

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

Equipe de Trabalhos Técnicos

NEWAVE Híbrido e Calibração do CVaR

Sumário

1. Introdução.....	6
1.1. Motivação	8
1.2. Estado da arte	10
2. Sumário executivo.....	12
3. Metodologia proposta para implementação no Ciclo de Trabalhos 2023/2024....	19
3.1. Avaliações e recomendações iniciais da equipe técnica	19
3.1.1. Avaliação do período de individualização	20
3.1.2. Avaliações sobre o valor das penalidades	23
3.1.2.1. Casos de PMO	24
3.1.2.2. Casos Prospectivos	44
3.1.3. Avaliações das micropenalidades no NEWAVE	51
3.1.4. Avaliação da nova FPHa no NEWAVE	59
4. Avaliação preliminar de níveis de aversão ao risco	61
4.1. Casos de PMO	62
4.1.1. Avaliação DESSEM.....	66
4.2. Casos de Prospectivo	69
5. Estudos retrospectivos encadeados – <i>backtest</i>	75
5.1. Premissas	75
5.1.1. NEWAVE.....	76
5.1.2. DECOMP.....	80
5.1.3. Premissas para representação das restrições elétricas através de restrições de turbinamento máximo nos estágios individualizados do modelo NEWAVE	83
5.1.4. Premissas para consideração da representação de MMGD e da expansão das usinas do ACL	84
5.1.5. Premissas para consideração das novas representações do conjunto BELO MONTE e PIMENTAL e o complexo de FONTES.....	86
5.1.6. Premissas para consideração de regras operativas do tipo armazenamento – vazão (Regras da ANA).....	87
5.2. Resultados.....	90
5.3. Mudanças na operação hidráulica decorrentes da modelagem híbrida no médio prazo	99

6.	Estudos encadeados - prospectivos	105
6.1.	Premissas	105
6.2.	Resultados.....	106
7.	Avaliação de impactos comerciais	125
7.1.	Custos relacionados ao despacho térmico	125
7.2.	GSF e impacto financeiro no MRE no período do <i>backtest</i>	127
8.	Avaliação dos impactos tarifários	129
8.1.	Desenho do estudo conduzido pela ANEEL	130
8.2.	Resultados para o horizonte do <i>backtest</i>	133
8.3.	Resultados para os prospectivos	137
9.	Avaliação do CVaR.....	141
9.1.	Curva de Referência	141
9.2.	Metodologia para calibração do CVaR	142
9.3.	Resultados.....	143
10.	Conclusões e recomendações	147
	Referências Bibliográficas.....	150
	Anexo I – Avaliação das execuções de acompanhamento.....	152
	Execução de acompanhamento de janeiro de 2024	152
	Execução de acompanhamento de fevereiro de 2024.....	154
	Execução de acompanhamento de março de 2024	155

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR-D	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGU	Controladoria Geral da União
CMO	Custo Marginal da Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CRef	Curva Referencial
CTO	Custo Total da Operação
CVaR	Valor Condicionado a um Dado Risco - <i>Conditional Value at Risk</i>
CVU	Custo Variável Unitário
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curtíssimo Prazo
EARM	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encarg de Serviços do Sistema
FCF	Função de Custo Futuro
FPHa	Função de Produção Hidrelétrica aproximada
FSARH	Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica
FT	Força-Tarefa
GEVAZP	Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
GF	Garantia Física
GH	Geração Hidráulica
GSF	Fator de Ajuste de Garantia Física – <i>Generation Scaling Factor</i>
GT	Geração Termelétrica
GT	Grupo de Trabalho
GTDP	Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade

MCP	Mercado de Curto Prazo
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Plano Decenal de Expansão
PL	Programação Linear
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação
PRR	Plano de Recuperação dos Reservatórios
REE	Reservatório Equivalente de Energia
RHE	Restrição Hidráulica de Energia
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UNSI	Usina Não Simulada Individualmente
VminOp	Volume Mínimo Operativo

1. Introdução

Este relatório está inserido no contexto da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 22/2021¹ e regulamentada pela Portaria MME nº 637/2022, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP é coordenada pela CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos – GEPME) e conta com a participação do MME (representado pelas Secretaria Nacional de Energia Elétrica – SNEE, Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento – SNTEP e Secretaria Executiva – SE), da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM), da EPE (representada pela Superintendência de Geração de Energia – SGR) e do ONS (representado pela Gerência Executiva de Planejamento Energético – PE e Gerência Executiva de Programação da Operação – PR). A equipe possui, ainda, a assessoria técnica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (representado pelo Departamento de Sistemas Eletroenergéticos - DSE).

Ao longo do Ciclo de Trabalhos 2023/2024 a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP avaliou a Representação Híbrida de Usinas Hidrelétricas no NEWAVE (NEWAVE Híbrido). Assim, como finalização dos trabalhos almeja-se a recomendação da representação individualizada das usinas hidrelétricas nos 12 primeiros meses para os processos de planejamento da operação e cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), sendo as análises e resultados abordados no presente documento.

Considerando as recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos do emprego do NEWAVE Híbrido, o atual relatório também apresenta a avaliação de reparametrização do mecanismo de aversão a risco, Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR com parâmetros alfa (α) e lambda (λ). Para essa avaliação, a equipe técnica

¹ Atualizada pela CNPE nº 29/2021

considerou também os novos parâmetros de Volume Mínimo Operativo (VminOp) correspondentes aos volumes mínimos considerados na construção das Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), de acordo com a NT-ONS DPL 0131-2023 [1].

Ressalta-se que a EPE não empregará a metodologia de NEWAVE Híbrido neste momento. O NEWAVE, em versão avaliada neste relatório, ainda não é viável computacionalmente para a representação totalmente individualizada das UHEs nos anos de interesse dos estudos da EPE. Assim, a EPE vem analisando a evolução das novas funcionalidades, realizando o acompanhamento de melhorias na efficientização do modelo, realizando avaliações das mudanças na política operativa, sendo inclusive necessário aprimoramentos na simulação final individualizada e cálculo dos CMOs sem considerar o racionamento preventivo, tendo como objetivo a aplicação do NEWAVE Individualizado em seus estudos.

Cabe ainda destacar que a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP procurou ampliar a aproximação com os agentes nos trabalhos que estavam sendo desenvolvidos. Tendo em vista capturar de forma direta os anseios dos Agentes, foram promovidos Workshops periódicos com os objetivos de alinhar com os Agentes os andamentos dos trabalhos, discutir os estudos e as perspectivas da equipe técnica e incentivar os agentes a apresentarem os seus próprios estudos. Até a abertura da Consulta Pública, durante o ciclo foram realizados 5 Workshops, com 200 participantes em média, e apresentações de 6 Agentes do setor elétrico.

Outra ação foi a realização de treinamento aos Agentes, cujo objetivo foi a capacitação das mudanças processuais necessárias à execução do modelo NEWAVE Híbrido, além de relatos das instituições da CPAMP quanto ao uso do modelo em suas simulações. O treinamento ocorreu no dia 11 de outubro de 2023 via plataforma “Momento Capacita da CCEE”, com uma apresentação ao vivo, gravada para consultas futuras. Durante a apresentação, houve a participação de 103 agentes, com 63 acessos ao conteúdo na plataforma posteriormente. O conteúdo está disponibilizado no Portal de Aprendizado da CCEE².

