



**CONSULTA PÚBLICA SOBRE APRIMORAMENTOS
PROPOSTOS PELA CPAMP (CICLO 2021-2022)**

Nº 121 DE 10/02/2022

MARÇO DE 2022

Índice

1. Sumário Executivo.....	3
2. Aprimoramentos propostos CP Nº 121/2022: análises adicionais e questionamentos	4
2.1 Estudo encadeado: Março a Agosto/2022.....	4
2.2 Janeiro/2023.....	10
3. Sinal do PLD: necessidade de indicações aderentes à realidade do SIN	12
4. Inconsistência do modelo Decomp: armazenamento final no submercado Norte	15
5. Considerações finais.....	16

1. Sumário Executivo

O presente documento apresenta as contribuições da MegaWhat Consultoria à Consulta Pública Nº 121/2022, que apresenta a proposta do Grupo de Trabalho Metodologia – GT Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP acerca dos aprimoramentos propostos no Ciclo 2021-2022, abordando os seguintes temas: Modelo PAR(p)-A de Representação Hidrológica e a Avaliação da Parametrização da Aversão ao Risco (CVaR).

Em síntese, relacionado às propostas do GT Metodologia, expõe-se:

1. Favorável à utilização da metodologia PAR(p)-A na geração de cenários de vazões e ENAs, a fim de melhorar a representação hidrológica nos modelos computacionais;
2. Favorável à alteração do critério de parada no modelo Newave, conforme sugerido pelo GT Metodologia. Reforça-se, no entanto, a necessidade de manter a avaliação dos critérios à medida que melhorias sejam implementadas no modelo, visto que em determinados meses as simulações são interrompidas pelo número máximo de iterações sem que se atinja condição satisfatória convergência;
3. Favorável à adoção de parâmetros do CVaR mais avessos a risco do que o vigente ($\alpha = 50$, $\lambda = 35$), porém sem indicação de um par específico. Apesar de se acreditar que a alteração de tais parâmetros seja uma medida reativa à situação vivenciada nos últimos anos, vê-se a necessidade de o modelo apresentar custos mais elevados ao incluir maior despacho de térmicas, representando de maneira mais realista a situação do SIN, para que um cenário como o de 2021 não se repita. No entanto, esta medida deve ocorrer até que seja aprimorada a representação dos reservatórios nos modelos computacionais, conforme discutido e sugerido no Capítulo 3.
4. **No entanto, nas simulações realizadas pela MegaWhat Consultoria, observaram-se determinados comportamentos que demandam análises e clareza pelo GT Metodologia.** Um exemplo é a simulação encadeada realizada entre março e agosto/2022, que, ao empregar os parâmetros CVaR (25,40), indicou para a redução do PLD em agosto, contrariando a tendência dos demais pares e o esperado na prática. Estas e outras análises são descritas no Capítulo 2 deste documento.

Adicionalmente, apresentam-se as seguintes propostas de estudos pelo GT Metodologia para o próximo ciclo:

1. Ainda que os aprimoramentos dos últimos anos tenham sido no sentido de buscar respostas dos modelos que sejam mais aderentes à realidade operativa do SIN, continuamente depara-se com situações como a vivenciada atualmente: armazenamentos que ainda não indicam plena recuperação, principalmente quando comparados ao período anterior a 2012, demandando despachos adicionais de térmicas, importação e restrições hidráulicas extremas, mas, ainda assim, PLD baixo (i.e. fevereiro e março/2022 no piso). Entende-se que a alteração proposta dos parâmetros CVaR trará reações em termos de preços, mas pode não ser satisfatória a depender do cenário simulado. Sugerem-se estudos em que os modelos computacionais considerem um maior peso ao armazenamento dos reservatórios, como forma de se ter um sinal econômico do PLD mais coerente e, conseqüentemente, a justa alocação dos encargos do Sistema. Este item é detalhado no Capítulo 3;
2. Avaliação da inconsistência do modelo Decomp ao indicar redução expressiva do armazenamento do submercado Norte entre semanas operativas, sendo um sinal não condizente com a operação realizada pelo ONS. Este item é detalhado no Capítulo 4.

2. Aprimoramentos propostos CP N° 121/2022: análises adicionais e questionamentos

2.1 Estudo encadeado: Março a Agosto/2022

A MegaWhat Consultoria realizou estudo encadeado de Newave e Decomp a partir dos decks da RV2 de Fevereiro/2022 para verificar os resultados de um prospectivo de 6 meses. Nele, consideraram-se quatro cenários, todos eles para a mesma condição inicial de armazenamento nos submercados no início de março/2022 e mesmas afliências, conforme o cenário de Valor Esperado elaborado pela equipe técnica. São eles:

- VE – Modelos atualmente vigentes;
- VE_CPAMP2540 - Aprimoramentos propostos na CP 121/2022: PAR(p)-A + parâmetros CVaR ($\alpha = 25, \lambda = 40$);
- VE_CPAMP5035 - PAR(p)-A, mas sem alterar os parâmetros CVaR atuais ($\alpha = 50, \lambda = 35$); e
- VE_CPAMP2530 - PAR(p)-A + parâmetros CVaR menos avessos que o proposto ($\alpha = 25, \lambda = 30$).

Na Figura 1 apresentam-se os resultados de PLD por submercado, indicando a diferença em relação ao caso VE (atualmente vigente) nas tabelas abaixo de cada gráfico.

