

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 103/2021

**NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES
LIVRES - ABRACE**

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 103/2021

OBJETO: Consulta Pública com objetivo de colher subsídios da sociedade para os temas de Volatilidade do CMO/PLD, Representação Hidrológica e Produtibilidade Hidroelétrica, com vistas a aprimoramentos na coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelas instituições e agentes.

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro - SEB, apresenta abaixo suas considerações sobre os aprimoramentos necessários para que a cadeia dos modelos computacionais utilizados reflitam a real condição operativa e hidrológica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Descrição do Problema

As condições atuais do Sistema Interligado Nacional – SIN apresentam um déficit hidrológico que não está se refletindo no preço da energia no Mercado de Curto Prazo – MCP, nos levando a conviver em mundos paralelos dentro do setor elétrico, onde usinas termoelétricas vêm sendo despachadas a custos extremamente elevados, enquanto os preços de curto prazo permanecem estáveis em torno de R\$ 160/MWh.

Impactos nos Negócios das Empresas de Energia

Os reflexos do preço de curto prazo desalinhado com a conjuntura do abastecimento podem ser diretamente mensuráveis, como a cobrança de Encargos de Serviço de Sistema, mas há ainda outros efeitos, que não são tão diretos. O descolamento entre a operação e preço deteriora a relevância dos contratos de energia como instrumento de gestão de risco. Enquanto os encargos são concentrados nos consumidores de energia, a deterioração do valor contratos como instrumento de hedge se espalha por toda a cadeia.

Para as distribuidoras, a distorção do preço de curto prazo pressiona o caixa das companhias. As despesas aumentam na velocidade da cobrança dos encargos, mensalmente. Porém, o mecanismo de bandeiras tarifárias, criado para incrementar a receita e equilibrar esta situação, não tem os sinais adequados de preço para que seja acionado na proporção equivalente a criticidade do atendimento energético. Por outro lado, a sobra estrutural de contratos de energia que poderia prover um colchão de liquidez para os consumidores cativos e para os acionistas das companhias é valorada a preços de curto prazo substancialmente inferiores aos custos da energia adquirida.

A nova composição da matriz elétrica, com menor capacidade de regularização das vazões naturais e aumento da participação de fontes de geração não despacháveis demanda novas estratégias dos grandes geradores hidrelétricos. Geradores hidrelétricos que acompanham os níveis críticos de vazões e armazenamento do sistema ao longo de 2020, e porventura, tenham atuado ativamente com a aquisição de contratos para mitigação do risco hidrológico em 2021.

Estas mudanças na matriz elétrica combinadas com um sinal inadequado do preço da energia pode levar a soluções equivocadas como a contratação de reserva de capacidade. Troca-se a oportunidade de melhoria dos sinais de preço pelo pagamento permanente de encargos. Esta solução acaba incrementando os custos exclusivamente

aos consumidores, reduz a relevância das interações do mercado e dificulta o aprimoramento do processo de formação de preço.

Evolução na Metodologia no Processo de Formação de Preço de Energia

Nos últimos quase 20 anos nota-se uma busca de novas metodologias que permitam que o modelo de preço não só simule as interações entre oferta e demanda no curto, mas que também incorpore critérios de aversão ao risco de abastecimento.

O Relatório de Progresso nº 2 do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, de fevereiro de 2002, descreve uma situação bastante particular do comportamento do modelo de preços antes do racionamento:

“Em janeiro de 2000, o preço subiu para 286 R\$/MWh, o que permitiu o despacho de todos os recursos térmicos da região. Entretanto, observa-se uma brusca redução dos preços já nos meses de fevereiro e março, para 191 R\$/MWh e 85 R\$/MWh, respectivamente. Estes preços já não permitiram o despacho preventivo das usinas térmicas, sinalizando desta forma uma reversão de expectativa de ocorrência de escassez severa para outra de relativa tranquilidade. Esta reversão de expectativas foi bastante discutida pelos agentes e técnicos do setor na ocasião, pois havia a percepção de que o sistema poderia enfrentar dificuldades de suprimento.”