² https://capacita.ccee.org.br/video_library/viewer/75282

Enfatiza-se, o empenho do CEPEL para que o modelo NEWAVE com individualização das usinas hidrelétricas tivesse um melhor desempenho computacional. Foram desenvolvidos importantes aprimoramentos, também disponibilizados na modelagem agregada: o reaproveitamento de bases no passo *backward*; seleção de cortes no passo *forward*; e aprimoramentos no gerenciamento paralelo. Como conclusão desses avanços, juntamente com o uso dos cortes externos, o tempo de execução do modelo foi reduzido em cerca de 69%, conforme consta no Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2023 [2]. Também vale relatar os esforços que as equipes das instituições realizaram, em conjunto com trabalhos realizados no âmbito da FT-NEWAVE, para a devida orientação dos agentes em relação às suas execuções. Nessas discussões foram esclarecidos desde a readequação de infraestrutura, até atuações específicas para os agentes que procuraram diretamente as equipes técnicas das instituições para sanar dúvidas.

1.1.Motivação

A representação individualizada das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE é um anseio discutido setorialmente e por órgãos externos ao setor elétrico há anos. O tema ganhou especial atenção com a situação energética vivenciada nos últimos anos, composta por períodos alternados de crise energética agudos e de abundância hidrológica. Como evidências da preocupação da sociedade no assunto, pode-se citar:

- Processo nº TC 003.585/2022-0 de 03/05/2023 do Tribunal de Contas da União (TCU): a Auditoria teve o objetivo de avaliar a sistemática de planejamento da operação do Setor Elétrico Brasileiro, questionando se “o planejamento da operação garante a otimização da operação e segurança de suprimento do sistema?”. Como conclusão, o relatório da auditoria constata que a representação por Reservatório Equivalente de Energia (REE) no modelo NEWAVE é uma simplificação e a representação individualizada da representação das hidrelétricas deve ser objeto de estudo e possível aprimoramento.
- Auditoria nº 02 (Auditoria 1054145) da Controladoria-Geral da União: a Auditoria ainda está em fase de execução junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e às instituições setoriais, mas traz, entre suas

recomendações preliminares, a necessidade de se mensurar o custo da água de forma individual de modo a aprimorar a representação de suas flexibilidades e disponibilidades geográficas visando uma maior segurança sistêmica.

- Plano de Recuperação dos Reservatórios de Usinas Hidrelétricas do País (PRR): promovido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e coordenado pelo MME visando atender ao disposto no §1º do artigo 30 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. O PRR objetiva promover ações para assegurar a segurança energética e uma otimização do custo da energia, sendo o NEWAVE Híbrido uma das principais iniciativas da Ação MP1 que propõe o aprimoramento da representação do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos modelos computacionais, considerando discretização temporal e espacial adequada, e compatíveis com a realidade operativa do SIN.

A representação agregada das usinas hidrelétricas leva a uma operação simplificada diante da realidade operativa do SIN, ocasionando perdas de precisão em tais aproximações. Como exemplo dessas simplificações, pode-se colocar: a representação agregada considera operação em paralelo de todos os reservatórios pertencentes ao REE, desconsidera na construção das políticas operativas as dinâmicas físicas dos acoplamentos hídricos entre os reservatórios, considera uma representação menos acurada de restrições físicas (p. ex. restrições de vazões) e operativas (p. ex. funções de produção) das usinas hidrelétricas. Desse modo, a representação individualizada do parque gerador hidroelétrico de forma explícita no problema de otimização do modelo NEWAVE tem o potencial de sensibilizar o modelo DECOMP através de uma Função de Custo Futuro (FCF) mais próxima às suas dinâmicas de operação de curto prazo. Avaliações realizada no Ciclo de Trabalho 2022/2023 [2] mostram que o NEWAVE Híbrido aproxima os resultados do NEWAVE e do DECOMP, conforme apresentado na Figura 1.

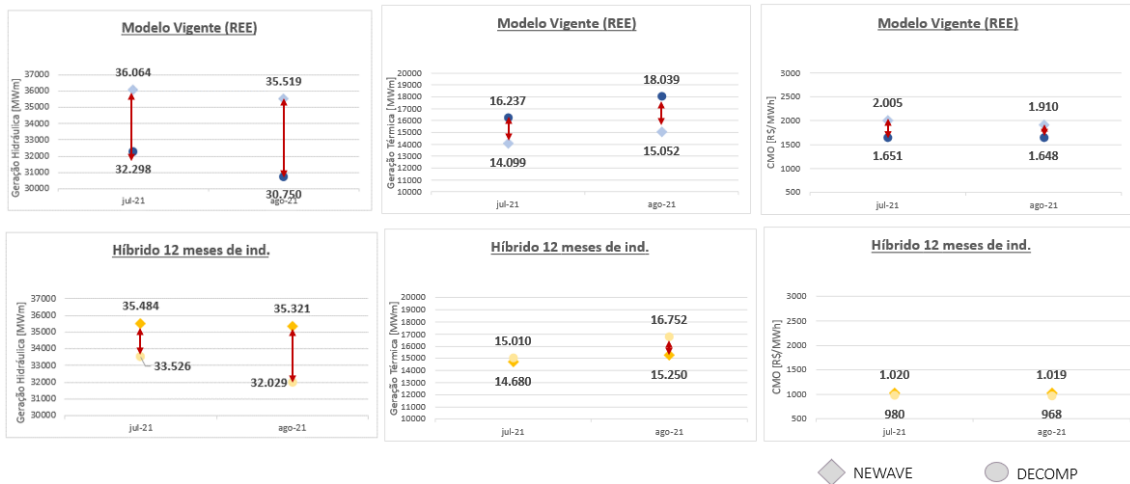


Figura 1 - Comparação entre o NEWAVE Vigente e Híbrido através dos resultados de NEWAVE e DECOMP do 1º e 2º mês para o caso de PLD de julho de 2021. Fonte: [2].

1.2. Estado da arte

Do ponto de vista de estágio de evolução metodológica, a representação de usinas individualizadas em modelos de médio prazo é discutida pelo estado da arte na literatura. A Tabela 1, extraída de [3], apresenta uma revisão bibliográfica relacionando algumas publicações nacionais e internacionais que apresentam modelagem individualizada das usinas hidrelétricas para o planejamento de médio/curto prazos, e comparando as principais características dos problemas resolvidos.

Tabela 1 - Relação de alguns trabalhos que consideram modelagem individualizada no problema de planejamento de médio/curto prazos (Fonte: [3]).

	T	NH/NR	NT	NS/NB	FPH	Mod. Rede	Vmin Op	Evap	RH	Incet.	Nleq	Converg
[Rebennack16] [4]	12	5/4	14	-	Cte		-	-	-	AR (1)	50	Sim
[PhilpMatos12] [5]	52	33/9	12	3	Cte		-	-	-	Estados Markov	20	Sim
[RosStreet22] [6]	96	11/?	23	28	Cte	dc/ac	-	-	-			Sim
[FredoFinardi21] [7]	60	53/28	30	1	LPP	-	-	-	-	PAR(p)	20	Sim
[LarroydPedrini22] [8]	60	133/66	127	4	Cte	-	-	-	-	PAR(p)	96	Sim
[FredoFinardi19] [9]	24	134	122	4	Cte/LPP	-	-	-	-	Indep	20-100	Sim
[MachadoDiniz20] [10]	120	84/44	46	1	LPP	-	-	-	-	Indep	20	Sim
NEWAVE ind.	120	162	SIN	4	LPP	-	Sim	L	Sim	PDD	20	Sim
NEWAVE REE	120	12 REEs	SIN	4	EQV (NL)	-	Sim	Parab	Sim	PAR(p) PAR(p)-A	20	Sim

T: número de períodos
 NH: número de usinas hidrelétricas
 NR: número de reservatórios

NT: número de usinas térmicas
NS/NB: número de submercados ou barras
FPH: tipo de modelagem para a função de produção hidrelétrica (cte: constante; LPP: linear por partes)
VminOp: restrições de volume mínimo operativo
Evap: modelagem da evaporação
RH: restrições hidráulicas de vazão
Incert.: Forma de modelagem da incerteza
Nleq: número de aberturas backward
Converg: apresentação da análise de convergência

De forma geral, como será apresentado no presente relatório técnico, o modelo NEWAVE Híbrido disponibilizado pelo CEPEL permite a representação das restrições hidráulicas e funções de produção individualmente, a representação da divisão dos recursos de vazão afluente de forma mais precisa, a consideração das limitações de geração e armazenamento individuais e a consideração de vertimentos localizados, resultando em uma representação mais acurada da FCF para o modelo DECOMP [11].

