

Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

GT Metodologia

SUMÁRIO EXECUTIVO

Sumário

Sumário.....	2
1. Introdução.....	3
2. Contextualização.....	4
3. Aperfeiçoamentos propostos pelo GT Metodologia da CPAMP no ciclo 2018-20197	
4. Principais Resultados.....	8
5. Parametrização do CVaR.....	8
6. Referências.....	10

1. Introdução

Este sumário executivo está inserido no contexto do Grupo de Trabalho “Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais para o Planejamento da Expansão, Operação do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB e Formação do Preço do Mercado de Curto Prazo”, chamado de GT Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 1, de 2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47, de Fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e a CCEE.

O Grupo de Metodologia da CPAMP é coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética -EPE (representada pela Assessoria da Presidência e Superintendência de Planejamento da Geração – SGE) e conta com a participação do Ministério de Minas e Energia - MME (representado pelas Secretarias de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE e Assessoria Econômica - Assec), da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação da Geração – SRG), do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (representado pela Gerência Executiva de Planejamento Energético) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços - GEPRE). O grupo conta com a assessoria técnica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

Considerando o cronograma de trabalho¹ estabelecido pela CPAMP para o ciclo de 2018-2019, o Grupo de Metodologia da CPAMP, doravante denominado de GT-Metodologia, se dividiu em cinco subgrupos:

- 1 Aprimoramentos no modelo DESSEM e implantação do preço horário no mercado de curto prazo²
- 2 Variabilidade Amostral e representação da árvore de cenários
- 3 Volatilidade do CMO/PLD
- 4 Mecanismo de aversão ao risco: CVaR + Volume Mínimo Operativo (VminOp)
- 5 Representação hidrológica: geração de cenários

¹ Divulgado no sítio do MME: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cpamp>

² Esse tema já foi objeto de consulta pública – CP nº71, de 30/04/2019 – e por isso não será abordado neste documento.

2. Contextualização

Variabilidade Amostral e representação da árvore de cenários

Após a aprovação da entrada de 12 Reservatórios Equivalentes de Energia - REE pela CPAMP, em julho de 2017, verificou-se, em todas as simulações do PMO com 12 REE, a partir de agosto de 2017, uma redução abrupta do CMO no quarto mês, na consulta à Função de Custo Futuro (FCF). Esse comportamento recebeu o nome de “efeito dente”.

No ciclo 2017-2018 da CPAMP, técnicas de reamostragem da *forward* foram avaliadas, entretanto, não se mostraram suficientes para reduzir a variabilidade amostral associada à árvore completa, definida pelos cenários da recursão *backward*.

No ciclo 2018-2019 foi dada continuidade a essa atividade, uma vez que o estado da arte em relação à Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE recomenda que técnicas de reamostragem de cenários *forward* sejam aplicadas [5], tanto para a melhoria da qualidade da Função de Custo Futuro - FCF, medida pela estimativa do limite inferior do custo total esperado de operação em todo o horizonte de estudo (ZINF), quanto na redução da variabilidade amostral. Portanto, neste ciclo, foi proposta a aplicação no modelo de planejamento da operação (NEWAVE) de técnica de reamostragem de cenários *forward*.

Após uma avaliação mais detalhada do problema, descrito em [1], atendendo à demanda do GT-Metodologia, o CEPEL mostrou que a redução abrupta do CMO foi ocasionada pela geração de cenários de afluência com valores atipicamente elevados, gerados pelo sorteio de ruídos aleatórios com média bastante elevada, cuja probabilidade de ocorrência era bastante reduzida (aproximadamente 0,27%). De modo a minimizar os efeitos da ocorrência de cenários tão atípicos, o CEPEL se empenhou em identificar melhorias no algoritmo de agregação da amostragem seletiva, culminando com a proposta de substituir o representante desse processo³, que resultou na redução da variabilidade amostral da árvore completa e do “efeito dente” outrora identificado, conforme descrito em [3].

Volatilidade do CMO/PLD

A característica hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional (SIN) confere a sua operação uma componente de incerteza associada à geração de cenários/previsão do comportamento hidrológico futuro, tendo, muitas vezes, o valor marginal da água como o fator determinante para a trajetória do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Por conta da correlação temporal presente no processo hidrológico, as estimativas de afluências futuras de uma hidrelétrica ou REE dependem de variações das próprias afluências de períodos anteriores e, além disso, são influenciadas pelas afluências das outras hidrelétricas/REEs. Destaca-se que a mudança na disponibilidade dos recursos, seja o total no SIN ou alterando sua

³ O centróide passou a ser o representante do processo de agregação da Amostragem Seletiva no lugar do ruído mais próximo.

alocação entre as hidrelétricas/REEs, pode mudar a solução do problema de otimização, inclusive afetar o armazenamento presente e suas estimativas futuras.