O comportamento descrito pode ser comparado com a recente transição do período seco de 2020 para o período úmido em 2021.

A recomendação do Comitê de Revitalização foi a introdução de aversão a risco na formação de preços. Desta forma, houve o reconhecimento das limitações do modelo para operação do sistema e a necessidade de mecanismos auxiliares para o acionamento de usinas térmicas.

Por vários anos foi utilizada a Curva de Aversão ao Risco (CAR), uma curva de níveis de reservatórios mínimos a cada mês para o acionamento de térmicas dentro do modelo. Tal metodologia é similar a Curva Referencial de Armazenamento utilizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a diferença que as térmicas são acionadas fora da ordem de mérito de preço e suportados pela cobrança de encargos dos consumidores.

A metodologia da CAR foi substituída pela incorporação de metodologia de aversão ao risco interna aos modelos, o *Conditional Value at Risk (CVaR)*. Mesmo com uma nova metodologia no processo de formação de preços e ajustes nos parâmetros de riscos a

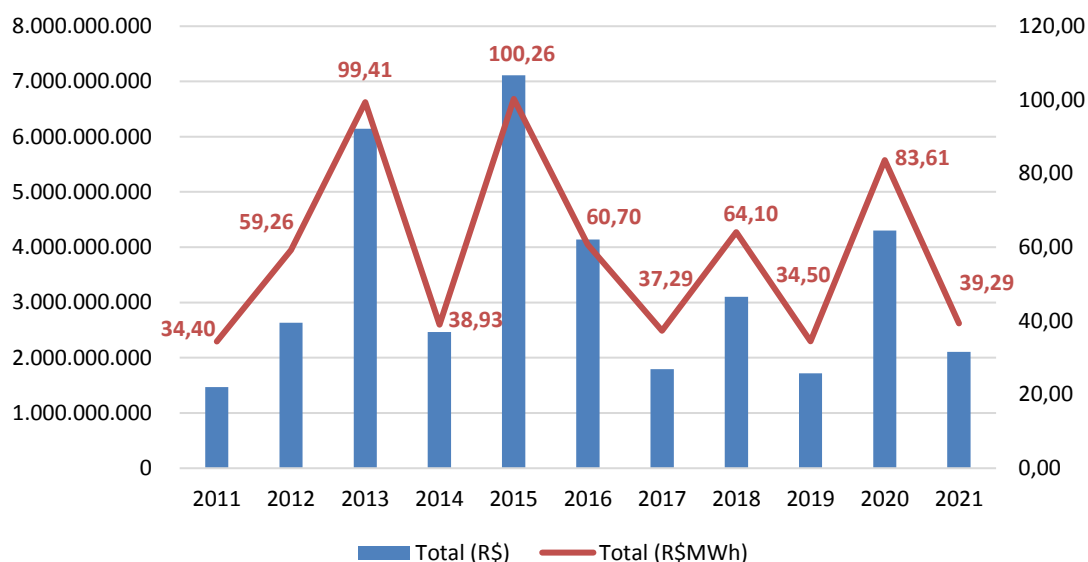
antecipação de despacho termelétrico em situações nota-se que a aversão ao risco real, representada pela Curva Referencial de Armazenamento, é diferente da representada pelo modelo.

Impactos nos Encargos de Serviços do Sistema

Nos últimos anos os custos com os Encargos de Serviço de Sistema – ESS têm sido significativos, sendo um recurso que deveria ser utilizado para pequenas diferenças entre a carga e a geração que não foram contempladas nos modelos. Porém, o que se vê são despesas bilionárias que afetam a previsibilidade e geram custos elevados aos consumidores, sugerindo ainda que os modelos não estão respondendo como deveriam, ao não refletir a realidade operativa do sistema.

O gráfico 1 ilustra o montante que os consumidores suportaram com os encargos desde 2011. Nesse intervalo de dez anos fechados o custo total com os Encargos de Serviço de Sistema – ESS foi de aproximadamente R\$ 36,9 bilhões, em que se destaca o ano de 2015 com um custo de R\$ 7,1 bilhões, maior valor desde a criação do ESS. Esse montante foi reflexo da situação crítica que o SIN vivenciou devido aos baixos valores dos reservatórios e a falta de chuva nos anos de 2014 e 2015, gerando um alto despacho fora da ordem de mérito por razões de segurança energética.