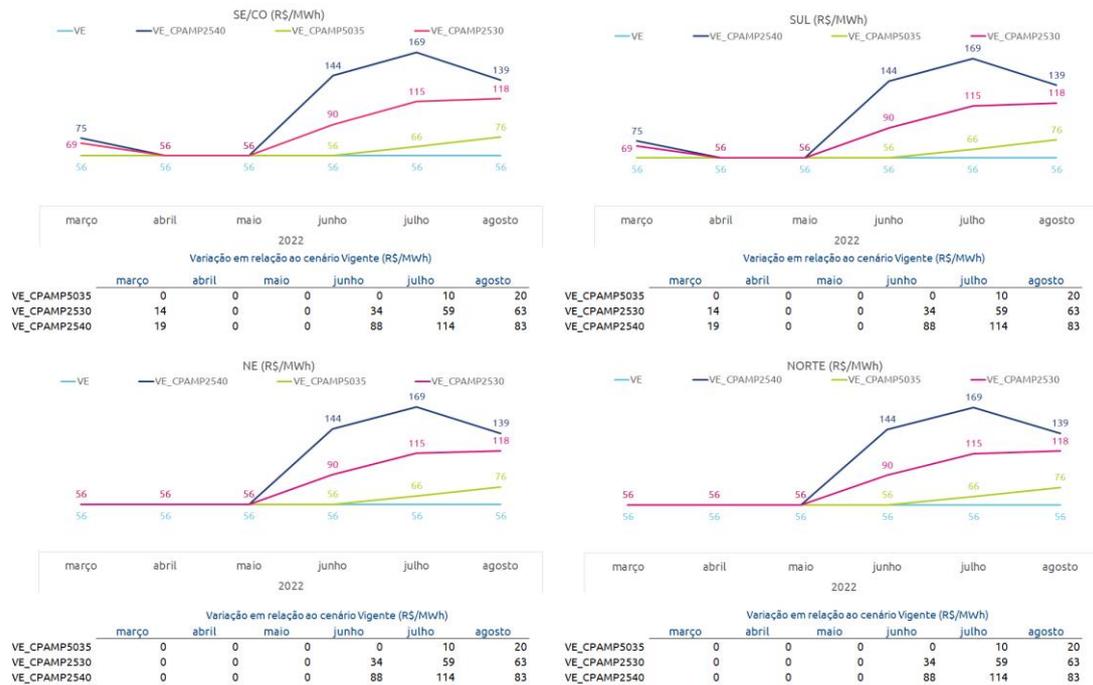


Figura 1 – PLD por submercado para os quatro cenários simulados entre março e agosto/2022.

No geral, verifica-se a tendência de acréscimo do PLD em cada sensibilidade realizada, comparativamente ao caso VE que indicava o piso para todos os meses do horizonte. Este comportamento é justificado pela menor geração hidráulica e, conseqüentemente, maior geração térmica ao se incorporar o PAR(p)-A e aplicar parâmetros mais avessos ao risco, priorizando maiores armazenamentos.

No entanto, no caso VE_CPAMP2540, houve queda do PLD em agosto/2022 (R\$139/MWh), quando comparado a julho (R\$169/MWh), comportamento não observado nos demais cenários simulados. Ao longo de agosto houve deplecionamento dos reservatórios em todos os cenários, como indicado na Figura 2, o que é esperado dado o período de estiagem na maior parte do SIN e a redução das aflúncias de um mês para o outro em todos os submercados. No entanto, ainda que mais recuperado que os demais cenários, a redução do PLD de agosto no caso CPAMP2540 não parece diretamente justificável.

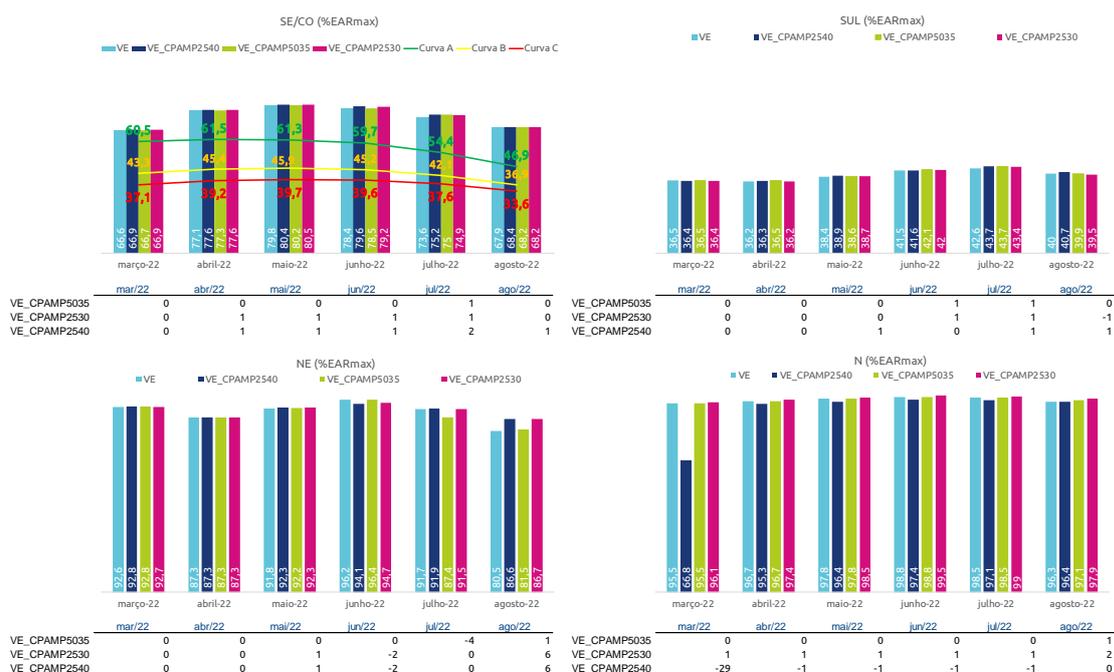


Figura 2 – EArm final por submercado para os quatro cenários simulados entre março e agosto/2022.

Ressalta-se, ainda que, no SIN, em agosto houve geração térmica de 7,1 GWmed, enquanto em julho o total foi de 6,7 GWmed, justificando um possível custo total mais elevado no último mês simulado.