2. Sumário executivo

O presente documento apresenta os resultados das análises do modelo NEWAVE Híbrido, que considerou execuções para casos do ONS de PMO (Programa Mensal da Operação), da CCEE de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e simulações encadeadas dos modelos NEWAVE/DECOMP para a avaliação do CVaR.

Durante o Ciclo de Trabalhos 2023/2024, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP avaliou o período de individualização do NEWAVE, a penalidade associada à violação das restrições hidráulicas e as micropenalidades empregadas pelo modelo NEWAVE. As principais conclusões e recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP acerca do NEWAVE Híbrido são sintetizadas a seguir:

- Emprego do NEWAVE híbrido com usinas hidrelétricas representadas de forma individualizada nos primeiros 12 meses para os processos de planejamento da operação e cálculo do PLD, sendo as penalidades de turbinamento máximo e mínimo do período individualizado baseadas no custo de térmica mais cara (igual ao valor de penalidade utilizado no VminOp).
- Permitir a representação individualizada de restrições de defluência e geração mínima utilizando penalidades baseadas no custo de térmica mais cara (igual ao valor de penalidade utilizado no VminOp).
- Proposta de alteração da micropenalidade de vertimento e compatibilização das demais micropenalidades a ela associadas, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Proposta de novos valores de micropenalidades.

MICRO-PENALIDADES (\$/MWh)	Valores default	% P vert	Novos valores
VERTIMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0055	1.0000	0.000300
INTERCÂMBIO	0.0050	0.9091	0.000273
VERTIMENTO FIO D'ÁGUA	0.0055	1.0000	0.000300
VERTIMENTO CONTROLÁVEL	0.0060	1.0909	0.000327
TURBINAMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0061	1.1091	0.000333
CORTE DE GERAÇÃO EÓLICA	0.0063	1.1455	0.000344
EXCESSO DE ENERGIA	0.0065	1.1818	0.000355

Com relação ao emprego dos cortes externos para melhoria da eficiência computacional, essa avaliação foi realizada no Ciclo de Trabalhos 2022/2023 e consta no Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2023 - Representação Híbrida de Usinas Hidrelétricas e Eficientização do Modelo NEWAVE [2], sendo a recomendação da CPAMP a utilização da funcionalidade de cortes externos com atualização nos processos oficiais de planejamento da operação e cálculo do PLD ao menos nas revisões quadrimestrais.

Em relação ao critério de parada adotado pelo modelo NEWAVE, também consta, no mesmo Relatório Técnico [2], a definição sobre a manutenção do critério de parada atual de 6 iterações consecutivas com delta de Zinf abaixo de 0,1% limitado ao mínimo de 30 e máximo de 50 iterações³.

Dadas as recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos acerca do NEWAVE Híbrido e a recomendação de atualização dos valores de V_{minOp} de 22,5% para 19,1% no Norte, conforme NT-ONS DPL 0131-2023 [1], o presente relatório apresenta, além das avaliações dos aprimoramentos incorporados no modelo NEWAVE Híbrido, a avaliação da necessidade de recalibração dos atuais parâmetros $\alpha=25\%$ e $\lambda=35\%$ do CVaR (α, λ) para serem utilizados nos processos de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025. Nesta seção, os principais achados do relatório serão apresentados de forma sumarizada.

Inicialmente, foram realizadas execuções com o modelo NEWAVE, visando a definição dos pares de CVaR que seriam estudados de forma mais aprofundada nas fases subsequentes (análises de *backtest* e prospectivas). Para esta avaliação, foram analisados os casos dos PMOs de julho de 2020, fevereiro de 2021, bem como casos prospectivos de março de 2024 com ENA 60% da MLT considerando o armazenamento de dezembro de 2020, e de janeiro de 2024 com ENA 80% da MLT considerando o armazenamento de dezembro de 2020 [12]. Tendo em vista avaliar qual seria a família de CVaR (α, λ) mais apropriada para prosseguimento dos estudos, variou-se o parâmetro α (cauda da distribuição) da seguinte forma (25, λ), (20, λ), (15, λ) e (10, λ). Dentre os resultados, foram apresentadas as fronteiras de Pareto que permitiram avaliar a relação da energia armazenada vs. o custo da geração térmica e os resultados para distintas

³ Para os casos da EPE o critério de parada é de número mínimo igual a número máximo de 50 iterações.

variáveis operativas, entre elas: geração térmica, energia armazenada, CMO (Custo Marginal da Operação) e vertimento. Como conclusão, verificou-se que os pares de CVaR da família $(15, \lambda)$ cobrem uma ampla gama de diferentes níveis de aversão ao risco e agem de forma coerente ao esperado, ou seja, maiores aversões ao risco estão associadas a maiores níveis de despacho termelétrico e conseqüentemente tendem a operar trajetórias de níveis mais altos de armazenamentos, sem que haja um aumento de vertimento turbinável.

Após a definição do parâmetro α , foram realizados estudos retrospectivos (*backtests*) e prospectivos encadeados com os modelos NEWAVE e DECOMP. Foram executados o caso Vigente e os casos Híbridos considerando os parâmetros de CVaR $(25,35)$, $(15,35)$, $(15,40)$, $(15,45)$ e $(15,50)$. O estudo retrospectivo avaliou o período de janeiro de 2020 a dezembro de 2023 e o estudo prospectivo considerou o horizonte de janeiro de 2024 a dezembro de 2024. O objetivo desses estudos foi avaliar o comportamento das variáveis que impactam na operação e formação de preço para diferentes cenários hidroenergéticos.

Dentre os principais resultados nos estudos retrospectivos, notou-se que o caso com a execução do modelo Híbrido com o par de CVaR $(15,40)$ foi mais eficiente, alcançando maiores níveis de armazenamento ao final de 2022 e 2023, com a adição de 2,5 p.p. e 2,1 p.p. respectivamente, em relação à execução com o modelo Vigente, com o destaque para o uso do mesmo nível de geração termelétrica e custo associado. Além disso, para se analisar os efeitos diretos nas políticas operativas (Funções de Custo Futuro), foi feita uma análise sobre o comportamento dos armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba ao considerar o modelo NEWAVE Híbrido quando comparado ao modelo vigente (REE). Em análises estruturais de longo prazo, observou-se que as trajetórias de armazenamentos do modelo híbrido se aproximam mais dos valores reais observados durante a operação, ou seja, os aprimoramentos metodológicos proporcionam uma maior coerência entre os resultados auferidos pelos modelos e a realidade sistêmica.

Quanto aos estudos prospectivos, foram propostos 4 cenários hidrológicos distintos: (i) 60% da MLT (Média de Longo Termo) iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2021 – hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos (caso E60A21); (ii) 80% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro

de 2021 – hidrologia baixa e reservatórios baixos (caso E80A21); (iii) 60% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2024 – hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados (caso E60A24); e (iv) 80% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2024 - hidrologia baixa e reservatórios preservados (caso E80A24).

A partir dos resultados de *backtest* e prospectivos foram realizados estudos estimativos de impactos financeiros proporcionados pelos diferentes níveis de CVaR do modelo Híbrido quando comparados aos casos Vigente (REE) e aos realizados à época do *backtest*. Entre as grandezas observadas destacam-se: a avaliação comparativa de despacho térmico, custo total de geração térmica, GSF (fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) e impacto financeiro ao MRE no horizonte do *backtest*. Em complemento, também foram realizados estudos de impacto tarifário.