Gráfico 1. Custo com o ESS de 2011 a 2021.



Mesmo com todas as alterações metodológicas na formação do modelo de preço, a aversão ao risco real custou o equivalente à uma usina hidrelétrica estruturante aos consumidores nos últimos 10 anos.

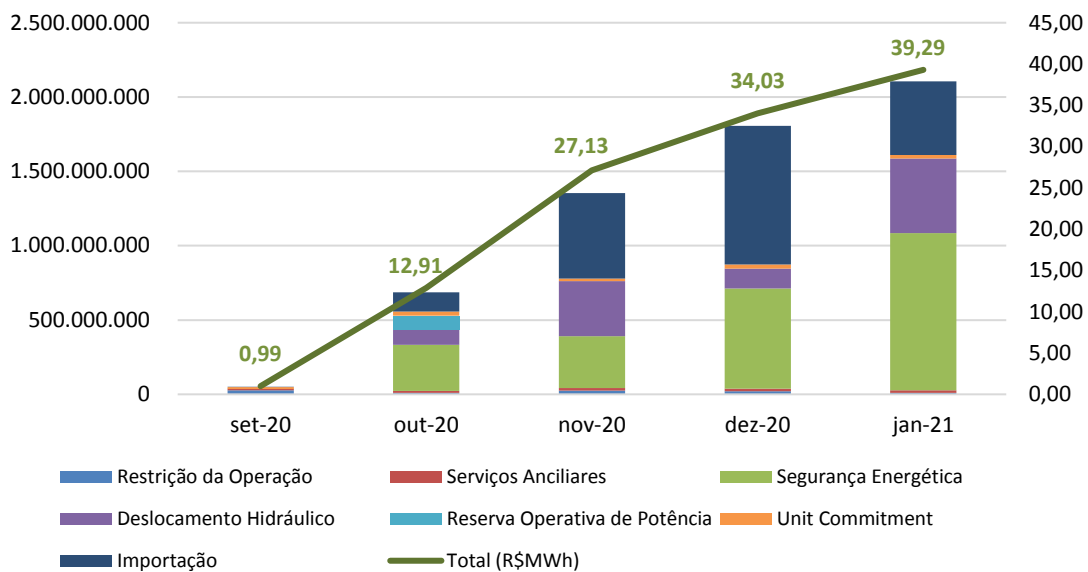
A partir de 2018 foram surgindo novas rubricas de encargo, a começar pelo Deslocamento Hidrelétrico, onde até o momento foram cobrados do consumidor um montante de aproximadamente R\$ 656 milhões, até dezembro de 2020. Ainda em outubro de 2018, iniciou-se a cobrança por Reserva de Potência Operativa, com o objetivo de trazer ainda mais segurança a operação do SIN e onerando cada vez mais o consumidor fora dos preços contratuais, com custos aproximados de R\$ 1 bilhão, até dezembro de 2020.

Em janeiro de 2019, devido a Portaria MME nº 339/2018, ficou autorizada a importação de energia interruptível do Uruguai e da Argentina visando substituir o despacho fora da ordem de mérito de térmicas mais caras do sistema, buscando-se reduzir os custos com o encargo por segurança energética. Porém, até o momento os custos com essa importação já superam o montante de R\$ 1,6 bilhão.

E, até o momento, o último encargo a ser criado foi o de *Unit Commitment*, com o objetivo de arcar com os custos das restrições das usinas termelétricas referentes a tempo de funcionamento (ligada/desligada), rampa de geração, entre outras restrições, gerando um custo de aproximadamente R\$ 134 milhões, até dezembro de 2020.

Destaca-se no gráfico 2 a evolução, desde setembro de 2020, de cada rubrica do ESS, em que os dados referente a janeiro de 2021 são estimativas da ABRACE conforme valores disponíveis do Boletim Diário da Operação – BDO do Operador Nacional do Sistema – ONS e do InfoPLD da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Gráfico 2. Valores por rubrica de ESS.