Portanto, analisaram-se os custos de operação destes dois meses do Decomp no arquivo *relato.rvx*. Verifica-se que tanto o valor esperado do custo futuro, quanto o custo total de operação no estágio foram mais elevados em agosto, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Custos de operação em julho e agosto/2022 para o cenário VE_CPAMP2540, conforme saídas do modelo Decomp.

Parcela	Jul/22	Ago/22	Diferença (Ago -Jul) (MWmed)
Valor esperado do custo futuro (1000 \$)	252.028.675,88	259.478.093,43	7.449.417,55
Custo total de operação no estágio - Atualizado para valor presente (1000 \$)	674.865,85	838.937,19	164.071,34
Parcela referente a geração térmica mínima (1000 \$)	597.701,77	764.812,60	167.110,83
Parcela referente a geração térmica total (1000 \$)	674.836,31	838.909,81	164.073,50
Parcela referente a contrato de importação mínimo (1000 \$)	0,00	0,00	0,00
Parcela referente a contrato de importação total (1000 \$)	0,00	0,00	0,00
Parcela referente a contrato de exportação mínimo (1000 \$)	0,00	0,00	0,00
Parcela referente a contrato de exportação total (1000 \$)	0,00	0,00	0,00
Parcela referente a não atendimento do desvio (1000 \$)	0,00	0,00	0,00
Parcela referente a vertimento em reservatório (1000 \$)	0,01	0,01	0,00
Parcela referente a vertimento em usinas fio d'água (1000 \$)	0,31	0,18	-0,13

Parcela referente a turbinamento em reservatório (1000 \$)	10,17	11,09	0,92
Parcela referente a turbinamento em usinas d'água (1000 \$)	18,50	15,58	-2,92
Parcela referente a intercambio entre subsistemas (1000 \$)	0,55	0,51	-0,04
Custo marginal de operação do subsistema SE (\$/MWh)	169,25	138,69	-30,56
Custo marginal de operação do subsistema S (\$/MWh)	169,25	138,69	-30,56
Custo marginal de operação do subsistema NE (\$/MWh)	169,25	138,69	-30,56
Custo marginal de operação do subsistema N (\$/MWh)	169,25	138,69	-30,56
Custo marginal de operação do subsistema FC (\$/MWh)	169,25	138,69	-30,56

Ainda assim, para compreender o PLD inferior em agosto/2022, investigou-se o custo total de operação indicado pelo modelo Newave (arquivo *pmo.dat*), conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Custos de operação em julho e agosto/2022 para o cenário VE_CPAMP2540, conforme saídas do modelo Newave.

Parcela (\$ x 10 ⁶)	Jul/22	Ago/22	Diferença (Ago -Jul) (MWmed)
Geração térmica	31.204,17	30.338,30	-865,87
Déficit	0,00	0,00	0,00
Vertimento	1,07	1,00	-0,07
Excesso energia	0,00	0,00	0,00
Violação CAR	196,64	231,08	34,44
Violação SAR	0,00	0,00	0,00
Viol. Outros usos	28,78	25,42	-3,36
Violação EVMIN	113,59	140,70	27,11
Violação VZMIN	0,00	0,00	0,00
Intercâmbio	1,61	1,60	-0,01
Viol. Interc. Min.	0,00	0,00	0,00
Vert. Fió n. Turb.	1,24	1,16	-0,08
Violação GHMIN	91,10	77,46	-13,64
Violação GHMINU	0,00	0,00	0,00
Violação retirada	0,00	0,00	0,00
Violação Emis. GEE	0,00	0,00	0,00

De fato, pelo Newave de agosto/2022, o custo total de operação foi R\$ 821 x 10⁶ inferior ao do deck de julho, principalmente devido à menor parcela da geração térmica, como confirmado na Figura 3 para o horizonte de acoplamento do Decomp no Newave. Com isso, verifica-se uma média dos cenários de CMO também inferior em agosto, comparativamente à rodada do mês anterior (Figura 4).

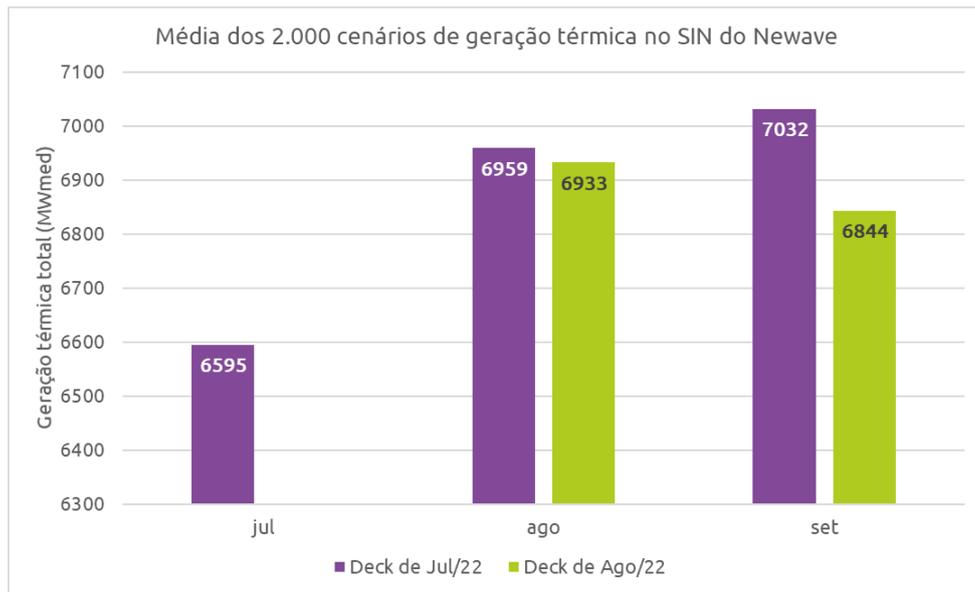


Figura 3 – Média dos 2.000 cenários do Newave para a geração térmica total no SIN no horizonte de acoplamento do Decomp no Newave (2º mês operativo) para o cenário CPAMP2540 – Decks de julho e agosto/2022.