A geração de cenários futuros de afluência pelos modelos computacionais usados no setor elétrico, com forte componente estocástica, são dependentes da variável de estado “tendência hidrológica” (expressa pelas vazões do passado recente), conjugada com a progressiva redução da capacidade de regularização dos reservatórios, em função da crescente presença de usinas hidrelétricas a fio d’água, a tendência hidrológica tem afetado de maneira cada vez mais significativa a valoração presente e futura da água. Tais valorações se refletem, portanto, no CMO/PLD, o qual tem se tornado cada vez mais sensível tanto a mudanças na tendência hidrológica quanto a desvios entre as vazões previstas e verificadas.

Nesse contexto, foram avaliados dois possíveis aprimoramentos: (i) suspensão da redução automática da ordem do modelo PAR(p) quando da ocorrência de coeficientes negativos que podem levar a cortes positivos considerados indesejáveis na Função de Custo Futuro, e (ii) utilização de correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal, em substituição à anual.

Os resultados indicaram que nenhuma das duas alternativas apresentou potencial de mitigação da volatilidade, no entanto, a correlação espacial mensal trouxe outros benefícios, que possibilitaram uma aproximação do modelo a realidade operativa. Assim, o GT-Metodologia propôs que esta seja aplicada no Newave e no Decomp.

Restrição de Volume Mínimo Operativo – VminOp

Condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas nos últimos anos e agravadas durante a estação seca de 2018, levaram o CMSE à adoção de medidas exógenas aos modelos de otimização para o despacho de usinas termoeletricas, em setembro e outubro de 2018, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN.

A decisão por tais medidas foi com base em simulações apresentadas pelo ONS, onde foram estimadas Curvas de Referência de armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e para os reservatórios de usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba, considerando cenários críticos de precipitação verificados nos últimos anos. Destaca-se que estas curvas de Referência foram estimadas para uma conjuntura muito específica, fortemente influenciada pelas condições hidrometeorológicas em curso no ano de 2018.

Em função do exposto, o CMSE vem destacando sua preocupação com a inclusão de mecanismos de segurança nos modelos de planejamento da operação energética de médio prazo, adicionais aos mecanismos de aversão ao risco já presentes nos modelos, de forma que a probabilidade de ocorrência de níveis de energia armazenada tão baixos quanto aqueles verificados nos últimos anos seja reduzida e, dessa forma, a chance de se adotar medidas heterodoxas seja mitigada.

Neste ciclo, foi proposta a representação desses mecanismos adicionais de segurança através da adoção, em todos os meses do período de planejamento, de restrições de níveis mínimos nos reservatórios equivalentes de energia – REE. A violação desses níveis deve ser penalizada na função objetivo do modelo de otimização, de forma que a FCF do modelo NEWAVE possa

considerar um valor da água maior à medida que os níveis de armazenamento se aproximam dos níveis críticos. Através da FCF, essa informação também é passada ao modelo de programação da operação - DECOMP⁴, possibilitando ganhos de armazenamento.

Representação Hidrológica: geração de cenários

O tema relacionado às alterações de padrões climáticos e seus possíveis impactos nas séries hidrológicas utilizadas no setor elétrico vem sendo abordado e incentivado pela CPAMP nos últimos anos. Em outubro/2017 o GT-Metodologia organizou um workshop denominado “Alterações de padrões climáticos e hidrológicos e avaliação da melhor representação energética de séries de vazões naturais”, ocasião em que agentes, instituições e universidades tiveram a oportunidade de discutir sobre o tema.

Para o ciclo 2018-2019, este tema foi definido como um dos prioritários pela CPAMP, motivado, principalmente, pelo questionamento sobre a não estacionariedade de séries históricas de vazões naturais em usinas hidrelétricas que compõem o Sistema Interligado Nacional.

Nos estudos desenvolvidos pelo subgrupo, foram investigadas possíveis relações de anomalias com a variabilidade de índices climáticos. Também foram avaliados eventuais impactos à operação/planejamento caso o histórico de vazões atualmente empregado nas modelagens (1931-2017) fosse modificado através de um simples truncamento na série de dados⁵.

O GT-Metodologia concluiu ser ainda prematura a decisão pela alteração do histórico oficial de vazões/ENAs e propôs que seja realizado um projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) junto à ANEEL direcionado aos estudos sobre o clima e suas variabilidades características e as relações com o comportamento estacionário ou não das séries de vazões, a fim de possibilitar a previsibilidade de eventos contínuos de anomalias como os atualmente observados no SIN.