Evidencia-se do gráfico o acelerado crescimento do valor total do ESS e, principalmente das rubricas de segurança energética e importação de energia. Dentro do histórico do ESS, o valor de R\$ 34/MWh, consolidado e retirado do Info Mercado da CCEE, foi o maior valor cobrado dos consumidores e podendo ser ainda maior em janeiro de 2021, segundo estimativas da ABRACE, atingindo um valor de R\$ 39/MWh, ultrapassando assim o montante de dezembro de 2020 e tornando-se o maior valor a ser cobrado por encargo dos consumidores.

Diante da preocupação da criação de mais rubricas do ESS, que oneram cada vez mais o consumidor, bem como desse crescente custo com encargos, principalmente a evolução dos custos com segurança energética e importação, custos estes fora dos modelos computacionais, vê-se a necessidade de aprimoramentos nestes modelos que levem o preço a incluir essa necessidade de despacho para manter a segurança do sistema e conservar os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Os custos com os encargos são arcados pelos consumidores e as indústrias, por utilizarem expressivos montantes de energia, sustentam uma elevada parcela do ESS, já que o encargo é cobrado proporcionalmente à energia consumida. Custos esses que correm por fora de seus contratos de energia firmados com seus fornecedores, gerando riscos, falta de previsibilidade, onde os contratos deveriam servir justamente para assegurar essa característica essencial para sua produção, e, principalmente, repasses

futuros desses custos aos produtos, que acabam impactando outros consumidores e a economia do país.

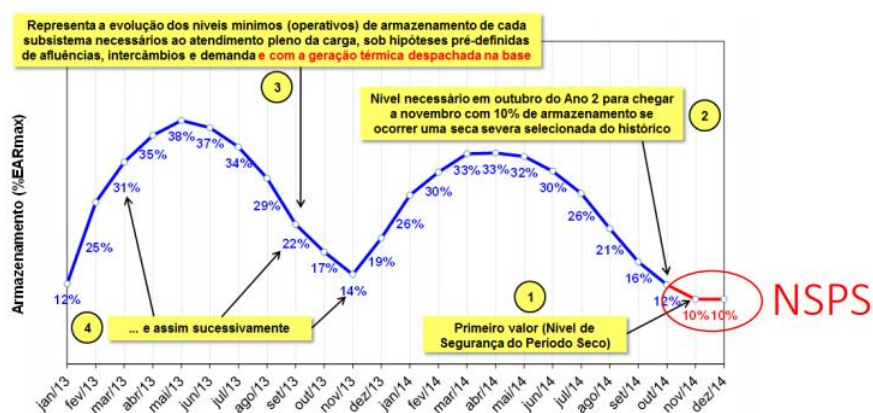
A fim de contribuir para melhorar a qualidade da formação do preço, refletindo a real situação hidrológica do sistema, incluindo no preço a necessidade do despacho térmico, e garantir que os contratos de energia reflitam a previsibilidade necessária aos consumidores e que a cadeia de energia atenda os interesses dos consumidores e não o contrário, seguem as contribuições da ABRACE para esta Consulta Pública.

Requisitos mínimos de armazenamento de energia

Com o objetivo de aumentar a segurança no planejamento da operação, no passado, foram incorporados no modelo os mecanismos de aversão a risco, por meio das Curvas de Aversão ao Risco – CAR, para estabelecer o nível mínimo de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas necessário para a produção de energia com segurança para o SIN.

Estas curvas foram instituídas por meio de Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE nº 109 de 2002, sinalizando eventuais riscos de desabastecimento de energia provocados por alterações no volume de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas – UHEs. Então foram adotadas curvas bianuais de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das UHEs, por submercado e revisadas anualmente, nos modelos de formação de preço. E, caso houvesse violação dos níveis da CAR, penalidades eram impostas no modelo matemático.

Figura 1. Curvas Bianuais de Aversão a Risco.



Fonte: Apresentação CPAMP GT Metodologia – Workshop sobre Mecanismos de Aversão a Risco nos modelos computacionais de planejamento, operação e formação de preços.