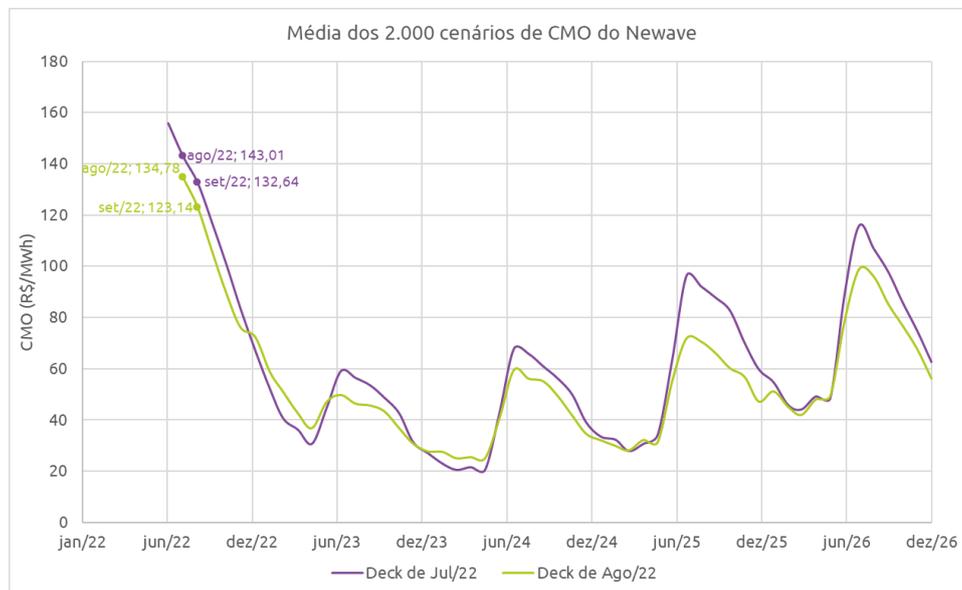


Figura 4 – Média dos 2.000 cenários do Newave para o CMO do SE/CO no horizonte completo do modelo para o cenário CPAMP2540 – Decks de julho e agosto/2022.

Entende-se que esse comportamento se justificaria por um possível ganho de armazenamento adquirido ao longo de julho, tornando o modelo mais otimista na operação do mês seguinte. No entanto, ao analisar as médias dos 2.000 cenários do Newave das duas rodadas para o EArm final (Figura 5), tem-se que o armazenamento ao final do segundo mês (quando há o acoplamento com o Decomp), indica valores inferiores na rodada de agosto/22, bem como confirmado pelo resultado do Decomp, apresentado anteriormente na Figura 2.

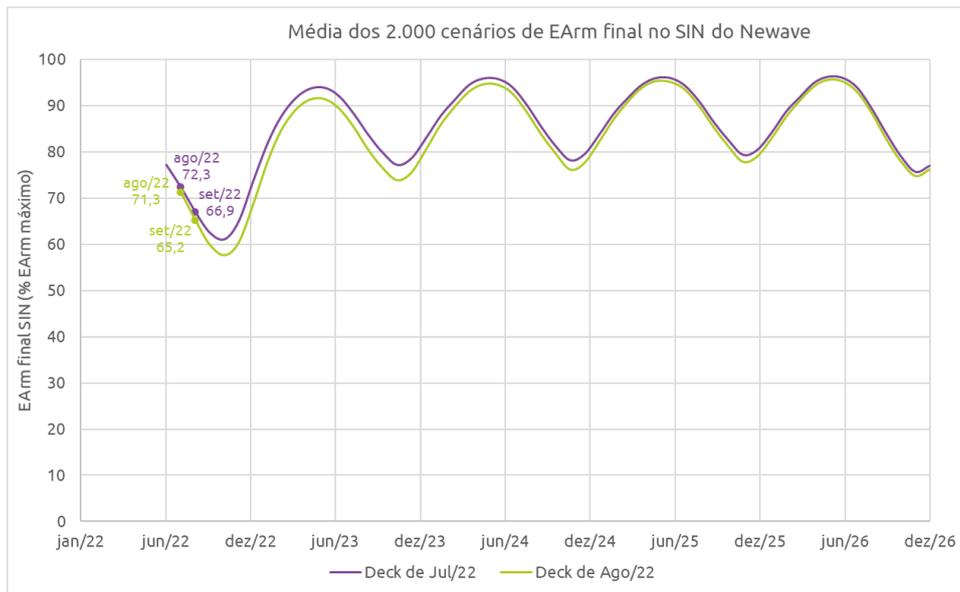


Figura 5 – Média dos 2.000 cenários do Newave para o EArm final do SIN no horizonte completo do modelo para o cenário CPAMP2540 – Decks de julho e agosto/2022.

Portanto, as análises e resultados ora apresentados mostram que, ao empregar os parâmetros CVaR (25,40), a redução do PLD em agosto em relação a julho contraria a tendência dos demais pares simulados, bem como o esperado na prática. As principais questões relacionadas à este comportamento são o por quê do modelo Newave estar com custo total de operação inferior em agosto, quando comparado a julho/2022; e como, apesar disso, o custo total do Decomp (inclusive o valor esperado para o futuro) é superior em agosto, mas indicando PLD cerca de R\$30/MWh inferior ao de julho.

Por fim, verificou-se que o estudo prospectivo apresentado pelo GT Metodologia no Relatório Técnico nº 01-2022 também apresenta tal comportamento para o mês de agosto em determinados cenários de sensibilidades, destacados em amarelo na Figura 6 abaixo (pares de CVaR (25,35), (25,40) e (25,45)). Sendo assim, a MegaWhat sugere estudo detalhado que traga clareza sobre a possibilidade de redução do PLD em meses caracterizados como os mais secos do período de estiagem e que, no geral, apresentam tendência de elevação.

