

Grupo Delta Energia

Consulta Pública MME nº 109/2021

**Aprimoramentos propostos pela CPAMP
(ciclo 2020-2021)**

2 de julho de 2021

Consulta Pública MME nº 109/2021

**Aprimoramentos propostos pela CPAMP
(ciclo 2020-2021)**

1 Sumário

1. Sumário Executivo	5
2. Introdução	7
3. Contribuições à CP MME 109/21	8
3.1. <i>Parametrização do CVaR: o peso dado às séries críticas pode levar o sistema a operar em um ponto ineficiente e não planejado</i>	8
<i>Realmente há redução de encargo?</i>	9
3.2. <i>Crítica quanto ao PAR(p)-A e a definição da média móvel de 12 meses</i>	10
3.3. <i>Restrições de Volume Mínimo Operativo – VminOp nos modelos computacionais</i>	11
3.4. <i>Sugestões</i>	12
4. Impactos comerciais do aumento de preços de energia elétrica	12
4.1. <i>Consumidor e crescimento do país</i>	12
<i>Indústrias e comércios podem ir à falência</i>	12
<i>Desmotivação de investimentos no país</i>	13
<i>Impacto tarifário</i>	13
4.2. <i>Inflação</i>	13
5. Contribuições adicionais	14
5.1. <i>Reavaliação da CNPE para uma previsibilidade maior de mudanças estruturais nos modelos de formação de preço</i>	14
5.2. <i>A avaliação do PAR(p)-A e o sobre dimensionamento do risco existente</i>	14
5.3. <i>As restrições de volume mínimo operativo no modelo DECOMP geram um comportamento operativo irreal e com elevado sobrecusto</i>	16
5.4. <i>Análise das metodologias recomendadas na visão de encadeamento dos modelos</i>	18
<i>Período de 2012 a 2015</i>	18
<i>Período de 2020 a 2021</i>	19
5.5. <i>O planejamento da expansão do setor elétrico e o cenário de sobra de energia</i>	23
<i>Ponto de vista da demanda</i>	23
<i>Ponto de vista da oferta</i>	25
<i>O cenário de sobra estrutural</i>	26
5.6. <i>Avaliação da necessidade de parametrização do CVaR em um cenário de sobra estrutural</i>	26



5.7. O Motivo dos preços não refletirem a realidade não está no NEWAVE, mas sim nas restrições hidráulicas de curto prazo 27

1. Sumário Executivo

Esta seção apresenta um resumo das análises e conclusões do Grupo Delta Energia, com base nos materiais apresentados pelo GT Metodologia da CPAMP e simulações próprias, de modo a introduzir visões técnicas e de mercado que apoiem o processo decisório sobre as alterações e aprimoramentos dos modelos de precificação, sugeridos para o atual ciclo.

A principal premissa utilizada para embasar as conclusões aqui apresentadas segue a diretriz do CMSE para a condução dos trabalhos apresentados pela CPAMP, explicitada na página 9 do sumário executivo do caderno 6, através do trecho : “O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou para que a CPAMP avaliasse mecanismos visando elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como que propusesse transição capaz de minimizar os impactos do GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica.”

Deliberação a qual entendemos como essencial para evolução da segurança energética do país, principalmente em meio à um momento de dificuldades conjunturais, as quais podem servir de subsídio para análises e conclusões com relação às soluções energéticas advindas dos modelos de otimização sob incertezas.

Dito isso, também deve-se levar em consideração que a condição de crise hídrica vivida atualmente não pode influenciar a recalibração de parâmetros e inclusão de novas metodologias nos modelos de precificação, que possuem caráter estrutural e devem refletir um processo decisório onde impactos financeiros são observados em razão de decisões antecipadas.

Uma reflexão sobre o papel dos modelos de otimização também deve ser considerada ao se analisar atualizações que englobem medidas de aversão ao risco e delimitem condições operativas mínimas do Sistema Interligado Nacional (SIN), dado que as decisões que devem ser tomadas considerando o famoso “dilema do operador” levam em consideração o custo de arrendimento.

Nesse sentido, a condição de escassez hídrica atual pode ser utilizada como exemplo de reflexão sobre o papel dos modelos. O período de setembro de 2020 a maio de 2021 representa a pior série histórica de afluência do histórico de 91 anos, onde em diversos meses pode-se observar condições hidrológicas até 15% piores do que a pior afluência registrada no SIN para os meses em questão.

Tal fato induz o questionamento sobre tendências de alterações climáticas que influenciam significativamente o comportamento das vazões, e conseqüentemente impactam a representatividade das vazões históricas utilizadas para geração de séries através do modelo autorregressivo presente na principal etapa de otimização do despacho hidrotérmico brasileiro.

Essa possibilidade foi previamente considerada, culminando na proposta de aprimoramento denominada PAR(p)-A, metodologia que altera o atual modelo PAR(p) presente nos modelos NEWAVE e GEVAZP, de modo que a hidrologia recente seja considerada de maneira mais expressiva, através de um parâmetro fixo anual de média móvel, potencializando a geração de séries de afluência com características de curto prazo, sejam elas boas ou ruins.

Desse modo, espera-se que condições hidrológicas ruins possam ser consideradas por maiores períodos, sinalizando um maior despacho térmico para o operador do sistema.

Ressalta-se, que neste aprimoramento, alternativas de representações hidrológicas com diferentes horizontes não foram apresentadas, o que dificulta a análise sobre a efetividade de utilizar-se uma média móvel de 6, 12 ou 24 meses para definição do peso de curto prazo que deve ser considerado.

Ainda assim, condições hidrológicas adversas sem precedentes, que se afastam de conceitos estatísticos de média, desvio-padrão e correlação presentes no histórico podem acontecer, configurando condições extremas e *outliers* que sempre exigirão que atitudes como despachos emergenciais e flexibilizações de restrições aconteçam, de modo a preservar condições futuras de suprimento energético. A fim de mitigar parte desse risco, o mecanismo de aversão ao risco, Conditional Value at Risk (CVaR) é empregado nos modelos, de forma a penalizar determinado percentual das piores séries geradas com um peso específico, o que na prática equivale a artificialmente considerar afluições piores do que as já consideradas pelo modelo autorregressivo.

De forma concomitante, para garantir uma maior segurança operativa ao sistema, os modelos de otimização consideram restrições de volume mínimo operativo, que são penalizadas aplicando um valor intermediário entre o custo da térmica mais cara do sistema e o custo de déficit, e são responsáveis por sinalizar despachos térmicos elevados à medida que haja a indicação de que os reservatórios operam em valores próximos ao seu mínimo.

Sendo assim, fica claro que a complexidade dos modelos, onde as medidas de aversão a risco são abordadas por diversas vertentes, podendo resultar facilmente em uma sobreposição de metodologias.

Seguindo esse raciocínio, nossa principal crítica com relação ao papel desses mecanismos, que serão discutidos de forma mais aprofundada neste documento, é que o balanceamento correto da aversão a risco deve ser preconizado, respeitando-se a segurança energética enquanto assegura-se que os impactos econômicos sejam razoáveis e que condições extremas, que distanciam-se do já abrangente range de cenários considerados pelos modelos de otimização, recebam o devido tratamento especial, através de ações baseadas na experiência do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e não através do aumento estrutural de despacho térmico que conduzem à aumentos exacerbados dos preços de energia, refletindo uma aversão ao risco desproporcional, por conta de um viés de calibração dos modelos.

2. Introdução

A presente Consulta Pública propõe modificações nos modelos computacionais utilizados no processo de despacho energético e formação do preço de energia elétrica, com a finalidade aprimorar os resultados e aumentar a aderência face as condições operativas do sistema elétrico.

O aprimoramento na cadeia de modelos computacional que são utilizados pelo ONS, CCEE e EPE são constantes, e sempre visam buscar respostas para apoiar a decisão. Aversão ao Risco bem como minimização do custo total de operação sempre foram o binômio ancorado do setor.

Um ponto importante é que as propostas da CPAMP tenham um cunho estrutural e que a situação conjuntural, de afluências piores do histórico (outliers), não sirva de combustível para influenciar a tomada de decisão olhando apenas um prisma do problema.

O Grupo Delta Energia sempre se mostrou a favor da evolução dos modelos de formação de preço e otimização energética, e sempre se colocou na posição de contribuir nas discussões e análises relacionadas aos aprimoramentos dos modelos.

Na atual consulta pública, foi proposta uma superposição de implementações que devem ser analisadas com profundidade individualmente bem como conjuntas.

Nesse sentido, apresentaremos proposições desta consulta pública, que ficou apoiada em 3 implementações, sendo apenas uma propositiva onde foram apresentado um cardápio de opções (CVaR) e duas implementações impositivas PAR(p)-A e VminOP sem nenhum cardápio de variações.

Neste contexto, o presente documento tem o objetivo de explorar as sugestões feitas pelas CPAMP na CP 109/2021 e expor as contribuições e considerações do Grupo Delta Energia.

3. Contribuições à CP MME 109/21

Nesta seção são abordadas, de forma sucinta, as principais contribuições relacionadas à Consulta Pública 109/2021 no ponto de vista do Grupo Delta Energia.

A primeira delas é associada à parametrização do mecanismo de aversão ao risco CVaR. A segunda contribuição está associada a escolha da janela de média móvel do modelo PAR(p)-A e por fim são feitas recomendações quanto a implementação da modelagem de volume mínimo operativo no modelo Decomp.