Porém, em 2009, devido ao problema que os requisitos de armazenamento da CAR, incorporados no modelo, não eram capazes de antecipar as decisões de despacho de geração térmica e intercâmbios entre os submercados, para horizontes mais distantes que o simulado no Programa Mensal de Operação – PMO, de dois meses, e de forma a evitar a possível violação futura da CAR, o ONS formulou uma alternativa metodológica, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, a fim de garantir a segurança energética do sistema.

Esta metodologia buscava definir um nível de segurança ao final do mês corrente que garantia, de maneira determinística, níveis adequados até novembro do segundo ano, ao considerar uma estação chuvosa crítica. Então, para cada mês era definido um valor de afluência de segurança, em %, para que a partir desse ponto, fosse possível chegar no nível de segurança do período seco, em novembro do segundo ano. Essa modelagem adicional ficou vigente até julho de 2013.

Em março de 2013, por meio da Resolução nº 3 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabeleceu o uso de uma Curva Quinquenal de Aversão ao Risco – CAR5. Seu uso foi estabelecido em caráter transitório até que os estudos e implementação de um mecanismo interno ao modelo computacional fosse estabelecido. Sua construção utilizava as mesmas premissas da CAR e era composto pela adoção, em cada ano do horizonte do NEWAVE e para cada subsistema, do primeiro ano de curvas elaboradas com a mesma metodologia das CARs bianuais.

Após a discussão com a sociedade, das modelagens propostas para serem utilizadas no modelo computacional, o CPAMP decidiu pelo uso do Valor Condicionado ao Risco – CVaR, que passou a ser utilizado a partir de setembro de 2013. Esse mecanismo consiste em dar mais peso para cenários desfavoráveis na fase de otimização do modelo, por meio da adoção de parâmetros de quantos cenários ponderar (α) e com que peso (λ).

Assim, o CVaR busca dar maior importância aos cenários hidrológicos de custo mais elevado no cálculo da política de operação. Ao considerar, na função objetivo do modelo, uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ , além de minimizar o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso $(1 - \lambda)$, conforme a figura abaixo.

Figura 2. Função objetivo do NEWAVE.

$$\min_{x_1} \left[c_1 x_1 + \underbrace{(1-\lambda)}_{\text{Peso para o valor esperado}} E \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] + \underbrace{\lambda}_{\text{Peso para o CVaR}} \text{CVaR}_{\underbrace{\alpha}_{\text{Nível de risco}}} \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] \right]$$

Fonte: Apresentação CPAMP GT Metodologia – Workshop sobre Mecanismos de Aversão a Risco nos modelos computacionais de planejamento, operação e formação de preços.

Em 2013 foram adotados os parâmetros $\alpha=50$ e $\lambda=25$ e em 2016 os valores foram reavaliados e passaram a vigorar, a partir de maio de 2017, diferentes valores para os parâmetros, $\alpha=50$ e $\lambda=40$, com o objetivo de dar mais peso aos cenários de afluências futuras mais críticos no modelo. E mais recentemente utiliza-se os parâmetros $\alpha=50$ e $\lambda=35$.

Ainda, a fim de prover a aderência do modelo de otimização ao que se adota na operação do SIN, incluiu-se um mecanismo adicional de segurança aos modelos de otimização energética, o Volume Mínimo Operativo – VMinOp. Representando as restrições referentes a níveis mínimos de armazenamento no planejamento anual e na programação mensal da operação do SIN em cada subsistema, em concomitância com o uso do CVaR.

Então, foram adotados, a partir de janeiro de 2020, os volumes mínimos operativos, ao final do mês de novembro, representando o volume mínimo em que cada subsistema poderia atingir no período seco, sendo de:

- SE/CO: 10% EARmáx.
- Nordeste: 22,5% EARmáx.
- Norte: 10,7% EARmáx.
- Sul: 30% EARmáx.

Porém, a cada mudança nos parâmetros e nas modelagens dos mecanismos de aversão a risco, vislumbrava-se que a sinalização do modelo era insuficiente para a segurança energética do SIN. Levando a despachos fora da ordem de mérito por segurança energética, mesmo com os aprimoramentos na aversão ao risco. Sendo necessário, na maioria dos anos, de despachos dessa natureza para suprir a demanda

de energia do sistema fora do modelo computacional que define o preço e a operação do SIN.