⁴ Hoje, o modelo DECOMP não permite atribuir penalidade ao não atendimento à restrição de nível mínimo de armazenamento, mas será implementada em breve.

⁵ Cabe enfatizar a simplicidade do procedimento aqui analisado para o tratamento das séries hidrológicas. Trata-se de um truncamento simples, desconsiderando os dados antes de um determinado ano, e aplicado às séries que alimentam o modelo NEWAVE para todos os reservatórios equivalentes. A escolha deste tratamento simples justifica-se pelas funcionalidades disponíveis no modelo computacional. Tratamentos mais sofisticados poderão ser objeto de análises futuras.

3. Aperfeiçoamentos propostos pelo GT

Metodologia da CPAMP no ciclo 2018-2019

A redução da variabilidade amostral dos resultados do modelo NEWAVE é obtida ao se considerar:

- i. Aprimoramentos no processo de geração de cenários de afluências:
 - a. Utilização do **centroide** como representante do processo de agregação do método de Amostragem Seletiva⁶, em substituição ao ruído mais próximo;
 - b. Utilização de **correlação espacial de ENA entre REE em base mensal**, em substituição à anual.
- ii. Reamostragem dos cenários *forward*.

A consideração no modelo NEWAVE de níveis mínimos de armazenamento definidos pelo ONS (em função da Energia Armazenável máxima), representa a incorporação de um mecanismo de aversão ao risco adicional, tendo em vista que o CVaR de Custo Total de Operação, está sendo adotado desde o ano 2013. Os níveis mínimos propostos são apresentados e detalhados a seguir:

- **Sudeste/Centro-oeste:** 10% EAR_{máx}

Abaixo deste nível de armazenamento, o ONS apresenta ao CMSE propostas para adoção de **medidas operativas severas de racionalização ao atendimento à demanda**, em função do comprometimento no atendimento energético do SIN, pois há possibilidade de perda de controlabilidade dos reservatórios.

- **Sul:** 30% EAR_{máx}

A fim de evitar operações especiais nos reservatórios da região Sul, conforme justificado na Nota Técnica ONS nº 0145-2018, intitulada “Definição do Armazenamento Mínimo para a Região Sul, a Ser Considerado nos Estudos de Planejamento Energético”

- **Nordeste:** 22,5% EAR_{máx}⁷

Níveis mínimos correspondentes à 30% V.U. nas UHE Três Marias e Itaparica e 20% V.U. na UHE Sobradinho, conforme definido na Resolução ANA nº 2.081/2017 para evitar a operação dos reservatórios da bacia do Rio São Francisco na Faixa de Operação com Restrição.

- **Norte:** 10,7 % EAR_{máx}⁷

Nível mínimo correspondente a 23,72 % V.U. (cota 60,5 m), com o objetivo de preservar a segunda casa de força da UHE Tucuruí (3.600 MW) na etapa de planejamento da operação.

⁶ A Amostragem Seletiva [2][4] consiste em aplicar técnicas de agregação para gerar as amostras de ruídos aleatórios multivariados com o intuito de aumentar a representatividade da amostra.

⁷ É importante salientar que os níveis são obtidos para uma dada configuração e que, por isso, devem ser revistos.

A redução da variabilidade amostral dos resultados do modelo DECOMP e a melhoria da qualidade dos cenários gerados de afluência foram obtidas ao se substituir o processo tradicional por vazões com elemento mais próximo para uma mostra de 1000 elementos pela agregação por ruídos considerando o **centroide** como representante do processo de agregação em conjunto com o aumento do tamanho da amostra original, para **50 mil objetos**, assim como a utilização de **correlação espacial de ENA entre REE em base mensal**, em substituição à anual.

4. Principais Resultados

- Redução da probabilidade do “efeito dente” e redução da variabilidade amostral da árvore completa, contribuindo para a maior robustez da política operativa construída pelo modelo de planejamento da operação;
- Melhoria na representação da árvore de cenários de afluências, pois novos estados de afluências são visitados a cada iteração, o que também contribui para a construção de uma política operativa mais robusta;
- O uso da correlação espacial mensal aumentou a complementariedade das usinas hidrelétricas, contribuindo para a otimização do uso dos recursos energéticos;
- O uso do VminOp reduziu a probabilidade de violação dos níveis mínimos de armazenamento definidos pelo ONS, conferindo maior segurança operativa ao SIN.