3.1. Parametrização do CVaR: o peso dado às séries críticas pode levar o sistema a operar em um ponto ineficiente e não planejado

Trazemos uma abordagem que contrasta o planejamento da expansão térmica do país e o custo marginal da operação médio resultante das simulações da CPAMP na CP 109. Tabela 1 apresenta os dados de custo marginal da operação médio dos *backtests* realizados.

Tabela 1 - Custo Marginal da Operação médio no período

CVaR (α, λ)	Período	
	2012-2015	2020-2021
50,25	380,3	292,7
50,35	440,3	354,9
50,50	627,1	516,2
20,50	941,6	792,0

Com o planejamento e expansão do parque térmico realizado, os pontos operativos resultantes da escolha de um parâmetro λ superior a 25% são muito ineficientes. Ou seja, o aumento de despacho térmico é muito pequeno em relação ao aumento do custo da operação, como mostra a Figura 1. Isso se dá pelo fato de que a expansão do setor elétrico foi planejada com base em usinas a gás, com Custo Variável Unitário inferior a R\$ 400/MWh.

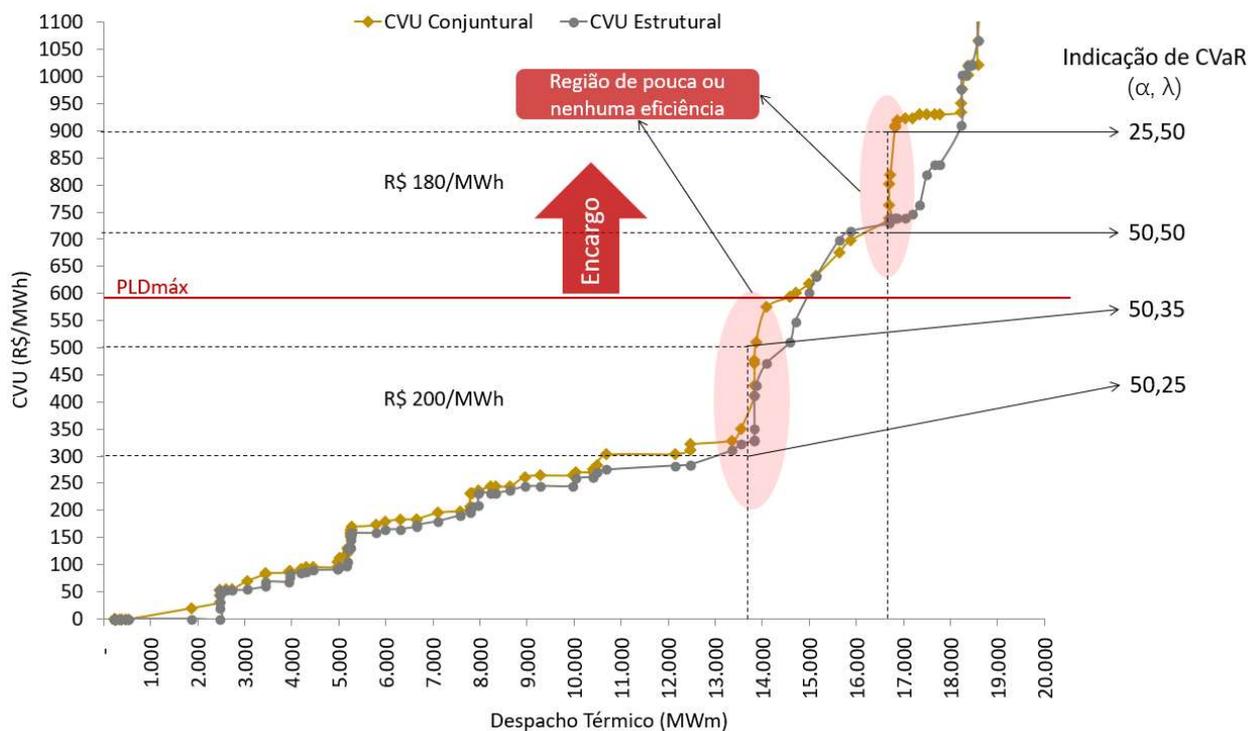


Figura 1 - Curva de térmicas do parque atual

Desta forma, destacamos a grande ineficiência, devido a derivada muito acentuada, das opções de CVaR (25,50) e (50,35), onde o ganho energético é muito pouco a um custo muito elevado.

Realmente há redução de encargo?

Com a adoção de parâmetro λ acima de 25%, existe uma permanência do custo marginal da operação em valores acima do PLD máximo regulatório, que serão tributados como Encargo de Serviço de Sistema – ESS. Isso nos leva a crer que, nessa condição, a redução de encargos no sistema não é uma realidade.

Não foi apresentado nos cadernos da CP 109 a estimativa de aumento do encargo devido ao descolamento entre CMO e PLD. Desta forma, apresentamos as estimativas utilizando o PLD máximo vigente para o ano de 2021 na Tabela 2.

Tabela 2 - Estimativa de encargo por descolamento de CMO e PLD

CVaR (α, λ)	Custo Anual R\$ MM
(50,25)	0
(50,35)	168,6
(50,50)	2212,8
(20,50)	3044,3

Por fim, sugerimos que propostas de elevação de armazenamento levem em consideração a característica e estrutura do parque térmico atual assim como os seus pontos de ineficiência.

O Operador do Sistema Elétrico – ONS, permanecer com sua responsabilidade de realizar despachos térmicos fora da ordem de mérito de custo sempre que necessário, buscando preservar a segurança do Sistema Elétrico Nacional -SIN ao menor custo operativo.

3.2. Crítica quanto ao PAR(p)-A e a definição da média móvel de 12 meses

Na classe de modelos periódicos, o modelo vigente PAR(p) ajusta para cada período da série um modelo AR(p) para a determinação das séries hidrológicas futuras.

Na definição de modelos autorregressivos, o modelo proposto pela CPAMP deve ser classificado como um PARMA(p,q), onde, de forma similar ao atual PAR(p), o p é a ordem do modelo autorregressivo e q é a ordem da média móvel. Portanto o modelo Par(p)-A proposto, estatisticamente, é um modelo PARMA(p) com média móvel anual.

De acordo com RASMUSSEN (1996)¹, a extrapolação dos modelos PAR(p) para os modelos PARMA (p,q) não é uma tarefa trivial e pode não ser justificável dado o bom desempenho apenas do PAR(p).

Séries hidrológicas têm comportamento periódico das suas propriedades probabilísticas, como por exemplo, média, variância e estrutura de autocorrelação. A periodicidade das propriedades da hidrologia resulta em uma grande complexidade da calibração da ordem da média móvel.

TESFAYE (2005)² faz um estudo da modelagem PARMA aplicada para séries hidrológicas e é demonstrado que modelos PARMA exigem uma estimativa de muitos parâmetros que podem violar princípios estatísticos, principalmente a parcimônia. Desta forma, através de séries de Fourier discretas o autor buscou determinar possíveis parâmetros de média móvel.

No trabalho é destacado que em séries sazonais é impossível que um valor fixado de média móvel atenda os princípios estatísticos para a definição de um modelo periódico autorregressivo.

Neste sentido, uma calibração “ótima” da escolha da média móvel diferenciaria períodos de verão e inverno, período úmido e seco, assim como possíveis atrasos de estações chuvosas. A generalização da calibração pode, em períodos extremos, ficar extremamente contaminado na sua geração de séries.

Em um estudo de autocorrelação, das janelas de 12 meses, percebe-se que a janela de julho/2020 a junho/2021 possui uma a menor autocorrelação do histórico de ENAs do Sudeste, sendo ela próxima de 0,38. A implementação do PAR(p)-A em um momento tão atípico como o atual é extremamente danoso para a criação de séries do modelo.

¹ RASMUSSEN, R. F.; SALAS, J.D; FAGHERAZZI, L.; RASSAM, J. C.; BOBEE, R. Estimation and validation of contemporaneous PARMA models for streamflow simulation. Water Resour. Res. 32(10), 3151-60,1996.

² TEFAYE, Y. G. Seasonal Time Series Models and Their Application to the Modeling of River Flows. University of Nevada, Reno, USA. 2005

Adicionalmente, sugerimos que a implementação dos modelos estatísticos deva ser acompanhada da divulgação dos testes estatísticos e da justificativa de escolha em relação aos outros modelos testados. **Da forma que está sendo sugerido, não é possível atestar se a qualidade da média móvel de 12 meses é superior a outra janela de média móvel, por exemplo bianual, quinzenal ou até mesmo decenal. Essa implementação pode ao invés de apresentar um sinal mais autêntico, gerar um ruído na geração de séries.**

3.3. Restrições de Volume Mínimo Operativo – VminOp nos modelos computacionais

A representação física da energia armazenada nos reservatórios já foi objeto de implementação no modelo NEWAVE em diversas oportunidades, citamos como exemplo a Curva de Aversão a Risco – CAR, que já foi utilizada oficialmente, a Superfície de Aversão a Risco – SAR, que já foi objeto de consulta pública, mas nunca foi utilizada de forma oficial, e o Volume Mínimo Operativo – VminOp, que é empregado desde 2020.

Avaliamos que a metodologia VminOp, modelada no NEWAVE, já está consolidada e se mostra bastante eficaz no planejamento do despacho e antecipação de despachos térmicos caso sejam identificadas possíveis violações futuras pelo modelo.