Para orientar a discussão e, posteriormente, o processo decisório por parte do Plenário da CPAMP, a equipe técnica avaliou os diferentes parâmetros do CVaR comparando os resultados das execuções prospectivas com a diretriz energética definida pelo CMSE (i.e., geração termelétrica associada à Curva Referencial - CRef). Os resultados dos estudos prospectivos são apresentados na Figura 2.

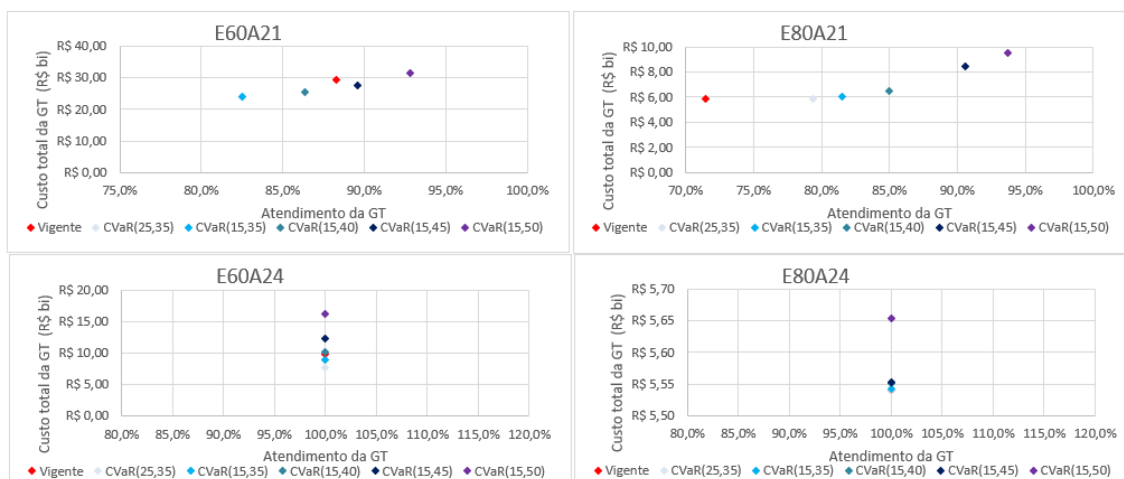


Figura 2 - Resumo dos resultados pela metodologia para calibração do CVaR para o prospectivo.

Desse modo, a análise da aderência à CRef diagnosticou que a utilização do modelo NEWAVE Híbrido com o CVaR(15,40), CVaR(15,45) e CVaR(15,50) auferem resultados semelhantes ou superiores aos casos vigentes.

A seguir, são apresentadas as tabelas que resumem os principais resultados obtidos para o período nos estudos *backtest* e prospectivo, tendo os resultados do modelo Vigente como *benchmark*. A Tabela 3 refere-se aos resultados relacionados ao *backtest* e a Tabela 4 à Tabela 7 resumem os principais resultados obtidos para os estudos de prospectivo. O padrão de cores indica que as tonalidades verdes tendem a refletir uma solução alinhada aos objetivos do CMSE, basicamente de segurança operativa ao menor custo possível, e tonalidades em amarelo vão no sentido contrário.

Tabela 3- Comparação dos resultados do *backtest*.

Backtest	Realizado	Avaliação com os modelos						
		Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)	
Δ de armazenamento final no SIN [p.p]	1,5	Ref (58,3%)	0,5	0,3	2,2	3,7	2,1	
Δ de geração térmica média no SIN [MWmed]	-144,1	Ref (7391)	-263,1	-153,2	30,6	198,1	388,8	
Δ do custo da geração térmica total [R\$ bi]	17,4	Ref (56,9)	-2,0	-1,2	0,1	1,4	3,2	
CMO médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	186,2	331,9	391,4	383,9	340,3	344,0	347,3	
PLD médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	211,2	354,0	416,8	407,1	362,6	366,2	369,8	
Volatilidade [%]	22,6%	31,2%	30,5%	28,2%	28,9%	39,5%	40,2%	
Impacto das usinas no MRE	Δ de GSF [%]	1,2%	Ref (80,8%)	0,4%	0,3%	-0,1%	-0,3%	-0,7%
	Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	13,7	Ref (-51,3)	6,5	4,8	1,4	-2,1	-5,8
Δ de impacto tarifário [%]		Ref	-0,7%	-0,4%	0,1%	0,6%	1,2%	

Tabela 4- Comparação dos resultados do prospectivo do caso E60A21.

Prospectivo						
E60A21	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (21,8%)	-3,1	-2,5	-1,1	0,8	3,0
Δ de geração térmica [MWMed]	Ref	-764,7	-716,3	-441,4	14,6	553,7
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	Ref (29,3)	-5,5	-5,2	-3,9	-1,8	2,2
CMO médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	787,4	592,9	618,6	642,1	701,5	795,8
PLD médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	578,6	529,5	543,9	555,4	587,7	622,5
Volatilidade [%]	40,9%	34,3%	30,5%	26,1%	19,3%	24,5%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	-1,0%	-0,1%	-0,6%	0,5%	1,8%

Tabela 5- Comparação dos resultados do prospectivo do caso E60A24.

Prospectivo						
E60A24	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (38,6%)	-6,9	-2,7	0,9	4,6	9,7
Δ de geração térmica (MWMed)	Ref (7604,3)	-1135,5	-340,7	388,9	1304,0	2803,8
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	Ref (9,8)	-2,2	-1,0	0,4	2,5	6,4
CMO médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	175,4	152,9	182,0	219,4	275,6	387,8
PLD médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	190,7	165,8	189,9	222,6	275,6	387,8
Volatilidade [%]	15,6%	10,6%	16,9%	21,5%	24,0%	32,4%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	-0,7%	0,1%	0,6%	2,8%	7,1%

Tabela 6 - Comparação dos resultados do prospectivo do caso E80A21.

Prospectivo E80A21	Prospectivo					
	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (44,2%)	-0,9	0,3	2,2	7,4	9,4
Δ de geração térmica [MWMed]	Ref (5164,6)	-93,4	140,1	566,7	1890,4	2373,6
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	Ref (5,9)	0,0	0,2	0,6	2,5	3,6
CMO médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	71,2	67,8	100,0	123,3	185,3	200,5
PLD médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	81,8	76,9	100,7	123,3	185,3	200,5
Volatilidade [%]	29,9%	29,2%	28,7%	32,5%	39,1%	39,5%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	0,2%	0,6%	1,3%	1,3%	2,3%

Tabela 7- Comparação dos resultados do prospectivo do caso E80A24.

Prospectivo E80A24	Prospectivo					
	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (75,1%)	-0,6	0,0	0,2	0,2	0,7
Δ de geração térmica [MWMed]	Ref (4643,8)	0,0	8,6	49,1	58,9	229,3
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	Ref (5,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
CMO médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	0,0	2,2	8,2	14,5	22,6	43,0
PLD médio do Sudeste no período [R\$/MWh]	61,1	61,1	61,1	61,1	61,4	72,7
Volatilidade [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,8%	31,3%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,4%

Com base nos resultados, as principais constatações são elencadas a seguir:

- Cenário E60A21 (hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos): Híbrido com CVaR(15,40) alcança valores próximos de armazenamentos com relação ao modelo Vigente, com uma economia de aproximadamente R\$ 4 bilhões no ano, demonstrando maior eficiência financeira em cenários críticos com a mesma segurança energética (aversão ao risco). Os casos híbridos apresentaram menor volatilidade.
- Cenário E80A21 (hidrologia baixa e reservatórios baixos): o modelo híbrido consegue uma resposta adequada ao acionar geração térmica maior de forma antecipada, oferecendo uma melhor aderência à CRef. Híbrido com CVaR (15,40) apresenta ganhos de armazenamentos de 2,2 p.p. com um incremento de R\$ 0,6 bilhão de custos de Geração Termelétrica (GT) e 1,3% de aumento de impacto tarifário.
- Cenário E60A24 (hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados): o modelo híbrido também apresenta uma melhor resposta

(geração térmica antecipada), preservando os armazenamentos. Híbrido com CVaR (15,40) apresenta ganhos de armazenamentos de +0,9 p.p. com um incremento de R\$ 0,4 bilhão de custos de GT e 0,6% de aumento de impacto tarifário.