Assim chegamos novamente nesse ponto, em que o modelo, mesmo com as métricas de aversão ao risco adotadas, não consegue refletir a realidade operativa do sistema, muito menos o nível de aversão ao risco imposto pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Vivenciamos cenários de preços baixos ao mesmo tempo em que temos baixos níveis de armazenamento em quase todos os reservatórios do SIN. O que leva às usinas térmicas que estão sendo despachadas no mérito não conseguem poupar a água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sendo necessário a intervenção política do CMSE para deliberar um despacho fora da ordem de mérito, aliado a uma importação de energia dos países vizinhos, com custos elevados que viram encargos para os consumidores.

Dos dados recentes, já foram despachados 3,2 GWmédios de térmica fora do mérito por segurança energética, frente a 8,6 GWmédios de térmica dentro do mérito, no mês de dezembro de 2020, e em janeiro de 2021 foram despachados 4,3 GWmédios de térmicas fora do mérito por segurança energética, enquanto 7,7 GWmédios foram despachadas no mérito. Além de um alta importação em dezembro de 1,3 GWmédios e em janeiro de 1 GWmédios.

Diante da evolução aqui vista dos mecanismos de aversão a risco e do cenário atual de déficit hidrológico que não está sendo representado no modelo, é necessário, urgentemente, a realização de aprimoramentos no modelo de médio e curto prazo, priorizando por incluir no modelo funcionalidades que favoreçam a melhor representatividade das variáveis mais atuais do sistema.

Ações de médio prazo

Para as medidas de médio prazo, que devem passar por aprovação até julho de 2021 para serem operacionalizadas a partir de janeiro de 2022, entendemos que o modelo não está representando as restrições hidráulicas de forma realista, onde os valores de VMinOp escolhidos para cada subsistema devem ser revistos, a fim de ter-se uma melhor calibração dos riscos de reservatórios tão baixos e evitar que os preços continuem irrealistas, como visto atualmente, levando a uma intervenção no sistema para despachos fora da ordem de mérito porque o modelo não está guardando água e elevando os armazenamentos quando necessário.

Para tal, deve-se utilizar uma curva com valores mínimos mensais a ser incorporada nos modelos, mais restritiva. Sendo possível utilizar a curva referência do CMSE para os despachos fora da ordem de mérito. Onde seriam respeitados esses valores mínimos, por mês e por subsistema. Incorporando assim a percepção de risco de fora para dentro dos modelos, evitando-se a geração térmica fora da ordem de mérito, sendo que o montante necessário de geração térmica estaria dentro dos modelos e formando preço, contribuindo para a previsibilidade esperada por todos os agentes do setor.

Outro aprimoramento necessário é incluir esses novos valores da curva de referência também no DECOMP. Proporcionando assim maior aderência entre o NEWAVE e DECOMP, além do que se adota na operação do SIN. E, com a inclusão dessas curvas nos modelos computacionais, estes devem responder de maneira mais realista também à necessidade de elevação dos níveis de armazenamento.

Dentre as metodologias que se encaixam nas ações de médio prazo, em pauta nesta Consulta, a que se mostra mais positiva e factível para incorporação no modelo neste ciclo é a nova metodologia de geração de cenários. Em que o aprimoramento de incluir as últimas 12 afluições no modelo de geração de cenários GEVAZP conseguirá representar melhor a hidrologia recente. Os valores previstos se aproximarão mais do que foi realmente realizado, atingindo uma melhor representatividade dos cenários de Energia Natural Afluyente – ENA.

E outra opção citada nos documentos que compõem essa Consulta, é a de atualizar o NEWAVE semanalmente a fim de permitir a atualização da Função de Custo Futuro – FCF com mais frequência, reduzindo assim o tempo de atualização dessa função e permitindo que dados mais atuais sejam utilizados para formação do preço e operação do sistema. Uma boa alternativa para trazer ainda mais a aderência com a realidade operativa que buscamos.