A restrição de volume mínimo operativo proposta para implementação no modelo DECOMP tem um caráter diferente do implementado no modelo NEWAVE. No DECOMP a modelagem tem característica de penalização retardada, onde sua atuação se dá apenas após a violação do nível de segurança e não como um mecanismo de prevenção.

O Grupo Delta Energia não vê objeção quanto o aumento do volume mínimo operativo implementado no modelo NEWAVE.

No entanto o Grupo avalia que apenas o estágio estocástico do modelo DECOMP deveria ser afetado pela restrição de volume mínimo operativo, uma vez que é neste estágio que as incertezas hidrológicas são quantificadas, critério semelhante ao aplicado no modelo NEWAVE.

Sugerimos também que a implementação desta restrição nos modelos seja feita de forma escalonada entre os anos de 2022 e 2023, utilizando os valores de 15% e 20% respectivamente.

A partir das constatações relacionadas as limitações da metodologia proposta de volume mínimo operativo no modelo DECOMP, apresentado na Seção 5, o Grupo Delta Energia destaca o que **não sugerimos** que deve ser feito na sua implementação:

- **A metodologia proposta não deve abranger períodos de transição de período seco para período úmido**
 - A metodologia proposta resulta em comportamento irracional pelo elevado risco de violação em meses que na prática a violação de volume mínimo não é um risco, tal como janeiro.
- **A metodologia não deve ser aplicada para o estágio determinístico do modelo DECOMP**
 - Dado que o mecanismo tem um comportamento retardado, a sua implementação no estágio determinístico resulta em um aumento irracional no custo total da operação, funcionando apenas como um mecanismo de penalização e não de planejamento.

3.4. Sugestões

Dado que a CP 109 apresentou as propostas de aprimoramento dos modelos computacionais de forma impositiva e não propositiva, onde não foi apresentado aos agentes envolvidos a quantidade de informação necessária para que uma avaliação fosse feita, o Grupo Delta Energia apresenta as sugestões de implementação dos mecanismos propostos pela CPAMP:

Manutenção do modelo periódico PAR(p) (modelo vigente) e manutenção dos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco CVaR em (50,35). Sugerimos que a restrição de volume mínimo operativo aplicado no modelo DECOMP seja considerado apenas no segundo mês (estágio estocástico). Adicionalmente recomendamos que a restrição de volume mínimo operativo seja feita de forma escalonada entre os anos de 2022 e 2023.

Reforçamos ainda a necessidade de um período *shadow* do PAR(p)-A utilizando outras médias móveis a fim de avaliar com mais robustez a implementação nos modelos NEWAVE e GEVAZP.

É notório o desejo da implementação do PAR(p)-A neste ciclo. Caso os órgãos estejam irreductíveis quanto a implementação desta metodologia, sugerimos que a sua implementação deva condicionar a uma redução dos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco CVaR para (50,25), como é explorado na Seção 3.1 e aprofundado na Seção 5 deste documento. Da mesma forma, sugerimos que a restrição de volume mínimo operativo aplicado no modelo DECOMP seja considerado apenas no segundo mês, bem como o escalonamento dos valores entre os anos.

4. Impactos comerciais do aumento de preços de energia elétrica

4.1. Consumidor e crescimento do país

A proposta da consulta pública relativa aos aprimoramentos propostos pela CPAMP, que tem o objetivo principal a elevação dos armazenamentos das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional – SIN, deve resultar em um aumento substancial no preço da energia elétrica para o horizonte de médio prazo, principalmente nos anos de 2022 a 2024. Os principais impactos da elevação abrupta de preços de energia elétrica são descritos a seguir:

- Indústrias e comércios podem ir à falência;
- Desmotivação de investimentos no país;
- Impacto tarifário;

A seguir são discutidos brevemente os tópicos citados.

Indústrias e comércios podem ir à falência

Um estudo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – Firjan mostra que os gastos do setor industrial com energia elétrica podem representar mais de 40% de seus custos de

produção³, tornando-se uma variável relevante não apenas para a competitividade externa quanto interna. No caso da indústria automotiva, por exemplo, os gastos com energia giram em torno de 5% do preço do produto final.

A elevação dos preços de energia elétrica sem um planejamento pode resultar na falência de indústrias e comércios que possuem um elevado custo de energia elétrica.

Desmotivação de investimentos no país

Assim como já abordado, os custos com energia elétrica representam uma grande parte dos custos totais do setor industrial no Brasil. O aumento no custo da energia elétrica deve desmotivar e inviabilizar muitos projetos de expansão do setor industrial, e deve ter um reflexo direto no crescimento do PIB do Brasil.

Impacto tarifário

De acordo com os estudos performados pela CPAMP, o impacto tarifário do caso CVaR (50,25) é um aumento de 2,46% na tarifa, enquanto no caso CVaR (50,50) esse aumento é de 6,34%.

4.2. Inflação

Energia elétrica é um dos principais fatores que influenciam a inflação no país. A expansão da oferta de energia elétrica no Brasil foi feita de forma a acomodar um crescimento de demanda muito superior ao realizado. A proposta da CP 109 tem o potencial de triplicar o preço da energia elétrica e certamente terá um impacto relevante na inflação.

Utilizamos o mês de maio de 2021 como um exemplo claro do impacto do aumento do preço da energia elétrica na inflação. IGP-DI, subiu 3,40% em maio, com aumento de 6,53% do preço de energia elétrica e acionamento de bandeira tarifária vermelha.

Com a indicação de elevados preços de energia elétrica e o conseqüentemente acionamento de bandeira tarifária vermelha, a inflação para o ano de 2022 pode ser superior a 13%.

³ Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil? 2017.

5. Contribuições adicionais

5.1. Reavaliação da CNPE para uma previsibilidade maior de mudanças estruturais nos modelos de formação de preço

A mudança abrupta na estrutura da formação de preços de energia elétrica traz uma instabilidade regulatória para os agentes envolvidos. Neste sentido, a CNPE 07/2016 vem regulamentar que as alterações nos parâmetros e metodologias dos modelos computacionais que entram em vigor no ano seguinte devam ser aprovadas até 31 de julho do ano em curso.

O Grupo Delta Energia avalia que a divulgação da aprovação e publicação das alterações com apenas 5 meses de antecedência é muito prejudicial para o planejamento dos agentes envolvidos.

Desta forma, sugerimos que a publicidade para alterações estruturais no processo ou metodologia de formação de preço de energia elétrica seja feita com pelo menos um ano de antecedência, seguido por um ano de testes (shadow) e só após a aprovação do processo shadow seja implementado.

5.2. A avaliação do PAR(p)-A e o sobre dimensionamento do risco existente

Grande parte da análise que embasa a CPAMP para a escolha dos parâmetros do CVaR a serem considerados para a calibração dos modelos, é obtida através de simulações de decks pontuais do modelo de longo prazo, NEWAVE, de modo que a simulação da política operativa através de 2000 séries geradas pelo modelo apresenta cenários operativos, com CMOs, despachos térmicos, comportamento de armazenamentos, entre outros, no horizonte de 5 anos.

Como uma abordagem inicial, a metodologia de análise das séries geradas pelo NEWAVE apresenta um bom norte para os estudos, porém, suas informações devem ser utilizadas com parcimônia, pois nem todos os resultados apresentados através da simulação com as 2000 séries sintéticas do NEWAVE são elucidativos, dado que mesmo com a evolução do PAR(p) para PAR(p)-A, a característica de reversão à média do modelo autorregressivo de geração de séries sintéticas torna a análise enviesada.

A Tabela 3 mostra um resumo dos principais critérios de análise considerados pela CPAMP, e a variação entre o caso do modelo vigente e as principais parametrizações de CVaR escolhidas através do gráfico de pareto das diversas parametrizações estudadas.

Tabela 3 - Comparação de resultados entre os decks de PMO estudados

Critério	CVaR	out/17	jul/14	ago/14	dez/13
Variação no Custo Total de Operação	(50,25)	48%	68%	42%	31%
	(50,35)	54%	74%	60%	47%
	(50,50)	70%	93%	99%	74%
Variação Custo do Despacho Térmico	(50,25)	17%	22%	25%	12%
	(50,35)	26%	33%	52%	29%
	(50,50)	50%	44%	95%	47%
Variação no CMO do SE/CO (2º mês)	(50,25)	163%	50%	17%	3%
	(50,35)	185%	122%	68%	49%
	(50,50)	279%	217%	241%	149%
Variação no Armazenamento do SIN (Final de Nov/1º ano)	(50,25)	6,6%	-0,6%	0,9%	-0,4%
	(50,35)	7,6%	0,3%	8,3%	6,3%
	(50,50)	10,8%	1,6%	13,4%	9,7%

Pela tabela, algumas conclusões importantes podem ser obtidas:

1 – A alteração do parâmetro λ de 35% para 50%, resultou em elevações de CMO da ordem de 149% a 279% em comparação com caso vigente, mostrando o seu poder de exponenciação de cenários adversos, principalmente nos casos mostrados nos anos de 2014 e 2017. Os ganhos absolutos de armazenamento desse caso não são representativos, em comparação com o nível de despacho térmico requerido e o custo total de operação que foram adicionados, o que pode indicar que o despacho térmico adicional necessário já visitava uma região estressada da pilha de térmicas.