- Cenário E80A24 (hidrologia baixa e reservatórios preservados): o modelo híbrido “recolhe” a geração térmica (despacho apenas da inflexibilidade), não acarretando o aumento do vertimento turbinável.
- *Backtest* (2020 a 2023): NEWAVE Híbrido com CVaR (15,40) alcançou maiores níveis de armazenamento ao final de 2023 (+ 2,2 p.p.), utilizando-se do mesmo nível de geração termelétrica e tendo o mesmo custo associado, demonstrando uma maior eficiência financeira em avaliações de longo prazo. Traz também benefícios do ponto de vista de impacto ao MRE com uma redução de R\$ 1,2 bilhão de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Do ponto de vista de qualidade das políticas operativas (FCF), observa-se que as trajetórias de armazenamentos do modelo híbrido se aproximam mais dos valores reais observados durante a operação.

Desse modo, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP recomenda a utilização do modelo NEWAVE Híbrido com o CVaR (15,40) para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025. Essa escolha é a mais apropriada uma vez que apresenta benefícios econômicos e aderência aos critérios de segurança energética do CMSE. Desta forma, procura-se aproximar à aversão ao risco do modelo Vigente, que deve permanecer em uso pela EPE durante a fase de transição.

Conforme já mencionado, salienta-se que a EPE não irá empregar a metodologia de NEWAVE Híbrido neste momento, pois o NEWAVE, em versão avaliada neste relatório, ainda não é viável computacionalmente para a representação totalmente individualizada das UHEs nos anos de interesse dos estudos da EPE. Há de se destacar que, para a aplicação nos estudos da EPE, está em curso adequação do NEWAVE de modo a permitir o cálculo dos Custos Marginais de Operação de uma simulação final com parametrização sem o racionamento preventivo nos períodos individualizados. Desse modo, a EPE deverá manter o emprego do NEWAVE agregado com o CVaR com os parâmetros (25,35) nesse momento.

3. Metodologia proposta para implementação no Ciclo de Trabalhos 2023/2024

Visando possibilitar a representação de usinas individualizadas no modelo NEWAVE, a CPAMP propôs, com a assessoria técnica do CEPEL, uma nova metodologia de representação híbrida das usinas hidrelétricas (UHEs), na qual o modelo as representa individualmente em parte do seu horizonte de planejamento e, no restante do horizonte, de forma agregada através de Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs).

Na modelagem proposta, as restrições individuais das usinas hidrelétricas são representadas de forma direta nos subproblemas da janela de horizonte individualizada, enquanto a modelagem do problema permanece inalterada nos períodos em que se aplica a modelagem equivalente. No estágio de transição da modelagem individualizada para a agregada, o acoplamento se dá de forma semelhante ao que é feito atualmente no modelo DECOMP, ao acoplar-se com a função de custo futuro do NEWAVE.

Os detalhes das formulações, do processo da geração de cenários, das análises da metodologia e dos resultados dos modelos foram apresentados no Relatório Técnico do CEPEL [11], cuja leitura recomendamos para complementar compreensão do tema.

3.1. Avaliações e recomendações iniciais da equipe técnica

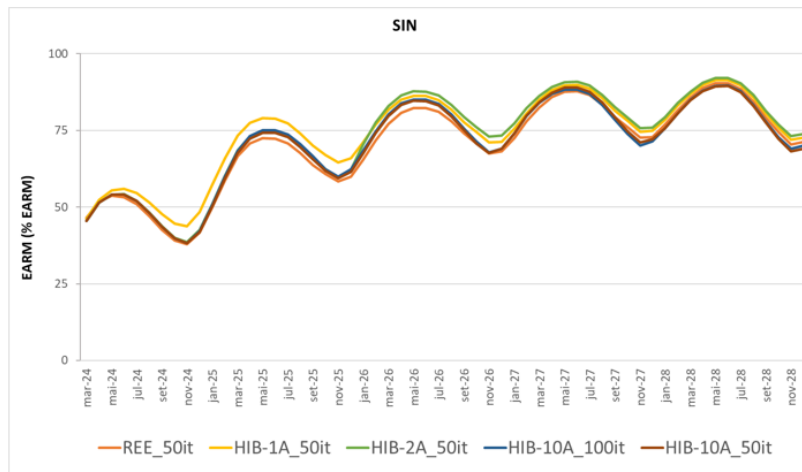
Para a avaliação da implementação da representação híbrida de usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE no Ciclo de Trabalhos 2023/2024, foram realizadas análises para avaliar o impacto do período de individualização das usinas hidrelétricas, o impacto do valor das penalidades das restrições físicas das hidrelétricas, o impacto da alteração dos valores de micropenalidades e a nova FPHa implementada no modelo NEWAVE. Na Seção 3.1.1, são apresentados os resultados da avaliação do impacto do período de individualização com a recomendação de individualização de 12 meses. Na seção 3.1.2, são apresentados os impactos quando considerado diferentes valores de penalização das restrições hidráulicas operativas, sendo recomendado que as penalidades de turbinamento mínimo/máximo, defluência e geração mínima para o período individualizado sejam baseadas no CVU (Custo Variável Unitário) da térmica mais cara, valor de penalidade equivalente ao utilizado no V_{minOp} . Em sequência, a

Seção 3.1.3 apresenta a proposta de alteração do valor da micropenalidade de vertimento e respectiva compatibilização das demais micropenalidades a ela associadas, internalizadas no modelo NEWAVE. Por último, a Seção 3.1.4 apresenta a avaliação da nova FPHa implementada no modelo NEWAVE.

3.1.1. Avaliação do período de individualização

Com o objetivo de avaliar a influência (causalidade) do horizonte de individualização das UHEs do modelo NEWAVE nos resultados, foi empregado como base o caso prospectivo do Ciclo 2022/2023, mês de referência de março de 2023, com cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (cenário com escassez de água) considerando o CVaR(25,60) [12]. A escolha do caso com CVaR(25,60) foi devido ao fato de, nesse cenário, entre os pares de CVaR testados, o par mais avesso ser o mais próximo de atender aos critérios de segurança do sistema de acordo com a metodologia de comparação com a CRef. Esse caso foi então executado considerando 12 (1A), 24 (2A) e 120 (10A) meses de individualização das usinas hidrelétricas no NEWAVE. Esses resultados foram comparados ao caso totalmente individualizado (120 meses) executado com 100 iterações, iteração máxima para aprimoramento da função de custo futuro atualmente permitida no modelo NEWAVE. Em adição, para referência, foram acrescentados os resultados do modelo Vigente – usinas hidrelétricas agregadas em REE e CVaR(25,35).

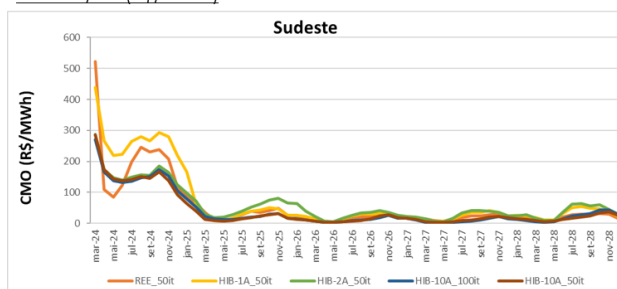
A Figura 3 à Figura 5 apresentam os resultados operativos do NEWAVE. A Figura 6 apresenta os resultados do DECOMP quando acoplado com as funções de custo futuro geradas a partir de seus respectivos NEWAVEs. Os resultados mostram que do ponto de vista de resultados operativos, quanto maior o período de individualização mais os resultados se aproximam aos do caso de *benchmark* (caso totalmente individualizado com 100 iterações, apresentado nas figuras com a legenda "HIB_10a_100it").