Estas medidas de médio prazo aqui citadas, podem levar a um aumento de custos, devido ao aumento dos preços de saída dos modelos, porém, irá aumentar o armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas e incorporar ao modelo uma geração que estava sendo despachada fora do mérito.

Ações de curto prazo

Já para medidas de curto prazo que poderiam ser implementadas no modelo para que a situação vivida atualmente não se perpetue até as medidas de médio prazo sejam operacionalizadas apenas em janeiro de 2022, propõe-se alterações nos dados de entrada do modelo.

Fundamental, inclusive nas alterações de curto prazo, garantir previsibilidade às alterações realizadas, assim sugerimos uma discussão prévia com os agentes por meio de Consulta Pública, junto à ANEEL, a fim de discutir as alterações propostas com toda sociedade. Contudo, que esse processo de discussão seja breve e que assim que tais aprimoramentos forem aprovados, que esses sejam implementados nos modelos para utilização imediata no Programa Mensal de Operação Energética (PMO) elaborado pelo ONS.

A primeira delas é incluir a alteração da taxa de desconto, que foi um tema já discutido no GT Metodologia da CPAMP, com a realização de simulações e com resultados que demonstraram que uma definição mais aderente a realidade econômica do país tende a antecipar o despacho térmico e contribuir para um maior armazenamento dos reservatórios.

Dado que a taxa de desconto utilizada atualmente no modelo é de 12% a.a. para alocar os recursos distribuídos ao longo do tempo devido a escolhas intertemporais, entende-se que esse valor deve ser revisto para uma taxa que reflita melhor o racional econômico utilizado no mercado. Como contribuição, seria importante alterar para um valor de taxa já amplamente utilizada como balizador para financiamento de projetos, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Taxa de Longo Prazo – TLP. Atualmente essa taxa é definida por IPCA + 2,09% a.a..

Uma segunda alteração, como medida de curtíssimo prazo, visando aproximar os modelos de programação da operação e de formação de preço da realidade operativa do SIN é atualizar, mensalmente em cada PMO para o mês seguinte, os dados de entrada relativos aos volumes mínimos operativos que cada subsistema deve ter ao final do período seco. Essa alteração objetiva inclui o despacho fora da ordem de mérito dentro do mérito, formando preço e garantindo um aumento do nível de armazenamento dos reservatórios em períodos críticos do sistema.

O cenário atual, evidenciado no início desta contribuição, só confirma que o modelo não está conseguindo refletir o déficit hídrico pelo qual estamos passando, sendo necessário

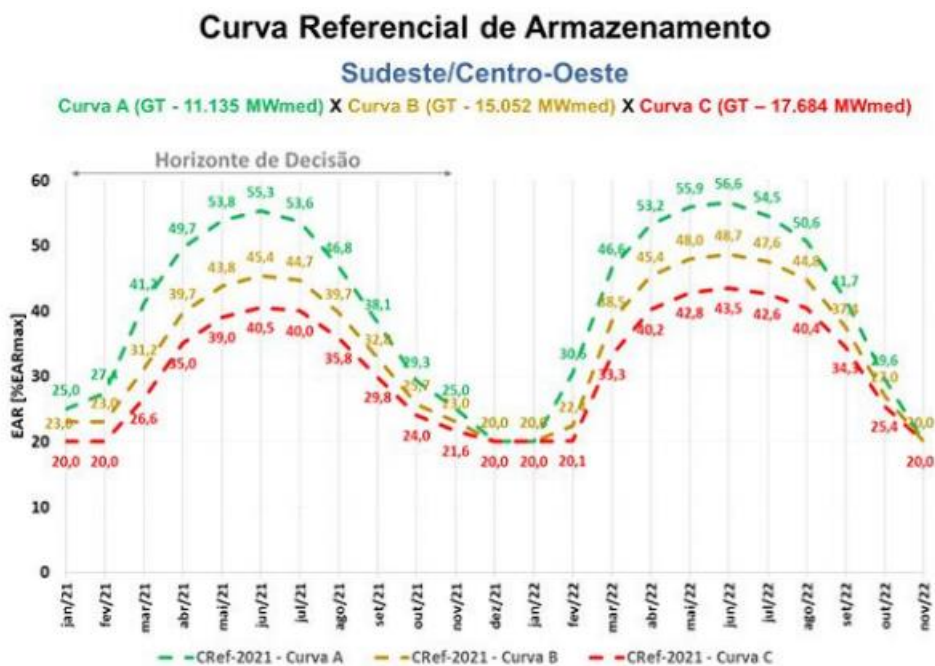
o despacho térmico fora do modelo para preservar a água dos reservatórios, gerando altos custos aos consumidores que são prejudicados com a falta de previsibilidade dos custos do setor.