2 – O CVaR (50,25) apresentou custos de despacho térmico de 12% a 25% maiores, enquanto a variação no CMO ficou entre 3% e 163%. Vale ressaltar que os níveis médios de armazenamento calculados para o final do 1º ano ficaram muito próximos àqueles do caso vigente, com exceção do exposto no ano de 2017, que por conta de hidrologias extremamente adversas e condições sistêmicas fragilizadas, apresentou uma dinâmica de otimização diferente, com aumento de armazenamento e níveis de despacho térmico e CMO próximos aos observados no caso (50,35).

3 – Considerando os resultados de outubro de 2017, onde o nível de armazenamento no SIN encontrava-se próximo à 20%, e as afluições no SIN dos meses de julho, agosto e setembro apresentaram valores de 64%, 69% e 49% da MLT, respectivamente, a combinação do PAR(p)-A e do VMinOP impactou significativamente a FCF em todos os casos. Ressalta-se que o efeito de reversão à média citado anteriormente é responsável por um aumento de armazenamento nos próximos anos do horizonte do modelo de longo prazo, mesmo com o aprimoramento apresentado no PAR(p)-A, sendo que em junho de 2019, o armazenamento do SIN apresenta valores próximos a 90% do total, como mostrado na Figura 2, retirada do caderno 6.

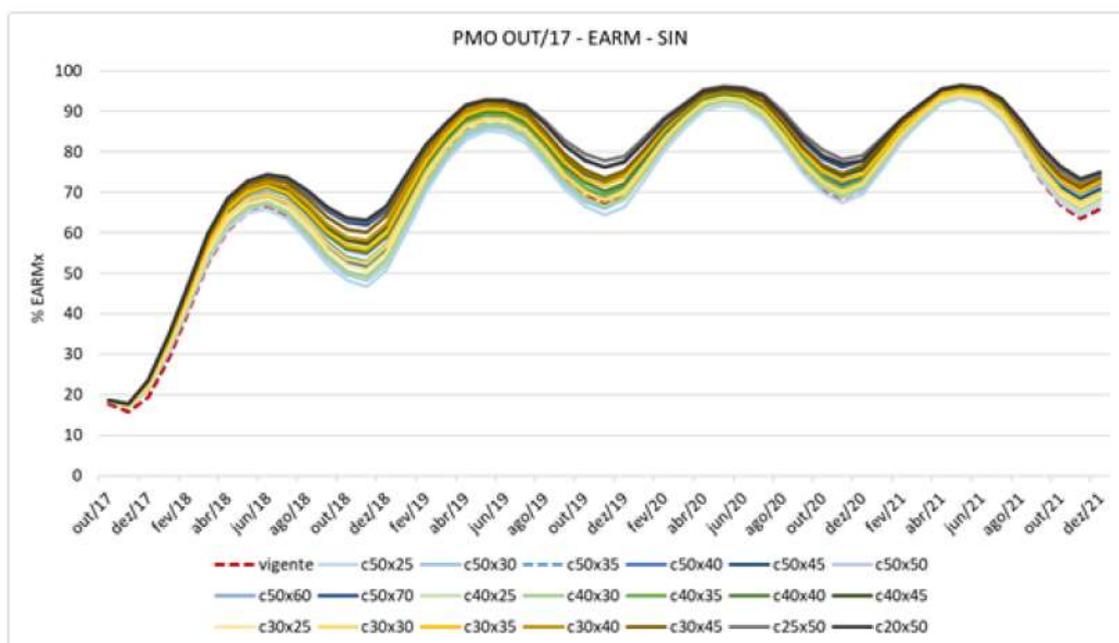


Figura 2 - Evolução temporal da energia armazenada média do SIN - PMO outubro de 2017

Ainda, pela análise das curvas, observa-se que parâmetros mais avessos ao risco do CVaR conduzem a aumentos expressivos de armazenamento ao longo do horizonte, elevando a probabilidade de vertimentos e contaminando a FCF em prazos mais longos.

Por fim, nossa análise pelo ponto de vista do NEWAVE nos leva a conclusão de que o aprimoramento sugerido do PAR(p)-A e a atualização dos valores de volume mínimo operativo são extremamente relevantes em termos de sinalização de elevação de despacho térmico e consequentemente, aumento de CMO na função de custo futuro (FCF) do NEWAVE.

Um ponto relevante que deve ser considerado, é que a característica de geração de séries sintéticas pelo PAR(p)-A, que considera um maior peso para a hidrologia recente, tem o potencial de exponencializar cenários onde hidrologias adversas e níveis de reservatório próximos ao volume mínimo operativo se encontram, característica de finais de período seco, mostrando que um cuidado adicional deve ser tomado ao se calibrar o CVaR caso haja a introdução dessas metodologias.

Concluimos que o parâmetro mais indicado para o CVaR de acordo com essa análise é o (50,25), onde foi observado um aumento de geração térmica, CMO e nível de armazenamento coerentes com as situações sistêmicas analisadas nos casos de PMO estudados.

5.3. As restrições de volume mínimo operativo no modelo DECOMP geram um comportamento operativo irreal e com elevado sobrecusto

Na avaliação do modelo DECOMP, onde a CPAMP indica o aprimoramento da consideração dos volumes mínimos operativos, em consonância com os utilizados pelo modelo de longo prazo, através da funcionalidade "RHEmix", as análises ficaram restritas a três estudos pontuais: a revisão 1 de dezembro de 2020, a revisão 0 de janeiro de 2021 e a revisão 0 de fevereiro de 2021.

Pautamos nossa análise apenas na RV1 de dezembro, que apresenta características que acreditamos que devem ser ressaltadas e levadas em consideração na metodologia. Na análise apresentada na Figura 3 é possível observar o nível de despacho térmico indicado pelo modelo, em função do PLD calculado, considerando todas as metodologias propostas e diferentes pares de CVaR.

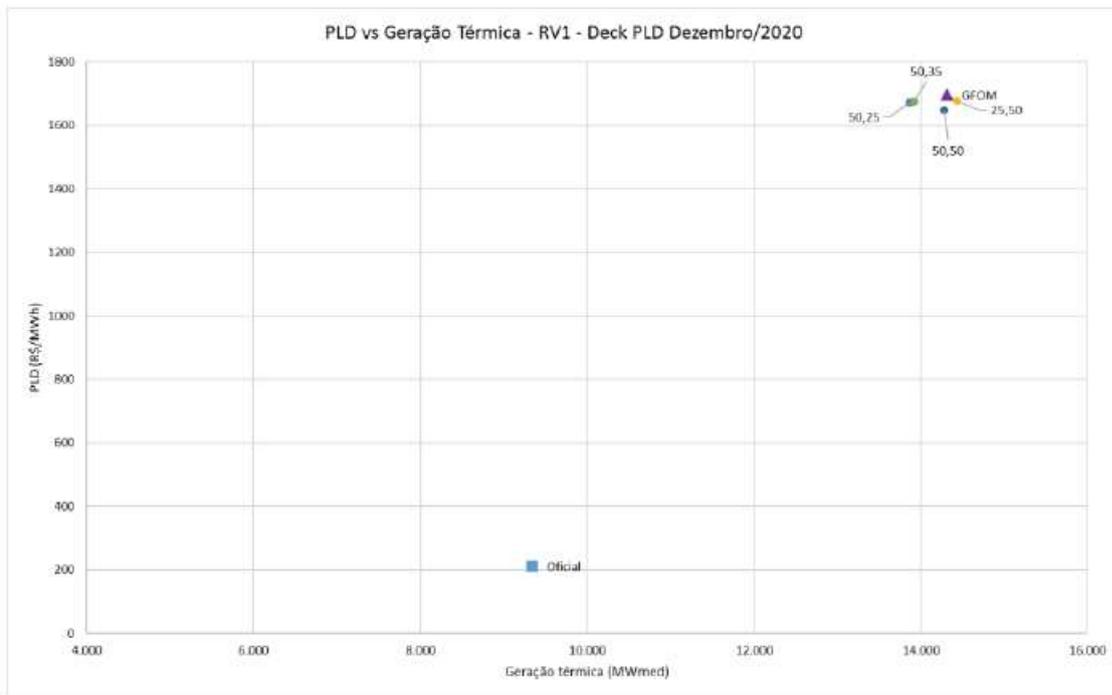


Figura 3 - Pareto PLD x Geração térmica – deck PLD dezembro/2020

Observa-se que enquanto o caso oficial indica um PLD da ordem de R\$200/MWh e um despacho térmico de aproximadamente 9000 MWm, todos pares de CVaR simulados, indicam PLDs próximos a R\$1600/MWh e um despacho térmico da ordem de 14000 MWm.

Neste caso, é importante elucidar que os níveis de armazenamento dos submercados SE/CO e Sul encontravam-se em 16,7% e 18,4% respectivamente, violando os valores mínimos operativos considerados na restrição *hard* do primeiro mês da RHEmix, de 20% para o SE/CO e 30% para o Sul, o que leva o DECOMP a despachar todas as térmicas disponíveis, sob uma penalidade de aproximadamente R\$1800/MWh, elevando drasticamente o PLD no período.

A principal conclusão que é possível tirar dos estudos performados com o modelo DECOMP é que a consideração do VMinOP através da RHEmix em um período em que os níveis de armazenamento violam os volumes mínimos estipulados, culmina em um aumento irracional de despacho térmico e CMO, de modo que o modelo busca o replecionamento dos armazenamentos de maneira extrema e a qualquer custo. Isto indica a necessidade de uma reflexão tanto sobre a metodologia aplicada quanto aos dados de volume mínimo operativo utilizados como referência.