SIN	mar	abr	nov
REE_50it	46,56	51,82	37,93
HIB-1A_50it	46,12	52,43	43,83
HIB-2A_50it	45,52	51,55	38,52
HIB-10A_50it	45,54	51,56	38,19
HIB-10A_100it	45,41	51,49	54,10

Figura 3 – Resultados do NEWAVE de energia armazenada (em %) na avaliação do período de individualização.

CMO SE/CO (R\$/MWh)



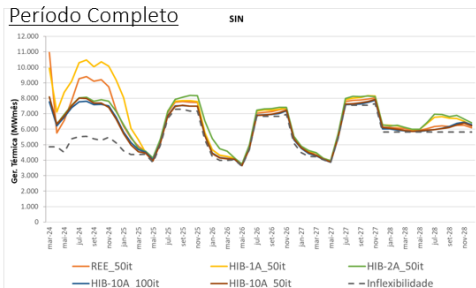
SBM - 1	2024	2025	2026	2027	2028	Período
REE_50it	207,62	36,49	17,55	17,99	20,99	60,13
HIB-1A_50it	274,95	43,53	20,85	22,90	32,00	78,84
HIB-2A_50it	168,22	53,43	29,15	25,03	36,71	62,51
HIB-10A_50it	157,37	22,61	11,74	11,75	18,40	44,37
HIB-10A_100it	157,29	27,50	11,17	9,28	20,72	45,19

SIN	mar	abr
REE_50it	521,96	108,98
HIB-1A_50it	438,67	265,69
HIB-2A_50it	287,33	173,32
HIB-10A_50it	285,15	173,29
HIB-10A_100it	269,55	166,00

Figura 4 – Resultados do NEWAVE de Custo Marginal da Operação - CMO (em R\$/MWh) na avaliação do período de individualização.

Geração Térmica (MWm)

Período Completo



SIN	2024	2025	2026	2027	2028	Período
Inflexibilidade	5.193,03	5.619,58	5.329,42	5.825,61	5.813,65	5.556,26
REE_50it	8.408,56	6.176,69	5.592,41	6.092,41	6.110,22	6.476,06
HIB-1A_50it	9.495,24	6.450,10	5.640,85	6.180,19	6.389,48	6.831,17
HIB-2A_50it	7.573,44	6.389,20	5.819,97	6.214,79	6.477,18	6.494,92
HIB-10A_50it	7.424,13	5.928,61	5.463,46	5.984,95	6.056,96	6.171,62
HIB-10A_100it	7.317,54	5.980,79	5.460,91	5.939,70	6.067,52	6.153,29

SIN	mar	abr
Inflexibilidade	4.865,42	4.863,35
REE_50it	10.960,52	5.754,62
HIB-1A_50it	9.934,77	7.102,47
HIB-2A_50it	8.094,90	6.333,14
HIB-10A_50it	8.081,35	6.336,35
HIB-10A_100it	7.765,77	6.210,79

Somente primeiro ano

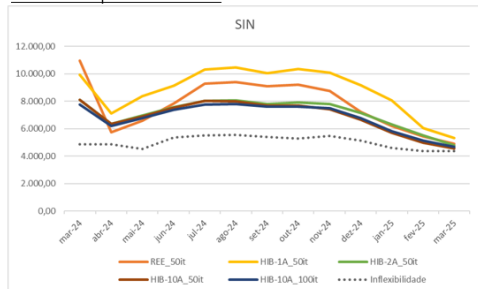


Figura 5 – Resultados do NEWAVE de geração termelétrica (em MWm) na avaliação do período de individualização.

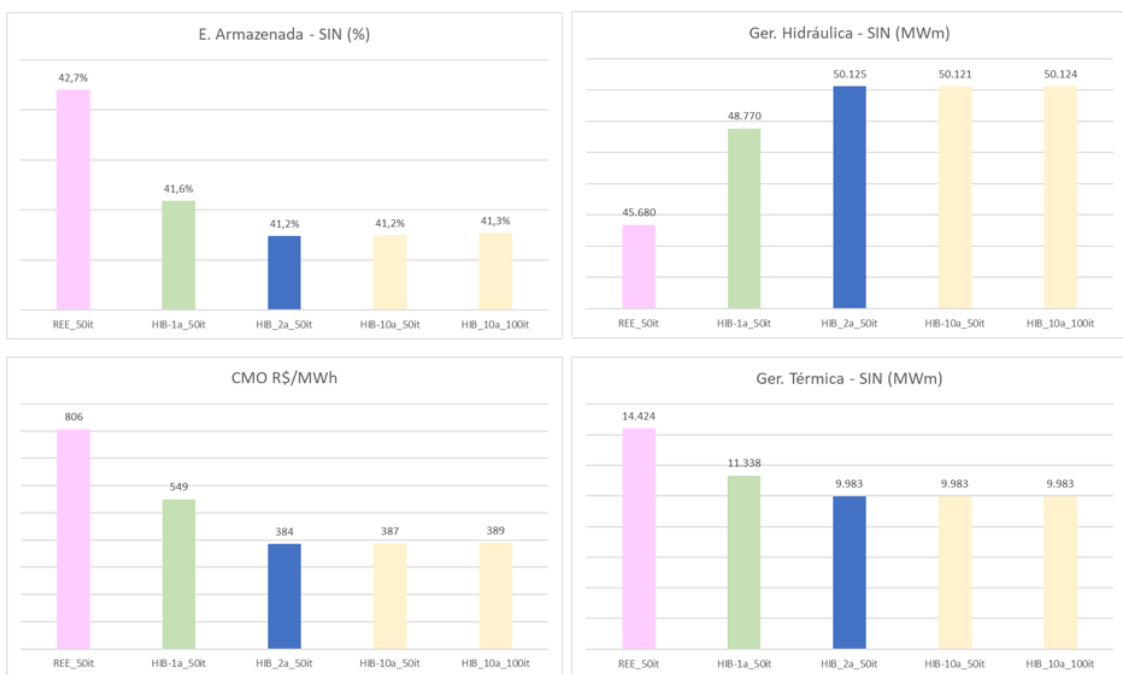


Figura 6 - Resultados de DECOMP na avaliação do período de individualização.

Adicionalmente, foi realizado um estudo para avaliação dos tempos computacionais entre os casos híbrido 12 meses e 24 meses (com todos os recursos disponíveis de redução de tempo, inclusive “cortes externos”), denominados na Tabela 8 de “v281503_HIB_E060A20_1a” e “v281503_HIB_E060A20_2a”, respectivamente.

Conforme demonstrado, a execução de modelos com 2 anos de individualização ainda traz desafios operacionais na perspectiva de tempo de processamento.

Tabela 8 - Tempo computacional 12 meses vs 24 meses.

Tipo	v281503_HIB_E060A20_1a	v281503_HIB_E060A20_2a
Leitura de Dados	000:00:01	000:00:00
Calculos Iniciais	000:16:59	000:21:20
Calculo da Política	001:36:36	003:36:32
Simulacao Final	000:23:42	000:36:59
Tempo Total	002:17:19	004:34:52



Desse modo, a proposta de 12 meses de individualização é a mais adequada no momento, uma vez que apresenta tempos computacionais aceitáveis e do ponto de vista operativo apresenta resultados próximos aos dos modelos com maiores períodos de individualização, trazendo um bom acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP. Em adição, para desenvolvimentos futuros, a equipe técnica recomenda a implementação de funcionalidades que permitam a redução de tempo computacional para o possível emprego do modelo NEWAVE totalmente individualizado.