Essa inclusão mensal de valores de VMinOp no modelo seguiria uma metodologia simples definida com o objetivo de emular a curva referencial utilizada pelo CMSE via VMinOp no NEWAVE. Tal metodologia seguiria os seguintes passos:

1. Analisar, ao final do mês, o nível de armazenamento em que os reservatórios dos subsistemas se encontram.
2. Identificar em qual curva (A, B ou C) encontra-se o valor verificado de armazenamento.
3. Ver no modelo quanto de despacho dentro do mérito ele está sinalizando até novembro do ano vigente.
4. Fazer a diferença entre o despacho termelétrico vigente e o despacho termelétrico da curva.
5. Calcular o equivalente em reservatório para o mesmo período: transformar em volume de armazenamento % EARmax.
6. Encontrar o aumento necessário do VMinOp de novembro.
7. Incluir esse valor como VMinOp adicional no NEWAVE para o PMO do próximo mês.

As curvas referenciais citadas, utilizadas a partir de fevereiro de 2021 pelo CMSE para definir a geração fora da ordem de mérito, foram aprovadas recentemente, conforme deliberado em reunião ocorrida com os agentes. Em que o ONS apresentou uma proposta de aprimoramento da metodologia vigente que pauta a necessidade do despacho fora da ordem de mérito por meio de uma curva de referência de armazenamento para 2021 e 2022. Para o submercado SE/CO foram definidas três curvas de referência, cada uma associada a uma premissa de geração termelétrica independente de estar ou não dentro do mérito. Essas curvas foram definidas de forma a assegurar nesse subsistema um armazenamento mínimo de 20% ao final de 2022, como pode ser visualizado na figura 3.

Figura 3. Curvas referenciais de armazenamento do subsistema SE/CO.



Fonte: MME.

Já para os demais subsistemas, as restrições de armazenamento mínimo ao final do período de 2022 serão de 30% para o Sul, de 23,5% para o Nordeste e 20,8% para o Norte, resultando em uma única curva de referência por subsistema.

Trazemos aqui um exemplo da aplicação da metodologia proposta, de acordo com as curvas do CMSE acima. O passo a passo seria:

1. O Sudeste/Centro-Oeste encontra-se com 24% armazenamento ao final de janeiro de 2021.
2. Se encaixa na curva amarela e sinaliza um despacho térmico de 15 GW médios.
3. Supondo que o Newave sinalize 10 GW médios por mês de despacho de térmicas dentro do mérito até novembro de 2021.
4. A diferença entre o despacho térmico necessário (Curva Referencial) e o despacho por ordem de mérito é de 5 GW médios.
5. Esses 5 GW médios nos próximos 9 meses representa um adicional de 4,52% no armazenamento do SE/CO.
6. O VminOp para novembro de 2021 agora será os 23% EAR_{máx} da curva somado a +4,52%, então 27,52% EAR_{máx}.
7. Incluir esse novo valor no modelo como nível meta para novembro de 2021.

Assim, será incluído no modelo o real valor que os reservatórios precisam chegar em novembro de 2021 para garantir uma operação com segurança para suprir toda a carga do SIN nesse horizonte, evitando-se o despacho fora da ordem de mérito e incluindo no preço o custo dos despachos.

E, por fim, deve-se analisar melhor alterações adicionais que podem ser realizadas no curtíssimo prazo para que aspectos importantes sejam atualizadas nos modelos a fim de que esses respondam melhor a situação vivenciada, que prejudica a busca pela aproximação dos modelos à realidade física.