5.4. Análise das metodologias recomendadas na visão de encadeamento dos modelos

Uma terceira vertente de análise considerada pela CPAMP leva em consideração resultados do encadeamento dos modelos NEWAVE e DECOMP, através do *backtest* de dois períodos em que condições de afluência adversas foram verificadas, um entre 2012 e 2015 e outro de 2020 a 2021.

Para essa análise, dado que as metodologias PAR(p)-A e VMinOP com valores atualizados já foram abordadas, o foco ficou por conta das diferentes calibrações do CVaR em conjunto com as metodologias citadas, de modo a preconizar o equilíbrio entre segurança energética e impactos econômicos, destacadas como primordiais pelo CMSE nos aprimoramentos dos modelos.

Separamos nossa contribuição para essa visão nos dois períodos citados anteriormente, dado que representam configurações sistêmicas e, conseqüentemente, abordagens diferentes.

Período de 2012 a 2015

Para esse período, ressalta-se que apesar das considerações feitas para tentar aproximar os decks oficiais da época para que representassem a configuração atual dos modelos, a configuração sistêmica presente nos modelos de 2012 a 2015 é muito diferente da atual, com destaque para o crescimento de geração de todas as fontes e de transmissão observado, o que não descredibiliza o estudo, mas que deve ser considerado na análise do ponto de vista de flexibilidade de otimização.

A Tabela 4, apresenta um compilado dos principais resultados obtidos através do *backtest* do período de 2012 a 2015.

Tabela 4 - Comparação de resultados – *backtest* de 2012 a 2015

Critério	CVaR	Realizado	Modelo vigente	Backtest 2012 - 2015	Δ% Vigente 2012-2015
Nível de armazenamento do SIN ao final do período	Realiz.	29%	-	-	-
	(50,25)	-	-	37%	-2%
	(50,35)	-	39%	43%	4%
	(50,50)	-	-	51%	12%
Média de PLD do período	Realiz.	352,41	-	-	-
	(50,25)	-	-	380,32	21,36 / 6%
	(50,35)	-	358,96	440,31	81,35 / 23%
	(50,50)	-	-	627,11	268,15 / 75%
Volatilidade (RVX / PMO)	(50,25)	-	-	47,4% / 51,1%	-3,9% / -40,5%
	(50,35)	-	51,3% / 91,6%	57,3% / 101,6%	6% / 10%
	(50,50)	-	-	68,6% / 103,7%	17,3% / 12,1%
	(50,25)	2400000	-	2200000	-50000 / -2%
Geração térmica* no SIN acumulada no período [MWm] *Valores aproximados	(50,35)	-	2250000	2340000	90000 / 4%
	(50,50)	-	-	2500000	250000 / 11%
	(50,25)	-	N/A	Não	-
Violação do VMinOP nos submercados SE ou S	(50,35)	-	Não	Não	-
	(50,50)	-	N/A	Não	-

Pela análise desses resultados, pode-se concluir que para o período estudado, qualquer uma das calibrações do CVaR, em conjunto com o PAR(p)-A e VMinOP, apresenta melhoria em relação à segurança energética.

O primeiro ponto a se destacar é o nível de armazenamento no SIN, onde observou-se aumentos de 8% a 22% ao final do período (dezembro/2015).

Considerando somente a comparação entre o modelo vigente e o realizado, é perceptível que com um pequeno incremento de PLD médio no período e um despacho térmico otimizado

(menor) em relação ao verificado, seria possível um ganho de 10% nos níveis de armazenamento do SIN.

Analisando especificamente o caso CVaR (50,50), observa-se um ganho relevante de armazenamento no período, que termina com 51% da capacidade máxima do SIN, em troca de um PLD médio de R\$627,11/MWh, o que nos leva a concluir que durante 4 anos o PLD estaria acima do teto regulatório (com base em valores atuais), para que houvesse um ganho de armazenamento de 12% em relação ao modelo vigente.

Já os casos CVaR (50,25) e (50,35), apresentam um comportamento mais próximo do esperado para um período adverso que equilibra segurança energética e impactos financeiros, de modo que o armazenamento apresenta valores entre 37% e 43% ao final de dezembro, valores significativos considerando o histórico desses níveis para o mês de dezembro nos últimos 20 anos.

Um índice de eficiência ainda pode ser calculado considerando o incremento de PLD em relação ao incremento de armazenamento, em comparação com o realizado. Este índice é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 - Índice de eficiência – backtest de 2012 a 2015

Caso	Índice de eficiência ($\Delta\text{PLD} / \Delta\text{Ear}$)
(50,25)	R\$ 4/MWh/%
(50,35)	R\$ 6/MWh/%
(50,50)	R\$ 12/MWh/%

O índice mostra que o caso (50,25) é o mais eficiente em termos de aumento de PLD por necessidade de incremento no armazenamento, onde foram necessários R\$4/MWh para cada 1% de armazenamento no SIN, em relação ao caso verificado.

Um ponto importante que merece destaque, é que em nenhum momento, em nenhuma das parametrizações, o volume mínimo operativo dos submercados SE/CO e Sul foi atingido, mantendo, inclusive, diferenças entre o valor mínimo do armazenamento do SE/CO e valores simulados de 18% no armazenamento total do SIN.

Período de 2020 a 2021

Avaliamos que o período de 2020 a 2021 é o mais adequado para a realização de testes de adequabilidade dos modelos, uma vez que o período hídrico considerado é crítico e não são necessárias adaptações sistêmicas nas simulações. Adicionalmente, destaca-se que o período de outubro/2020 a janeiro/2021 contou com uma geração fora do mérito que em muitos momentos despachou todo o parque térmico do sudeste, sul e norte, além da importação média de 2000 MWm da Argentina e Uruguai

Tabela 6, apresenta um compilado dos principais resultados obtidos através do *backtest* do período de 2020 a 2021.

Tabela 6 - Comparação de resultados – backtest de 2020 a 2021

Critério	CVaR	Realizado	Modelo vigente	Backtest 2020 - 2021	Δ% Vigente 2020-2021
Nível de armazenamento do SIN ao final do período	Realiz.	37,4%	-	-	-
	(50,25)	-	-	31,6%	5%
	(50,35)	-	26,9%	35,5%	9%
	(50,50)	-	-	39,3%	12%
Média de CMO do período (SE/CO)	Realiz.	181,05	-	-	-
	(50,25)	-	-	292,7	103,6 / 55%
	(50,35)	-	189,1	354,9	165,8 / 88%
	(50,50)	-	-	516,2	327,1 / 173%
Volatilidade (RVX / PMO)	(50,25)	-	-	121% / 152%	38% / -32%
	(50,35)	-	83% / 120%	62% / 98%	-21% / -22%
	(50,50)	-	-	101% / 130%	18% / -10%
	Realiz.	-	-	-	-
Geração térmica* no SIN acumulada no período [MWm]	(50,25)	525000	-	525000	45000 / 9%
	(50,35)	-	480000	570000	90000 / 19%
	(50,50)	-	-	630000	150000 / 31%
	Realiz.	-	-	-	-
*Valores aproximados	(50,25)	-	-	-	-
	(50,35)	-	-	-	-
	(50,50)	-	-	-	-
Violação do VMinOP nos submercados SE ou S, a partir do 2º semestre de 2020	(50,25)	-	N/A	Sim / Sul*	-
	(50,35)	-	Sim / SE/CO e Sul	Sim / Sul*	-
	(50,50)	-	N/A	Sim / Sul*	-

* Violação mínima e pontual

Analisando os níveis de armazenamento do SIN ao final do período, percebe-se um grande descolamento entre o realizado e o indicado pelo modelo vigente no backtest, fruto dos períodos em que despachos fora da ordem de mérito foram deliberados pelo CMSE (março a julho de 2020 e outubro de 2020 a fevereiro de 2021).

Dentre as parametrizações de CVaR (50,25), (50,35) e (50,50), a opção (50,50) mostrou-se uma opção extremamente avessa ao risco, apontando uma elevação de CMO de 173% em relação ao caso vigente, enquanto a geração térmica acumulada no período aumentou 31%, culminando em um ganho de armazenamento no SIN de 12%.

Nessa configuração, o CMO médio do SE/CO para o período seria de R\$516, mesmo com meses indicando preços no piso regulatório, como mostrado na Figura 4.