3.1.2. Avaliações sobre o valor das penalidades

Durante o Ciclo de Trabalho 2022/2023 da CPAMP, uma série de análises foi conduzida visando avaliar o impacto da representação híbrida das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE. Essas análises foram importantes para definir aspectos da representação individualizada com o objetivo de se aproximar da melhor maneira da realidade operativa do SIN. Entre essas premissas, destaca-se a penalidade pelo não cumprimento dos requisitos de vazão e geração mínimas obrigatórias e turbinamento mínimo e máximo. Inicialmente, a equipe técnica sugeriu a utilização do custo do recurso mais oneroso, o custo de déficit, como referência para o valor da penalidade. No entanto, diante das discussões realizadas em workshops com os agentes do setor e das análises preliminares, surgiu a necessidade de uma investigação mais aprofundada sobre os efeitos na operação do SIN das diferentes premissas para definir o valor da penalização. Os estudos apresentados neste item do relatório visam preencher essa lacuna. Para tal, foram simulados casos com os modelos NEWAVE e DECOMP dos PMOs de outubro/2020 e maio/2021, além dos casos prospectivos do Ciclo 2022/2023 [12],

mês de referência março de 2024, com o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento) e mês de janeiro de 2024, com o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento).

3.1.2.1. Casos de PMO

Nos casos de PMO, foram realizadas avaliações relativas à alteração dos valores das penalidades utilizadas no modelo NEWAVE, a fim de evitar a violação das restrições hidráulicas. Foram simulados casos com valores de penalidades decrescentes, partindo de um valor extremamente alto (onde o modelo evitaria a todo custo a violação de uma restrição) para valores menores, passando por valores intermediários vinculados a outras penalidades, como a utilizada para o Volume Mínimo Operativo (VminOp), a fim de se observar o comportamento operativo das variáveis sistêmicas no caso de sua adoção.

Os valores simulados para as penalidades estão descritos a seguir:

- “Infinito” (representando por um valor extremamente alto: 99.999 R\$/MWh) – pen99999;
- Custo de déficit – cdef;
- Máximo CVU (mesmo valor utilizado na violação de VminOp) – maxcvu;
- Menor que o máximo CVU (termomacae e termorio);
- Menor CVU considerado na configuração – mincvu.

Para estas análises, foram realizadas simulações com os casos PMO de outubro de 2020 e maio de 2021, a fim de que se garantisse que diferentes condições hidrológicas fossem contempladas, como período seco e período úmido. Na Tabela 9 são apresentadas as condições iniciais dos casos utilizados nos estudos. Notem que, apesar do PMO de maio de 2021 ser um caso de período úmido, as condições iniciais também não são favoráveis (crise hídrica de 2021), assim como no caso PMO de outubro de 2020.

Tabela 9 - Condição Inicial do SIN - PMO de maio de 2021 e outubro de 2020.

Condição Inicial do SIN	OUT/20	MAI/21
Energia Armazenada Inicial SIN (% EARMáx)	42.4	44.4
Tendência SIN Mês Anterior (% MLT)	61.0	59.4
Tendência SIN Média Último ano (% MLT)	81.0	72.2

Para a análise, foram avaliados os impactos na operação fornecida tanto pelo modelo NEWAVE, que de fato tem a mudança na representação do sistema nos estágios individualizados, quanto pelo modelo DECOMP, que somente recebe a informação do modelo NEWAVE através da Função de Custo Futuro (FCF), individualizada ou não.

Os impactos na operação do modelo NEWAVE demonstram que requisitos de defluência mínima representam aproximadamente 10% da capacidade de geração hidráulica. Dada a incerteza hidrológica futura, representada por uma variedade de cenários de afluência ao longo do horizonte de operação, é esperado que, em algumas circunstâncias, não seja possível satisfazer integralmente esses requisitos. Quando essa situação ocorre, a violação desses requisitos acarreta uma penalização, resultando em um aumento no custo de operação. Conseqüentemente, conforme aumenta-se o valor da penalização por violação dos requisitos de defluência mínima, observa-se um incremento no custo total de operação, conforme ilustrado na Figura 7. O caso com penalização “Infinita” pen99999, caracterizado por uma penalização excepcionalmente elevada, resulta em custos de operação substanciais, razão pela qual foi excluído dos gráficos da Figura 7. Essa exclusão visa facilitar a análise dos demais casos.

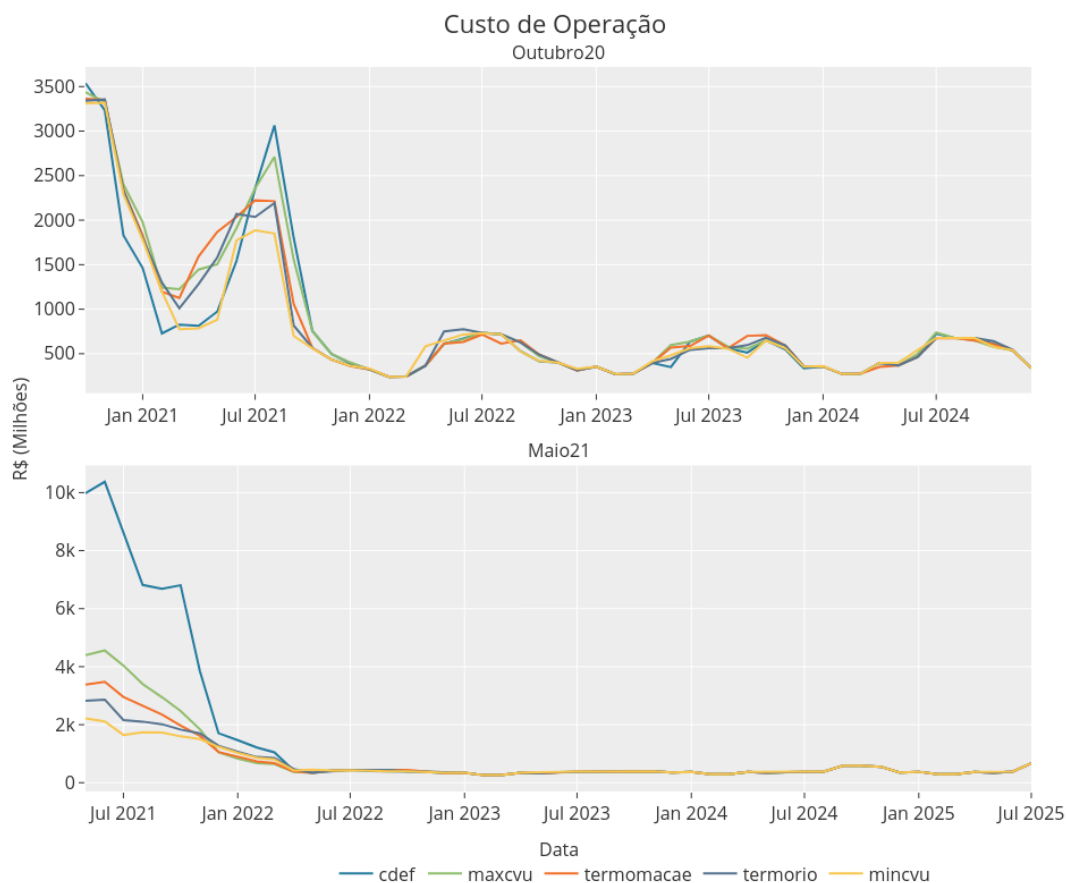


Figura 7 – Custo Total de Operação médio (presente) do SIN – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

Na Figura 8, é evidente uma redução significativa nas violações dos requisitos de defluência mínima obrigatória ao longo de todo o período de estudo, à medida que aplicamos penalidades mais severas para o não cumprimento desses requisitos. Mesmo com a maior penalidade (pen99999), ainda pode haver dificuldades em atender completamente a meta de defluência mínima obrigatória, devido a existência de cenários futuros críticos. Assim, o resultado do caso pen99999 pode representar um limite para a capacidade do sistema em suprir os requisitos de defluência mínima obrigatória.