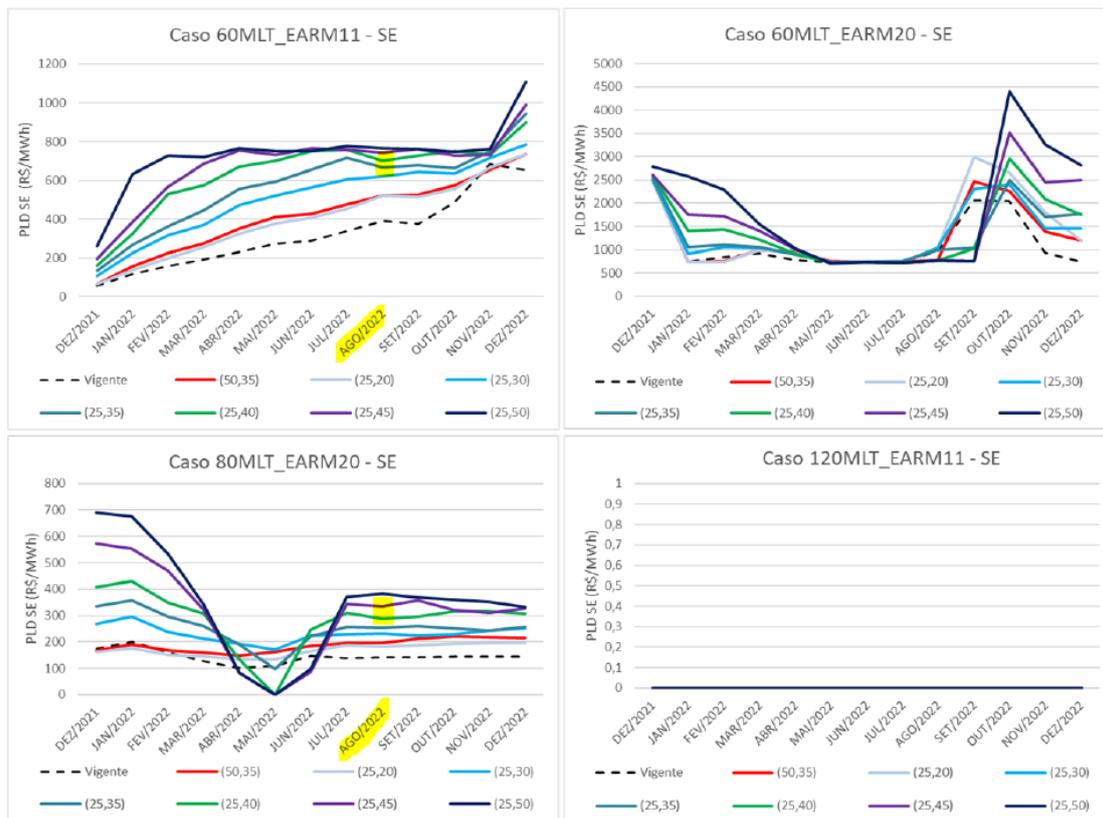


Figura 6 – PLD no submercado Sudeste – Projeções. Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP nº 01 - 2022, disponibilizado na CPNº 121/2022.

2.2 Janeiro/2023

Outra simulação realizada pela MegaWhat foi a de consideração dos aprimoramentos propostos a partir de janeiro/2023 para os decks de preços. Para tal, realizou-se um estudo escadeado de valor esperado de afluências até dezembro/2022 com os modelos atualmente vigentes e, em janeiro/2023, partindo do mesmo armazenamento inicial, simularam-se as sensibilidades de aversão a risco apresentadas acima, para três cenários de afluências distintos: LI (limite inferior), VE (valor esperado) e LS (limite superior). Os resultados de PLD são apresentados na Figura 7.

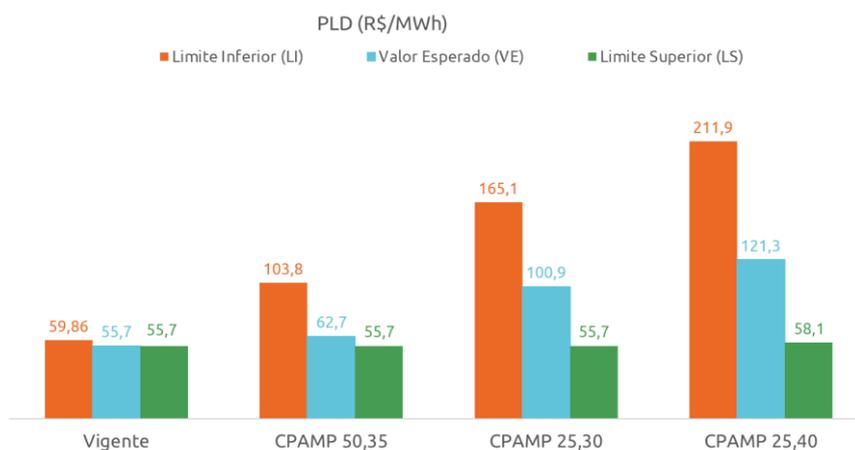


Figura 7 – PLD nos quatro submercados acoplados para Janeiro/2023 – Sensibilidades de cenários de afluências e aversão a risco nos modelos computacionais.

Verifica-se a tendência de elevação do PLD para afluências mais pessimistas (cenário LI) e para o valor esperado (VE). Já para o cenário mais otimista de afluências (LS), o PLD se manteria no piso ou muito próximo deste para todas as sensibilidades de parâmetros CVaR.

A maior geração térmica na maioria dos submercados justifica a tendência de elevação do PLD nos cenários mais avessos ao risco, quando comparados ao caso Vigente. No entanto, ao se analisar o balanço por submercado, verifica-se que isso nem sempre representa menor geração hidráulica nos mesmos submercados. No caso VE_CPAMP2540 houve maior geração térmica e também maior geração hidráulica no Sudeste, se comparado ao caso VE (Vigente), sendo compensada por menor geração hidráulica no Nordeste, que passou a exportar menos energia. Essa decisão reflete diretamente no armazenamento dos submercados ao final de janeiro/2023, como apresentado na Figura 8.

