caso, o custo esperado de combustível para geração térmica destinada a atendimento de ponta. Dado o baixo fator de capacidade esperado para tais plantas, é de se esperar que no valor da potência tenha maior peso os custos fixos relacionados às instalações de geração e liquefação e à manutenção de estoques de GNL.

O valor da potência hídrica existente

Apurado o valor de um acréscimo de capacidade instalada dedicada ao atendimento da demanda horário, a primeira linha de investigação deve ser avaliar se o sistema atual pode ser operado de forma a evitar custos com expansão destinados à contratação de potência adicional. A lógica operativa atualmente adotada consiste em minimizar o somatório dos custos variáveis esperados e de eventuais custos com déficit de suprimento. Mas as rotinas de otimização simplesmente desconsideram

quaisquer custos fixos e, por isso, nada garante que a estratégia operativa com menores custos variáveis seja a solução de menor custo total.

O planejador pode estar visualizando a uma necessidade de expansão de capacidade instalada dedicada a prover potência controlável ao sistema, mas a solução mais econômica talvez seja adotar uma estratégia operativa alternativa, com custos variáveis esperados superiores à indicada pelos modelos computacionais tradicionais, mas que implique em menor custo global, via redução de custos fixos.

Um exemplo pode ser elucidativo deste ponto. Uma parte das situações de déficit de potência pode ser evitada se os reservatórios das hidroelétricas forem mantidos mais cheios. Hoje em dia, ocorre grande perda de potência hídrica durante o período seco de todos os anos com a progressiva queda do nível dos reservatórios ao longo do segundo semestre.

A maior perda individual de potência por deplecionamento ocorre na UHE Tucuruí. A usina tem capacidade instalada de 8.370MW e queda nominal de 60,5m. O nível máximo operativo da usina é na cota 74 e o seu mínimo operativo é na cota 51,6 – uma expressiva variação total de 22,4m. A perda principal de potência não se dá, porém, pela redução da queda e sim pelo progressivo desligamento das usidades geradoras: na cota 62 as primeiras turbinas são desligadas e na cota 60,5 toda a casa de força 2, com seus 4.125MW de capacidade instalada, é desligada. Ora, uma estratégia operativa em que a casa de força 2 de Tucuruí nunca seja desligada, mantendo o reservatório cheio durante boa parte do período úmido, reduziria significamente a necessidade de investimentos em nova capacidade. A avaliação econômica desta alternativa é simples: o que é mais barato, manter Tucuruí sempre acima da cota 62 ou contratar mais capacidade de geração de ponta?

O problema consiste em avaliar o custo da energia necessária para manter Tucuruí acima da cota 62, apurar o acréscimo real de potência disponível trazido por esta estratégia operativa e comparar o custo incorrido estabelecer um nível mínimo de armazenamento ao custo da expansão evitada. Uma alternativa seria o ONS manter alto o nível de Tucuruí despachando mais intensamente as termoeletricas existentes. Mas para simplificar o problema é possível comparar o custo da contratação de uma nova termoeletrica de base capaz de gerar, durante o período seco,

toda a energia ainda estocada na cota 62. Ora, o reservatório de Tucuruí tem uma capacidade total para estocar 7.750Mwmes. Como à cota 62 ainda restam cerca de 2.300Mwmes no reservatório, seria preciso contratar uma térmica de base capaz de gerar pouco menos de 330Mwmes durante sete meses para compensar a energia hídrica que deixará de ser usada. O custo da energia necessária deve ser comparado aos custos evitados em termos de contratação de termoeletricas de ponta.

É bem possível que se mostre mais barato aumentar a potência disponível do sistema aumentando a geração térmica de base e não aumentando a geração de ponta. Essa hipótese não foi levantada no PDE 2016, mas deve ser avaliada com cuidado.

A mesma abordagem pode ser empregada para outras hidroelétricas com reservatório: a forma mais econômica de aumentar a potência controlável disponível para o sistema talvez seja mantendo níveis relativamente altos de armazenamento. E, assim, a forma mais barata de aumentar a geração controlável talvez seja reforço na geração de base, seja usando mais intensamente as termoeletricas existentes, seja contratando novas termoeletricas destinadas à geração de base.

Valoração da flexibilidade operativa térmica

Outro ponto que merece ser estudado é a conveniência de maximizar a flexibilidade operativa do parque gerador termoeletrico brasileiro, incluindo aí as usinas existentes, inclusive aquelas com perfil de geração de base. As termoeletricas são hoje contratadas em um regime comercial que é compatível com a operação no regime de back-up de geração de base, isto é, alternando períodos de ociosidade, quando a hidrologia é boa, e períodos de despacho na base, quando a hidrologia se mostra desfavorável. As usinas têm Custo Variável Unitário (CVU) único e não há previsão de remuneração adicional por uma geração em um padrão mais flexível, com partidas frequentes e eventualmente com operação fora do ponto de rendimento ótimo.

Do ponto de vista técnico, algumas usinas têm condições de operar de forma mais flexível, modulando a geração ao longo dos dias. Outras usinas precisam realizar investimentos adicionais para tornar a geração mais flexível, viabilizando, por exemplo, partidas mais rápidas. Mas o fato é que as modalidades atuais de contratação e a regulação econômica

da geração não só desincentivam tais investimentos, como induzem os agentes a declararem uma flexibilidade operativa menor do que sua realidade técnica a fim de evitarem incorrer em custos que não serão remunerados. Para reverter este quadro é preciso demonstrar que vale a pena incorrer em custos adicionais para obter maior flexibilidade das termoeletricas.

Há duas formas não excludentes de valorar a flexibilidade térmica. A primeira delas consiste em apurar a remuneração adicional necessária para viabilizar uma geração em regime mais flexível (seja na forma de remuneração dos investimentos em ativos fixos, de pagamento unitaditional por um maior número de partidas ou pela geração fora do ponto de rendimento ótimo) e compará-la à economia esperada com o pagamento de geração flexível (por exemplo, custos evitados com combustíveis com eventuais paradas em horário de carga leve para acomodar uma maior geração eólica).

A segunda forma de valorar a flexibilidade térmica é apurar o custo dos os investimentos evitados em nova capacidade de geração flexível e compará-lo com a remuneração adicional necessária para viabilizar maior flexibilidade da geração existente.