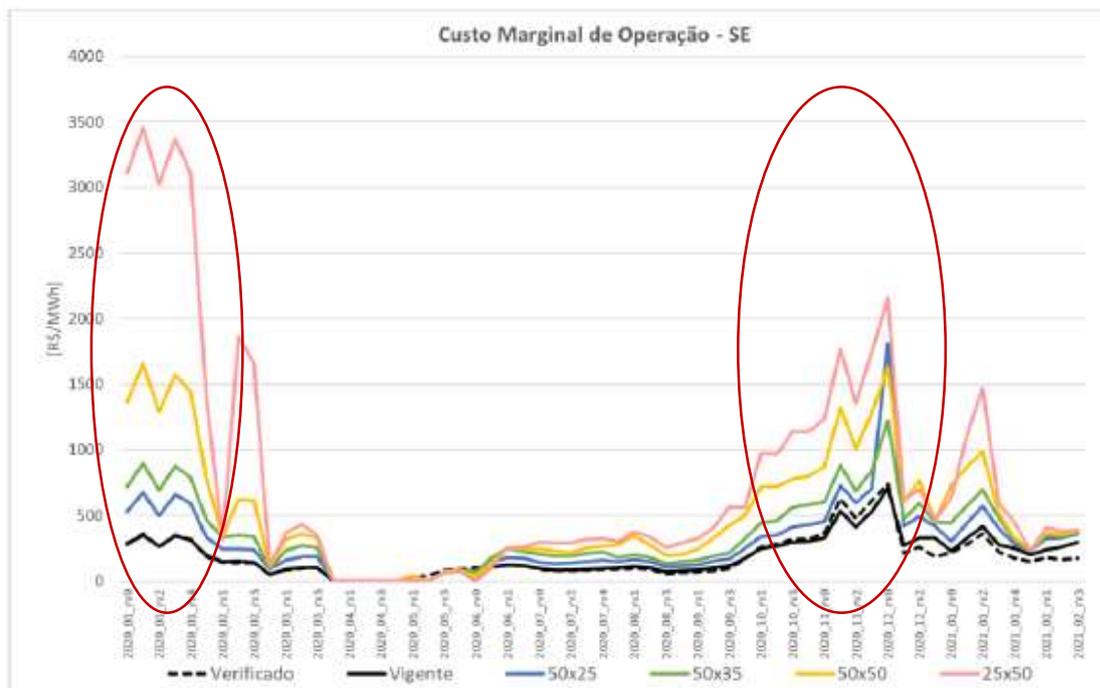


Figura 4 - Backtest 2020 a 2021: CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

É importante ressaltar que a grande elevação dos preços observados no mês de janeiro de 2020 está sob influência do VMinOP no DECOMP, pois como mostrado na seção que trata dos testes

do modelo DECOMP especificamente, os valores de armazenamento de janeiro violam os volumes mínimos operativos, causando um efeito irracional do CMO/PLD.

Outro momento de destaque na figura acima é o período de outubro de 2020 até o início de janeiro de 2021, onde um aumento expressivo de preços acontece, buscando valores acima de R\$1500/MWh nos casos CVaR (50,50) e (50,25).

Essa elevação reflete a rápida degradação dos níveis de armazenamento em todo o SIN, como mostrado na Figura 7, assim como as afluições observadas com valores abaixo dos piores valores observados no histórico, o que influencia significativamente a geração de séries sintéticas de afluição pelo PAR(p)-A, que por sua vez, levam os modelos a considerarem cenários onde o VMinOP de algum submercado pode ser atingido.

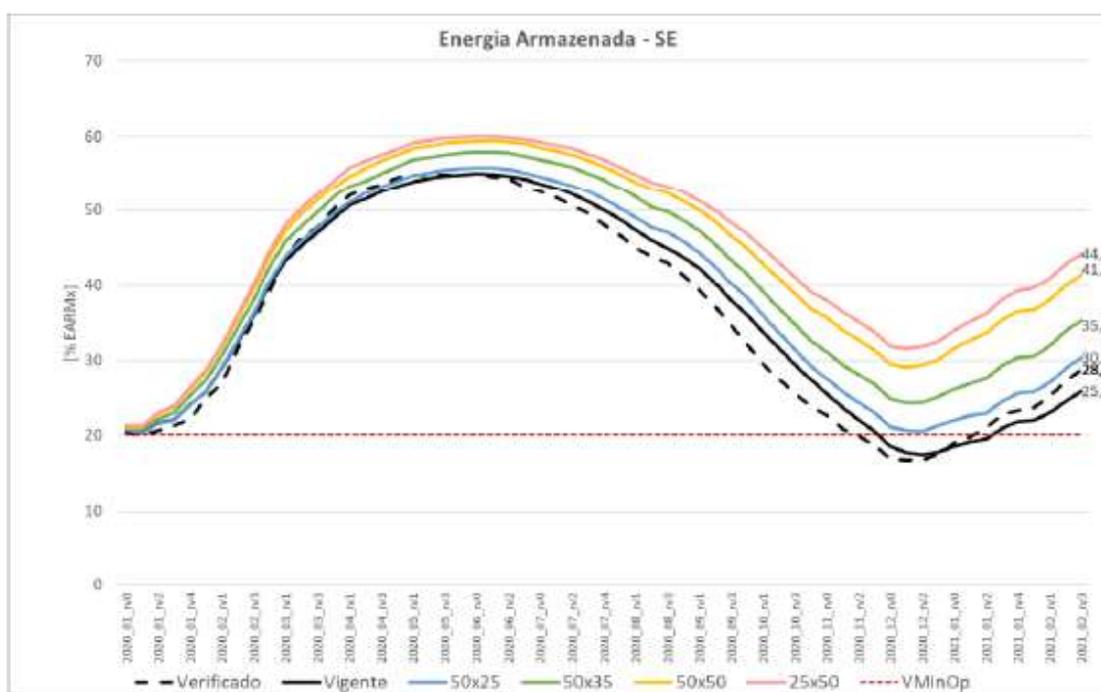


Figura 5 - Backtest 2020 a 2021: Energia armazenada no Sudeste

Um ponto interessante da figura acima, é que mesmo com despachos fora da ordem de mérito nos períodos de março a julho e posteriormente, de outubro a dezembro, o caso CVaR (50,25) só apresenta um descolamento no armazenamento do Sudeste, em relação ao verificado, a partir da RV0 de dezembro de 2020, período em que o entendimento sobre a representação de travamento ou não de afluições na bacia do São Francisco - que sabemos pela recente experiência ter um grande impacto na otimização do sistema, e conseqüentemente no despacho térmico e preço - entrou em discussão, descolando a realidade da representação do modelo.

Levando em consideração o caso (50,50), observa-se que mesmo com o grande despacho térmico fora da ordem de mérito e a importação de energia da Argentina e Uruguai, a partir de outubro, a curva de armazenamento do SIN distanciou-se do verificado, em resposta a grande aversão ao risco.

A pergunta que nos fazemos neste momento é: Com todo o despacho fora de mérito realizado de outubro/2020 a fevereiro/2021, de que forma seria possível ter armazenamentos mais altos? A resposta do modelo realmente está coerente?

Cabe ressaltar que o período de outubro de 2020 a fevereiro de 2021 foi pior que o pior período já registrado na história, e consequentemente performou como uma série não registrada no histórico considerado pelo modelo autorregressivo, e ainda assim, o modelo foi capaz de não só representar todo o custo de despacho fora da ordem de mérito, como de apresentar uma elevação de aproximadamente 5,5% no armazenamento do SIN no final de dezembro.

Isso demonstra o quão avesso ao risco todas as novas metodologias atreladas à parametrização do CVaR (50,50) podem ser.

A análise do final do período seco de 2020 traz duas conclusões que consideramos importantes:

- Em nenhuma parametrização do CVaR apresentada, os reservatórios do SE/CO violam o volume mínimo operativo de 20% do submercado, indicando que a utilização do VMinOP no NEWAVE e DECOMP parecem cumprir seu papel, porém, através de um custo exagerado.
- Os casos (50,35) e (50,50) indicam até uma “folga” estrutural, de aproximadamente 5% e 10% no armazenamento do SE/CO ao final de dezembro de 2020, em meio ao pior período de afluências verificado no histórico, em uma zona de inflexão do armazenamento, explicada pelo início do melhor período de afluências dentro do período úmido.

Esses pontos, são cruciais para a determinação do equilíbrio sistêmico que buscamos com os aprimoramentos e recalibrações dos modelos, de modo que condições críticas sejam caracterizadas com a devida importância, mas que mesmo assim, a segurança energética não seja abalada, assim como o equilíbrio de despacho hidrotérmico e financeiro seja mantido de maneira estrutural.

Ainda, com relação a elevação dos armazenamentos, deve-se discutir o nível de despacho térmico fora da ordem de mérito aceitável ou requerido pelo sistema. A Figura 6, mostra o quanto do ocorrido poderia ser representado pelos modelos de acordo com as calibrações do CVaR.

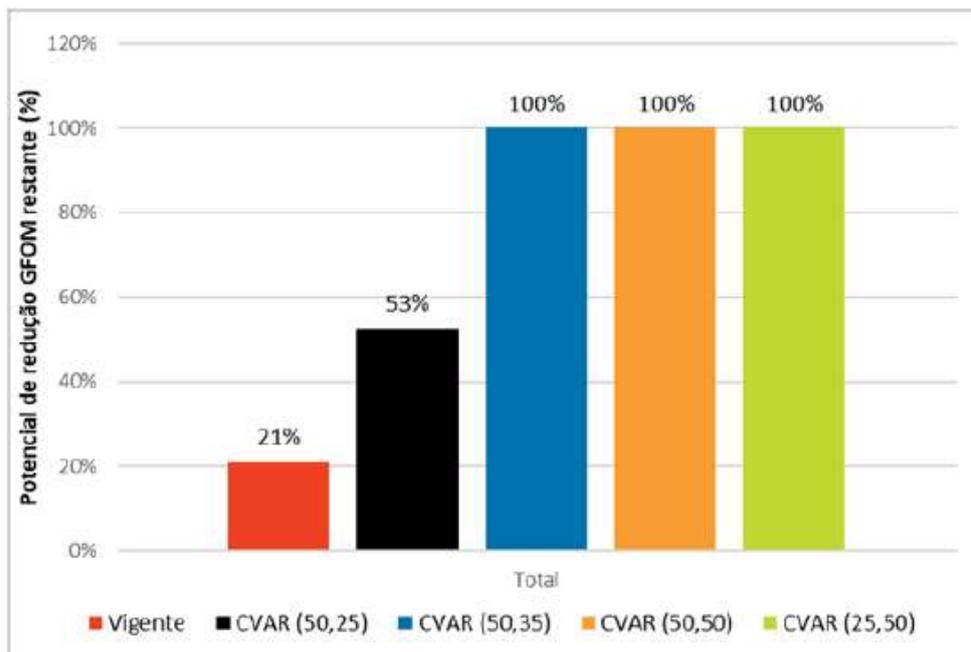


Figura 6 - Potencial de redução do custo do GFOM restante (% Realizado)

Observa-se que a partir do caso CVaR (50,35), 100% de todo GFOM estaria sendo considerado pelo modelo, considerando um período de hidrologia tão adverso como o apresentado.