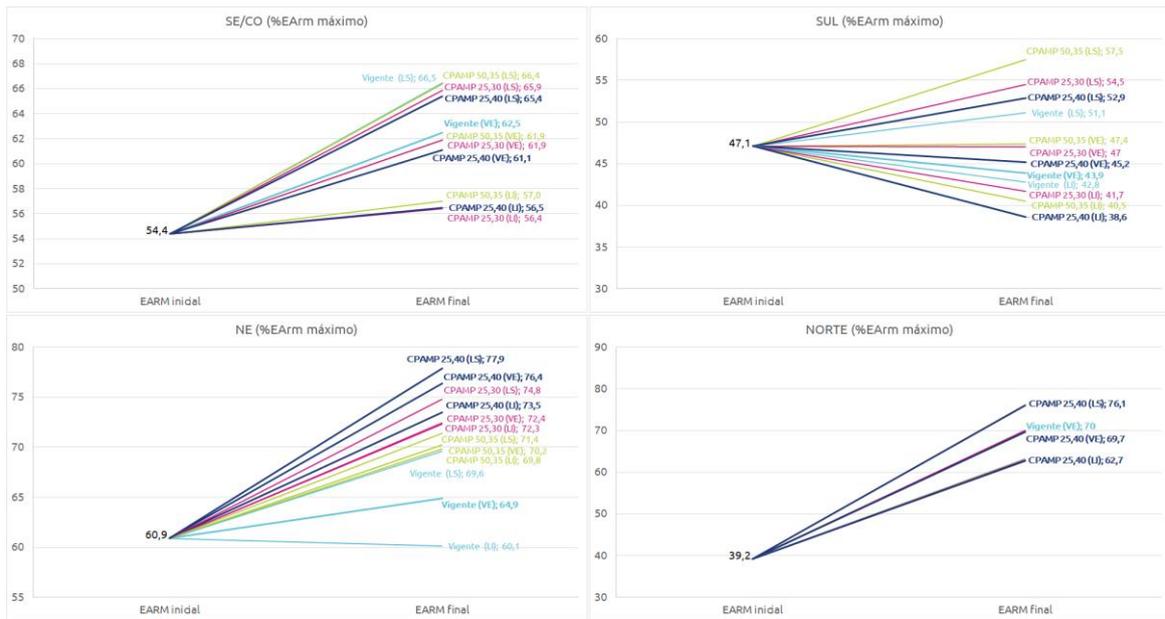


Figura 8 – Armazenamento inicial e final nos submercados em Janeiro/2023 – Sensibilidades de cenários de afliências e aversão a risco nos modelos computacionais.

Evidentemente que, apesar do 1º mês operativo (janeiro) considerar a mesma afliência prevista (caso VE, valor esperado), a geração de cenários incluindo o PAR(p)-A fará com que a operação no caso VE_CPAMP2540, por exemplo, seja realizada com afliências distintas do modelo Vigente. No entanto, ainda assim, deve-se atentar para o fato de que a incorporação dos aprimoramentos propostos pode resultar na decisão de maior armazenamento no Nordeste e menor armazenamento no Sudeste, quando comparado à indicação atual do modelo. Ainda que o SIN tenha adquirido armazenamento (+3,3 GWmed, equivalente a +1,1% EArm máximo, quando comparado ao atual), a alocação da água pode não priorizar os reservatórios do Sudeste.

3. Sinal do PLD: necessidade de indicações aderentes à realidade do SIN

Ainda que os aprimoramentos dos últimos anos tenham sido no sentido de incorporar ao modelo maneiras de melhor representar a realidade do Sistema, continuamente depara-se com situações como a vivenciada atualmente: armazenamentos que ainda não indicam a recuperação (principalmente quando comparados ao período anterior a 2012), demandando despachos adicionais de térmicas, importação e restrições hidráulicas extremas, mas, ainda assim, PLD baixos.

Na Figura 9 apresenta-se uma análise que relaciona o armazenamento no SIN com o PLD SE/CO. Nela, verifica-se, no período de 2002 a 2012, a tendência do PLD se manter em valores baixos, com menor volatilidade entre meses, década esta em que os reservatórios seguiam a sazonalidade dos períodos úmidos e secos, alcançando valores prioritariamente entre 40% e 90% EArm

máximo ao longo dos anos. Algumas exceções ocorreram, por exemplo, como resposta direta à baixas afluições (início do período úmido de 2007/2008) e à crise econômica (2008). A partir dos deplecionamentos mais evidentes no SIN, ao final de 2012, observa-se maior volatilidade dos preços e a não recuperação efetiva dos armazenamentos.