5. Parametrização do CVaR

A avaliação da adequabilidade da parametrização do mecanismo de aversão ao risco – CVaR, se faz necessária diante de evoluções da configuração do sistema, de aprimoramentos metodológicos nos modelos energéticos, da inclusão de mecanismos adicionais de segurança, dentre outras questões relevantes que possam afetar a relação oferta x demanda do sistema. Entende-se, assim, que essa avaliação deveria ser feita periodicamente.

Para tanto, deve ser observado o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa, avaliando a preferência do Operador com relação à segurança da operação dado os resultados do modelo, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia.

Com este intuito, foram realizadas simulações retrospectivas encadeando os modelos NEWAVE e DECOMP com o objetivo de emular os processos de PMO e cálculo do PLD de maneira sequencial, acumulando os efeitos das decisões operativas ao longo do tempo.

A Tabela 5.1 apresenta um resumo do comportamento das grandezas avaliadas, no período de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em relação ao caso de referência - CVaR (50,40) sem aprimoramentos. Cabe ressaltar que, nas simulações, o CVaR foi adotado desde janeiro de 2012⁸.

⁸ Oficialmente, o CVaR foi introduzido apenas em setembro de 2013.

Tabela 5.1 – Resumo do estudo prospectivo (*backtest*).

Avaliação em relação ao caso de referência - CVaR (50,40) sem aprimoramentos	CVaR (50,30)	CVaR (50,35)	CVaR (50,40)	CVaR (50,45)
CMO/PLD				
Geração Térmica				
Custo da Geração Térmica				
Armazenamento				
Fator de Ajuste do MRE (GSF)				

Ao comparar o caso de referência - CVaR (50,40) sem aprimoramentos - com o caso que considerou o CVaR (50,40) e demais aprimoramentos propostos, é possível observar que há uma elevação no valor do CMO/PLD, com rebatimento em um maior despacho térmico e, conseqüentemente, nos custos decorrentes a geração térmica. Como consequência de uma maior geração térmica pode-se observar uma recuperação mais significativa do armazenamento do SIN.

Fazendo a mesma análise, comparando o caso de referência com o caso que considerou o CVaR (50,30) e demais aprimoramentos propostos, observa-se uma redução mais expressiva no valor do CMO/PLD e no custo da geração térmica. Porém, como houve uma redução na geração térmica, verificou-se um menor nível de armazenamento do SIN.

Para o caso que considerou o CVaR (50,35) e demais aprimoramentos, não se verifica uma tendência no valor do CMO/PLD e na geração térmica quando comparado ao caso de referência. O armazenamento do SIN apresenta sinais de uma pequena recuperação.

Para o caso que considerou o CVaR (50,45) e demais aprimoramentos, observa-se uma elevação no valor do CMO/PLD, geração térmica e no custo da geração térmica, resultando em um maior nível de armazenamento do SIN.

Em relação ao GSF, ao se comparar os valores obtidos no estudo retrospectivo, observam-se valores muito semelhantes ao caso de referência, com variação máxima de 2%. Entretanto, ao se comparar os valores de GSF obtidos no estudo retrospectivo com os valores oficiais, observam-se valores menores no primeiro ano, porém maiores no segundo e terceiro anos. O comportamento do primeiro ano se deve ao fato de o mecanismo de aversão a risco, CVaR, oficialmente só ter sido considerado a partir de setembro de 2013. A antecipação da geração termelétrica em 2012, proporcionou valores mais elevados de GSF nos anos seguintes do estudo prospectivo.

A antecipação de despacho térmico, tende a reduzir a expectativa futura de geração termelétrica fora da ordem de mérito, o que significaria maior previsibilidade e transparência nos processos de planejamento da operação e formação de preço.

6. Referências

- [1] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, J.M. Damázio, F.Treistman, H.S. Araújo, A.C.G. Melo, “Análise da inflexão do custo marginal de operação no modelo NEWAVE entre os quarto e quinto estágios temporais ao se adotar a representação de 12 REEs para Sistema Interligado Nacional”, Relatório Técnico CEPEL no 10783/2018, Setembro de 2018.
- [2] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz, “Twenty years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Main features and improvements on the NEWAVE model”, 20th PSCC – Power Systems Computation Conference, Ireland, 2018.
- [3] D.D.J. Penna, F.Treistman, M.E.P. Maceira, “Avaliação de alternativas para escolha do representante no processo de agregação da Amostagem Seletiva”, Relatório Técnico CEPEL no 13612/2018, Dezembro de 2018.
- [4] A.L. Diniz, F.S. Costa, M.E.P. Maceira, T.N. Santos, L.C. Brandão, R.N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- [5] A.B.Philpott, Z. Guan, “On the convergence of stochastic dual dynamic programming and related methods”, Operations Research Letters, v.36, n.4, pp 450-455, 2008.