Neste sentido, vale destacar que o CVaR (50,25) é superior, ou mais eficiente, que o (50,35) na maioria das janelas analisadas. O CVaR (50,35) só é superior em momentos de hidrologia crítica.

Na nossa visão, uma redução de 53% de GFOM, enquanto todos os critérios pontuados pelo ONS são atendidos, é uma ótima sinalização, corroborando com a visão de que situações extremas sempre exigirão que medidas de despacho emergenciais sejam tomadas.

Um questionamento pode ser levantado ao considerar-se essa situação: dado um cenário extremo, um outlier nunca antes observado no histórico, os modelos de otimização sob incertezas, que buscam a equilíbrio energético e financeiro, através de uma decisão ótima que evite vertimentos, assim como cenários de escassez energética, deveria ter o poder de não só englobar todo o despacho térmico fora da ordem de mérito verificado para poupar reservatórios, mas também passar por um período crítico como o observado em 2020/2021 com folga?

Com base em tudo que foi elucidado nas análises anteriores, acreditamos que não.

5.5. O planejamento da expansão do setor elétrico e o cenário de sobra de energia

O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, como a própria Empresa de Pesquisas Energéticas o define, é um documento informativo voltado para toda a sociedade, com o objetivo primordial de indicar as perspectivas, sob a ótica do Governo, da expansão do setor de energia dentro de um horizonte de estudo de 10 anos. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia, tais como necessidades de expansão da geração de energia elétrica, criação de linhas de transmissão etc.

Neste estudo são apresentadas as bases e premissas utilizadas na construção da visão de futuro. Dentre as principais premissas dos estudos decenais destacam-se o crescimento da economia, crescimento populacional e crescimentos setoriais. Desta forma, o PDE tem como um dos objetivos analisar as perspectivas de crescimento da demanda de energia do país, de forma a planejar a expansão de oferta das diversas fontes de energia.

Sabe-se de antemão que a projeção dos índices de crescimento econômico e elasticidade dos índices em relação a demanda de energia do sistema é muito complexa e passiva de muitos desvios. Aqui o objetivo não é discutir a qualidade ou acurácia da previsão dos índices econômicos, mas contrastar aonde chegamos e aonde deveríamos estar, na visão do planejamento realizado em 2015.

Ponto de vista da demanda

A Tabela 7 apresenta as premissas de crescimento econômico do país, a elasticidade projetada, a carga de demanda de energia elétrica e o crescimento anual projetado para o horizonte de 2015 a 2020, na visão do PDE 2026.

Tabela 7- Projeção de Crescimento Econômico e Demanda de Energia - PDE 2026

Projetado - PDE 2026					Realizado			
Ano	Carga	Crescimento	PIB	Elasticida	Carga	Crescime	PIB	Elasticida
2015	64625	-	-	-	6462	-	-	-
2016	64636	0,02%	-	0	6461	-0,02%	-	0,01
2017	66088	2,25%	0,50%	4,49	6558	1,50%	1,32%	1,14
2018	68043	2,96%	1,80%	1,64	6655	1,49%	1,80%	0,83
2019	70208	3,18%	2,10%	1,52	6783	1,92%	1,14%	1,68
2020	72766	3,64%	2,70%	1,35	6683	-1,47%	-	0,36
2021	76000	4,44%	2,80%	1,59	6893	3,14%	3,00%	1,05
2022	79297	4,34%	2,80%	1,55	7129	3,41%	2,80%	1,22

Fonte: PDE 2026, IBGE e ONS (*Primeira Revisão Quadrimestral do Planejamento de 2021)

O maior ponto de destaque relacionado às premissas feitas em 2015 é a carga de energia projetada para o ano de 2020, que totalizava 72766 MW médios, um crescimento de 8130 MW médios em 5 anos. Ao comparar as projeções feitas em 2015 com o realizado fica evidente que em todos os anos do horizonte de 2017 a 2020 houve uma frustração no crescimento de carga de energia.

O desvio na projeção de carga de energia entre os anos de 2016 e 2019 foi grande a ponto de em 2019, o desvio de carga ser equivalente ao crescimento de carga projetado para um ano, fazendo com que a carga realizada em 2019 ter sido inferior a carga projetada para o ano de 2018, como mostra a Figura 7.

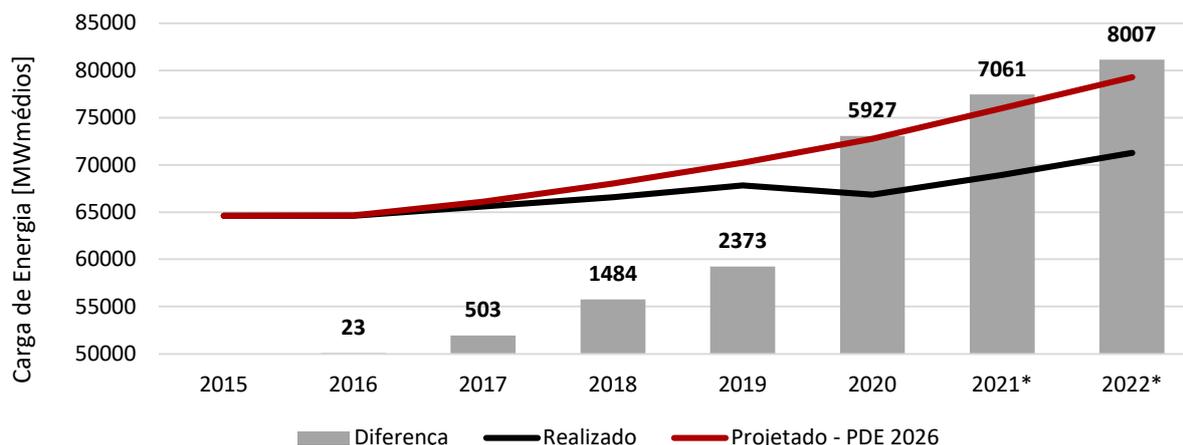


Figura 7 - Carga de energia projetada no PDE 2026 e Carga de energia verificada - 2016 a 2020

Neste sentido conclui-se que a superestimação da carga anual está menos associada aos desvios na projeção do PIB anual do Brasil e mais associada a superestimação da elasticidade da carga versus o PIB projetado. A projeção do PDE 2026 apontou crescimento de carga médio superior a duas vezes e meia o crescimento do PIB, de 2016 a 2019, enquanto o crescimento de carga verificado foi inferior a uma vez e meia o crescimento do PIB neste período.

Ponto de vista da oferta

É intuitivo que diante da expectativa de crescimento da demanda de energia elétrica apresentada no PDE 2026 seria necessário um planejamento da expansão da oferta capaz de acomodar todo o crescimento da demanda de forma segura em todo o horizonte do estudo.

Neste sentido, o PDE 2026 contou com muitos projetos estruturantes no horizonte de planejamento, tais como a UHE Belo Monte, as UHEs do Complexo do rio Teles Pires e o término da motorização das UHEs do complexo do rio Madeira. Adicionalmente foi indicado um elevado crescimento da oferta de energia eólica, solar e geração térmica por biomassa no planejamento. A Tabela 8 apresenta o acréscimo de potência de novas usinas hidrelétricas projetado pelo PDE 2026 e a expansão realizada nos mesmos anos.

Tabela 8 - Expansão do parque hidrelétrico anual projetado no PDE 2026 versus realizado

Projetado - PDE 2026			Realizado	
Ano	Usinas	Acumulado	Usinas	Acumulado
2016-2017	7785	7785	6267	6267
2018	5000	12785	3714	9981
2019	2012	14797	4817	14797
2020	0	14797	0	14797
2021	0	14797	0	14797
2022	0	14797	0	14797

Fonte: ONS e PDE 2026

Mesmo com alguns atrasos na motorização de algumas usinas, em especial a UHE Belo Monte, todo o planejamento de entrada em operação de usinas hidrelétricas no horizonte de 2016 a 2019 ocorreu, alcançando assim a expansão dos 14797 MW até o fim do ano de 2019. De forma análoga, a Tabela 9 apresenta a comparação do acréscimo anual de expectativa de energia de novos empreendimentos de geração eólica, solar e térmicas a biomassa, chamados aqui de usinas não simuladas.