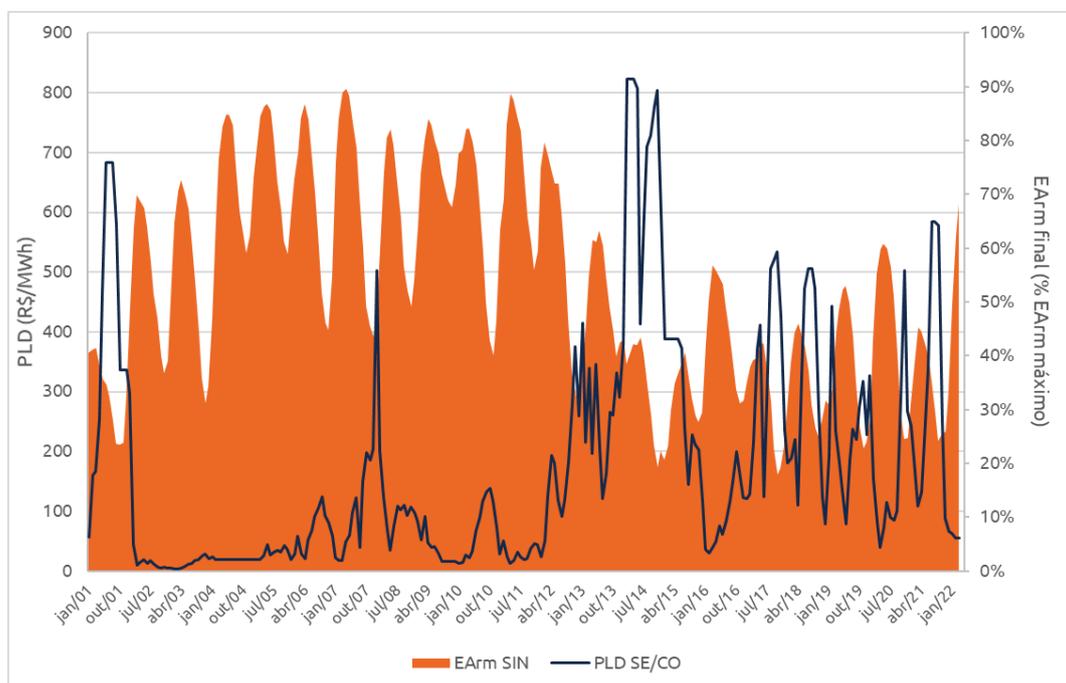


Figura 9 – Relação mensal entre o PLD SE/CO e o EArm final no SIN entre 2011 e 2022.

É evidente que o SIN apresentou importantes alterações no período, seja pela entrada de usinas ou por aprimoramentos nas modelagens. Na Figura 10 relembra-se a apresentação realizada pelo GT Metodologia em 19/08/2021, destacando tais aprimoramentos ao analisar o PLD em relação aos Encargos por Segurança Energética e abordando a oportunidade/necessidade de revisão do nível de aversão a risco dos modelos.

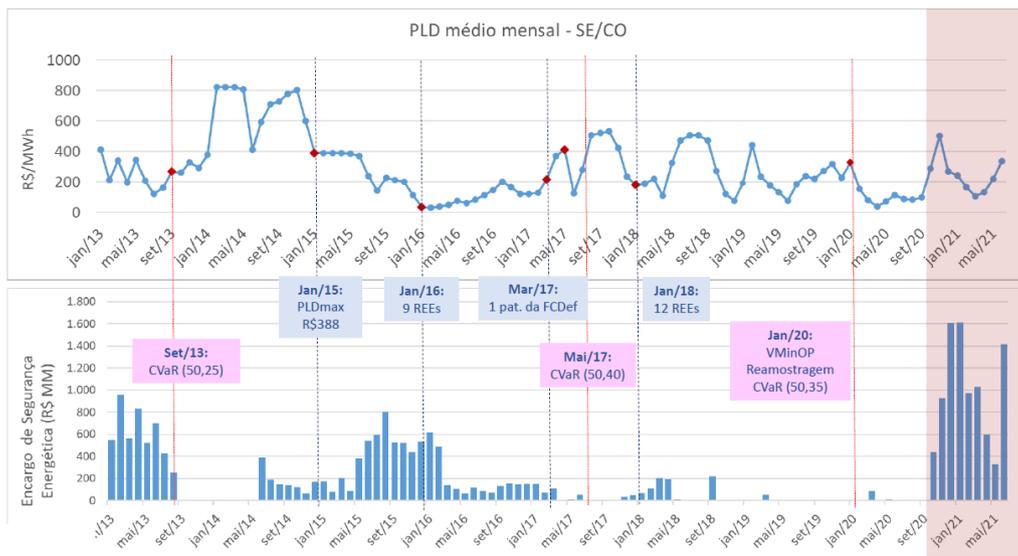


Figura 10 – Relação mensal entre o PLD SE/CO e o Encargo por Segurança Energética entre 2013 e 2021, destacando-se os aprimoramentos nos modelos computacionais. Fonte: Apresentação Workshop GT Metodologia/CPAMP de 19/08/2021.

Na Figura 11, analisando o período mais recente, desde janeiro/2020, também se verificam meses em que o PLD atingiu valores abaixo de R\$100/MWh, em resposta a maiores afluências e consequente aumento do armazenamento. No entanto, estes armazenamentos não alcançaram valores que indicavam recuperação, como: ao longo de 2020, sendo que o máximo alcançado foi de 61% EArm max; em março/2021 quando o SIN alcançou 45% EArm max e o PLD foi inferior a R\$110/MWh em todos os submercados; e a partir de novembro/2021 quando o Sistema finalizou o mês com apenas 26% EArm max e uma queda acentuada do PLD entre outubro e novembro, sendo verificado o PLD mínimo desde meados de janeiro e, conforme a previsão oficial da RV1 Mar/22, deve-se finalizar este mês com 68% EArm max. Além disso, ressalta-se que as medidas extraordinárias de despacho térmico adicional e importação estão vigentes por deliberações do CMSE desde outubro/2020.

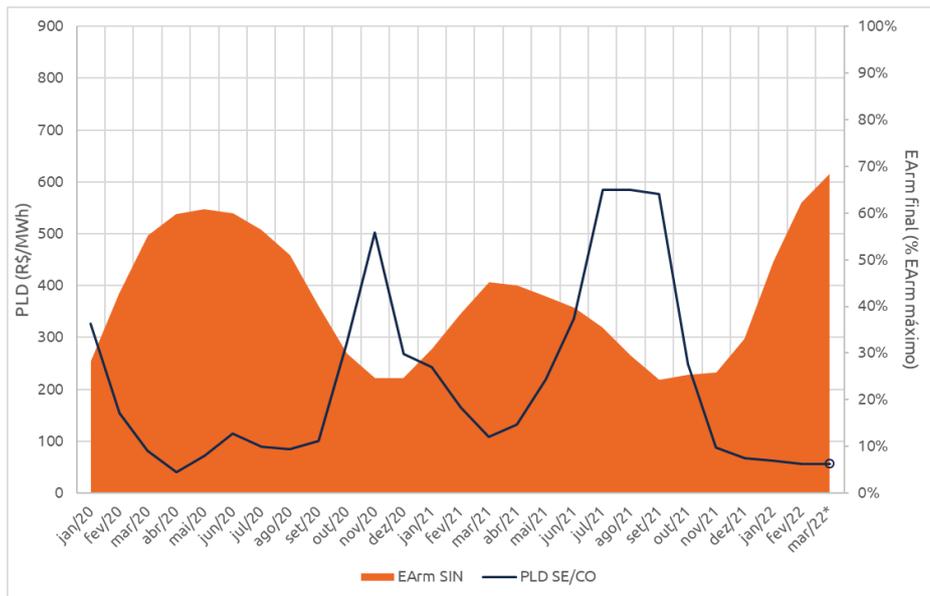


Figura 11 – Relação mensal entre o PLD SE/CO e o EArm final no SIN entre 2000 e 2022 (*março/2022 conforme previsão oficial da RV1).

Entende-se que a alteração proposta dos parâmetros CVaR trará reações em termos de preços, mas não resolvem a questão apontada acima. Sugerem-se estudos em que os modelos computacionais considerem um maior peso ao armazenamento dos reservatórios, como forma de se ter um sinal econômico do PLD mais coerente e, conseqüentemente, dos encargos por segurança energética.

Ressalta-se que a análise proposta é diferente daquela em que foi retirada a afluência da Função de Custo Futuro no SG Volatilidade em ciclos anteriores do GT Metodologia, visto que esta tem sua importância na composição das formulações.

4. Inconsistência do modelo Decomp: armazenamento final no submercado Norte

Em janeiro e fevereiro deste ano verificaram-se indicações de armazenamentos finais pelo modelo Decomp pouco condizentes com a realidade praticada pelo ONS, tal como pode ser observado nas Figuras 12 e 13, respectivamente. Nelas, ficam evidenciadas a indicação de expressivo deplecionamento dos reservatórios do Norte nas RV1 e RV2 de Janeiro e na RV1 de Fevereiro. O verificado, no entanto, continuou a tendência de acréscimo ao longo das semanas operativas, o que é coerente com a realidade do Sistema, visto que a redução de cerca de 30% EArm máximo de uma semana para a próxima não ocorre na prática.

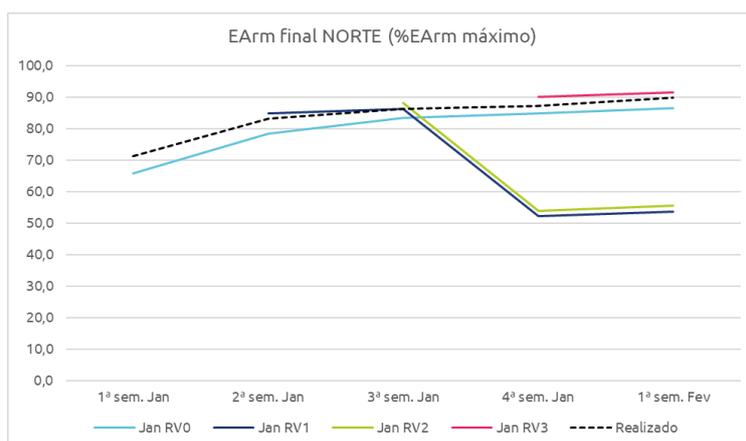


Figura 12 – Indicações do modelo Decomp para o armazenamento final do submercado Norte por semana operativa de janeiro/2022 *versus* EArm final realizado.

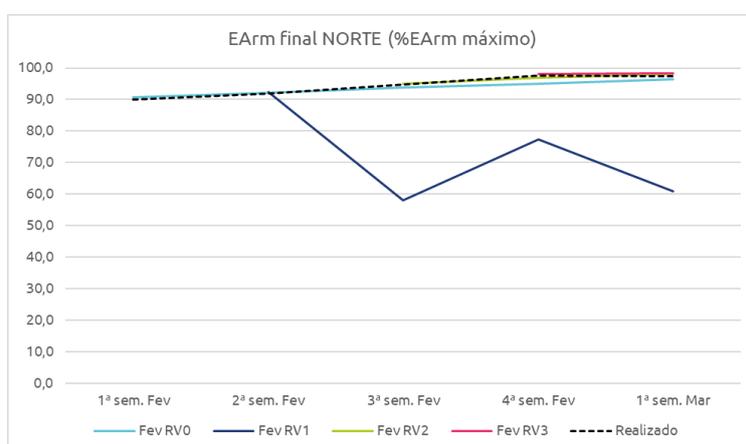


Figura 13 – Indicações do modelo Decomp para o armazenamento final do submercado Norte por semana operativa de fevereiro/2022 *versus* EArm final realizado.

Sendo assim, sugere-se a avaliação pelo GT Metodologia da inconsistência do modelo Decomp ao indicar redução expressiva do armazenamento do submercado Norte entre semanas operativas, sendo um sinal não condizente com a operação realizada pelo ONS. O modelo deve considerar determinadas condições de contorno que impeçam tal indicação.

5. Considerações finais

A MegaWhat Consultoria parabeniza o GT Metodologia pela condução de reuniões mensais, possibilitando o acompanhamento das atividades de maneira objetiva e clara. Reforça-se, no entanto, a necessidade de tempo maior para a contribuição à Consulta Pública, visto que o cronograma apresentado destacava 2 meses para esta etapa, mas foi reduzida para 30 dias, com acréscimo de 7 dias apenas no último dia de contribuição. Por fim, ressalta-se a importância do período sombra que está previsto para o ano de 2022 no cronograma do Ciclo 2021-2022.