Tabela 9- Expansão da oferta de usinas não simuladas anual projetado no PDE 2026 versus realizado

Projetado - PDE 2026			Realizado	
Ano	Usinas Não	Acumulado Não	Usinas Não	Acumulado Não
2017	1399	1399	2154	2154
2018	1841	3240	1323	3477
2019	1325	4565	1386	4863
2020	994	5559	1520	6383
2021*	1259	6817	1231	7613
2022*	1256	8073	1500	9114

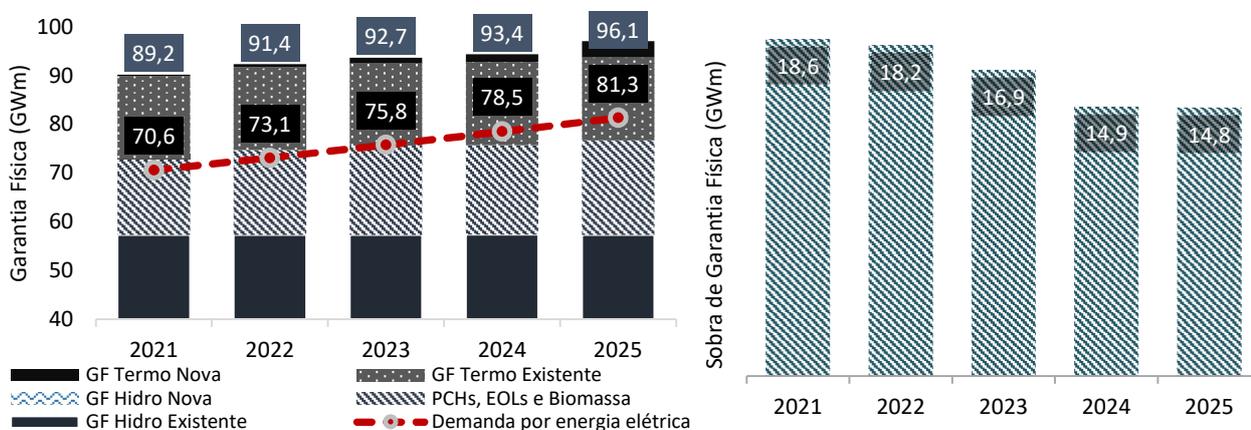
Fonte: ONS (*Projeção do PMO de janeiro de 2021) e PDE 2026

Assim como ocorrido na expansão das usinas hidrelétricas, toda a expectativa de expansão de usinas não simuladas projetada no PDE 2026 foi alcançada, e a nova expectativa é que no ano de 2022 o acréscimo total acumulado de usinas não simuladas supere o projetado pelo PDE 2026 em 1 GW médios.

O cenário de sobra estrutural

Através dos dados apresentados no PDE 2026, fica evidente a sobre estimativa da carga de energia. Fica evidente também o êxito na expansão da oferta de energia, que no horizonte de 7 anos superou as expectativas. A frustração no crescimento da demanda por energia, aliada com a superação da expectativa do crescimento do parque gerador de energia, cria um cenário de sobra de energia estrutural, como apresentado na Figura 8.

Figura 8 - Balanço de Garantia Física do Sistema a esquerda e sobra de Garantia Física a direita



Fonte: ANEEL e ONS (*Considera a carga ANDE na demanda por energia elétrica)

Modelos computacionais para otimização da operação têm o objetivo principal a decisão sobre o uso da água ou a economia da água, optando entre priorizar a geração hidráulica ou térmica, dadas as possibilidades de cenários futuros.

Ocorre que, em um cenário de sobra estrutural, é muito coerente que os modelos de otimização respondam com baixos custos totais de operação do sistema, uma vez que a maior parte da expansão da geração realizada foi feita com base em usinas com custo de produção de energia "nulo". Portanto, os baixos custos totais da operação e baixos custos marginais da operação vividos no ano de 2020 e 2021 são apenas um reflexo da sobre oferta de energia na interpretação dos modelos computacionais.

5.6. Avaliação da necessidade de parametrização do CVaR em um cenário de sobra estrutural

A crítica aqui é novamente sobre o critério utilizado. Em 2017, quando o setor elétrico ainda não dispunha desta quantidade de eólicas, ainda não contava com a UHE Belo Monte, complexo do Teles Pires e não contava com a motorização completa do complexo do Madeira, foi optado por um par de CVaR onde a decisão "ótima" foi tomada baseada na avaliação do custo marginal de operação e custo marginal de expansão (próximo dos 150/MWh).

Já em 2020, quando foi implementado mecanismo de volume mínimo operativo – VminOp, foi proposto que, para equilibrar a aversão ao risco do modelo, os parâmetros do CV@R fossem reavaliados, a fim de não existir uma sobreposição exagerada de mecanismos de aversão ao risco enxergado pelo modelo.

Porém, na CP 109, a proposta feita utilizou um critério contrário ao proposto em 2020, onde está sendo proposta a adição de uma metodologia de aversão ao risco de armazenamentos abaixo de um mínimo operativo no modelo Decomp, uma nova metodologia de criação de séries que, em momentos de energias naturais afluentes abaixo da média irá criar mais séries avessas ao risco, e adicionalmente foi proposto que os parâmetros do CVaR fossem revistos, de forma a deixar o modelo ainda mais avesso ao risco.

Do ponto de vista técnico, o critério utilizado em 2020 se mostra mais coerente do que o proposto na CP 109, onde a adição de metodologias de aversão a risco ou aprimoramento de métricas que resultem em uma maior percepção de risco deveriam resultar em uma redução da percepção de risco dos mecanismos já existentes.

Dado o histórico de baixo crescimento da carga, grande expansão de fontes renováveis e término da expansão de muitos projetos estruturantes, vivemos um cenário de sobra estrutural recorde. Portanto é natural que os modelos de otimização resultem em baixos custos de operação do sistema. Alterar os parâmetros de aversão ao risco do CVaR seria apenas uma forma de forçar artificialmente que os modelos computacionais resultem em custos de operação mais altos.

Passamos por um momento complexo para os modelos de otimização, onde os modelos precisam decidir um despacho em um cenário de sobra estrutural de energia, vazões estruturalmente mais baixas, e uma quantidade grande de restrições de vazão mínima.

5.7. O Motivo dos preços não refletirem a realidade não está no NEWAVE, mas sim nas restrições hidráulicas de curto prazo

Sabe-se de antemão que o sistema é muito complexo e a dependência da água para usos variados impõe a necessidade de limitação do uso entre os agentes que dependem deste recurso.

Muitas destas restrições relacionadas a uma vazão mínima a ser mantida em trechos de rios que, além da produção de energia, são usados na navegação, turismo, ou possuem fauna e flora que precisam de cuidados especiais.

Ocorre que em momentos de baixas vazões afluentes, caracterizadas pelo período seco ou por um período úmido com precipitação muito abaixo da média histórica, a necessidade de atendimento dessas vazões pelos modelos computacionais pode levar a um resultado distorcido da realidade.

Como exemplo, o PMO mais recente, de junho de 2021, deixa muito claro que as restrições hidráulicas inseridas no modelo DECOMP distorcem a visão de preços do modelo de médio prazo NEWAVE. Foi comparado o custo marginal de operação dos modelos NEWAVE e DECOMP, assim como uma consulta à Função de Custo Futuro do NEWAVE utilizando o mesmo cenário de ENA da primeira semana operativa do modelo DECOM, utilizando o modelo NEWDESP. O resumo dos custos marginais de operação é apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 - Diferença de custos marginais de operação por modelo

Custos Marginais de Operação - Junho/2021	
Modelo	CMO (R\$/MWh)
Média das 2000 Séries de NEWAVE	480
DECOMP RV0	242
NEWDESP	551

Na tentativa de identificar o principal causador da distorção de preços entre os modelos, foi realizada a simulação do cenário de DECOMP da primeira semana operativa de junho desconsiderando todas as restrições elétricas e o resultado foi uma elevação do custo marginal de operação de R\$ 242/MWh para 661/MWh.

Ao aprofundar nas possíveis restrições que pudessem ser responsáveis pela distorção, foi identificado que a necessidade de atendimento das restrições de vazão mínima das UHEs Jupia e Porto Primavera em 4000m³/s e 4600m³/s, respectivamente, resulta em uma operação que cria uma necessidade compulsória de geração nas usinas que estão à montante das UHEs Jupia e Porto Primavera, impactando assim na redução de preço do custo marginal de operação.

Ocorre que como a vazão incremental destas usinas, somadas às vazões incrementais das usinas imediatamente à montante não são suficientes para o atendimento das restrições de vazão mínima, e a única alternativa que o modelo computacional DECOMP tem para o atendimento da restrição é deplecionar os reservatórios das bacias do Grande e Paranaíba de forma que aumente a vazão afluyente nas UHEs Jupia e Porto Primavera.

Esta política operativa de deplecionar os reservatórios para aumentar a vazão das usinas do Paraná resulta em um aumento significativo da energia gerada pelas bacias e conseqüentemente o modelo compensa reduzindo a quantidade de usinas térmicas ligadas para atendimento da carga.

Dada a distorção de política operativa e conseqüente custo marginal da operação, avaliamos que a alteração do CVaR não é a mais indicada para suprir a necessidade de elevar o custo marginal da operação dos modelos de curto prazo e refletir em uma recuperação de armazenamento do sistema.

Neste sentido, avaliamos que o modelo responsável pelo custo marginal da operação não refletir a realidade é o modelo DECOMP e não o NEWAVE. Portanto sugerimos que antes de ser realizada alguma mudança metodológica ou paramétrica no modelo NEWAVE seja reavaliada a política operativa determinada por toda a cadeia de modelos computacionais.