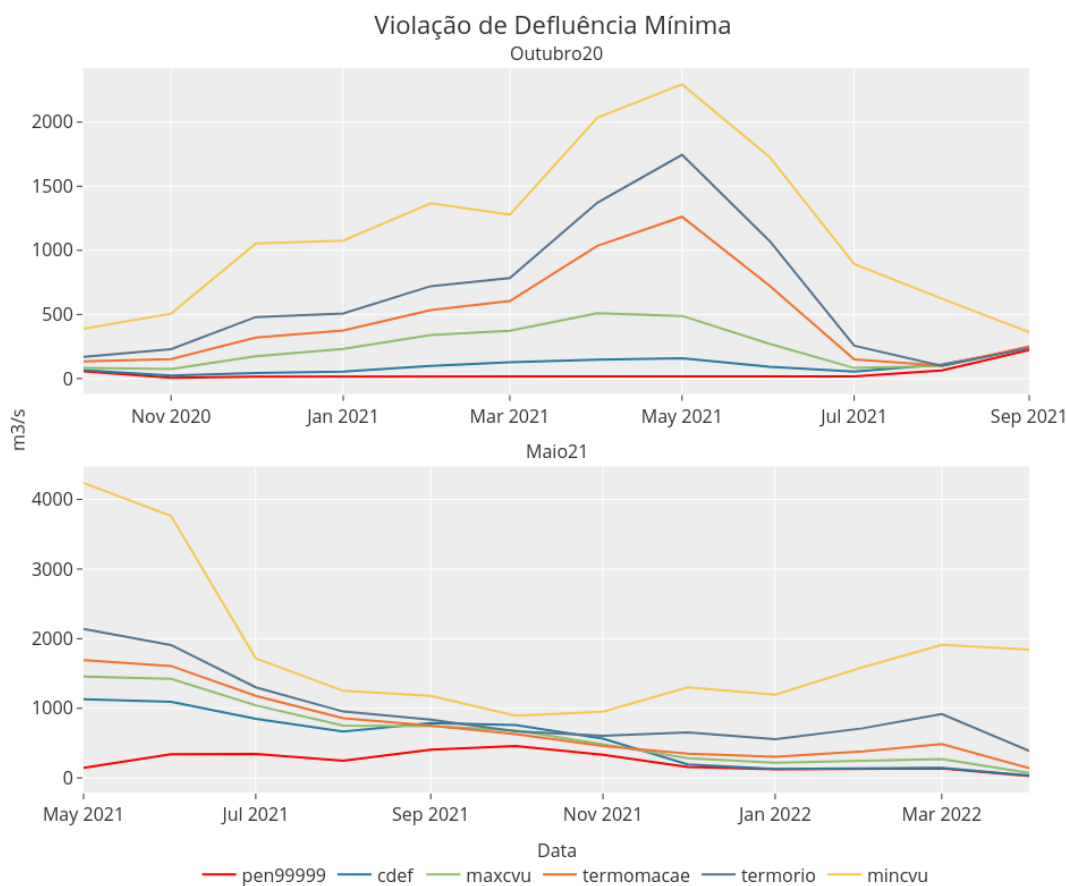


Figura 8 - Montante de violação de defluência mínima – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

Com a redução das violações dos requisitos de defluência mínima, espera-se um aumento na geração hidráulica. Na Figura 9, podemos confirmar que o sistema de fato segue o padrão esperado de acréscimo da geração hidráulica com o aumento da penalidade por não cumprimento da meta de defluência mínima. As maiores diferenças são observadas ao longo do primeiro ano, justamente o período da representação individualizada do sistema (FCF individualizada).

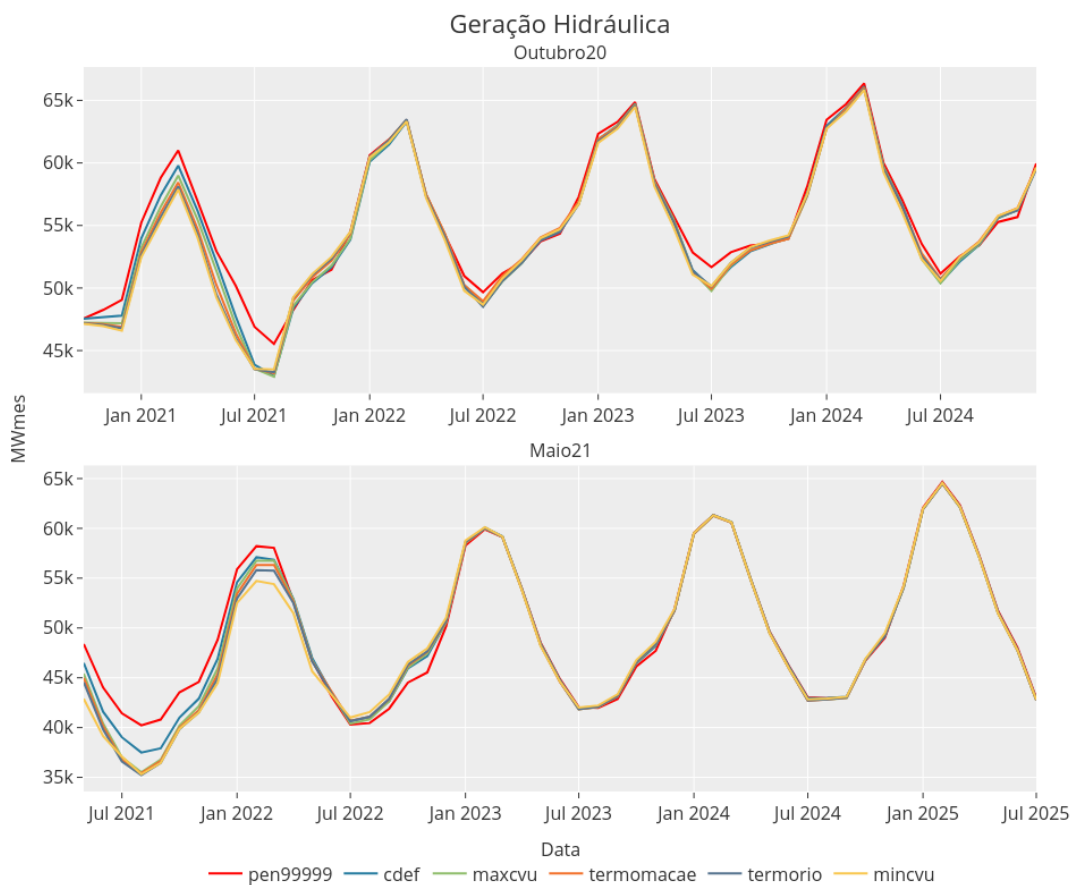


Figura 9 - Geração hidrelétrica do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

Como consequência do aumento da geração hidráulica, é possível verificar, conforme ilustrado na Figura 10, uma redução nos custos de geração térmica à medida que o valor da penalidade aumenta. Tal redução é consequência da diminuição na utilização da geração térmica, como indicado na Figura 11. Esse comportamento é explicado pela maior influência das violações das restrições hidráulicas de defluência mínima sobre o custo total de operação. Isso resulta em um menor volume de violação, o que por sua vez leva a uma maior geração hidráulica compulsória e, conseqüentemente, a uma redução no despacho de geração térmica.

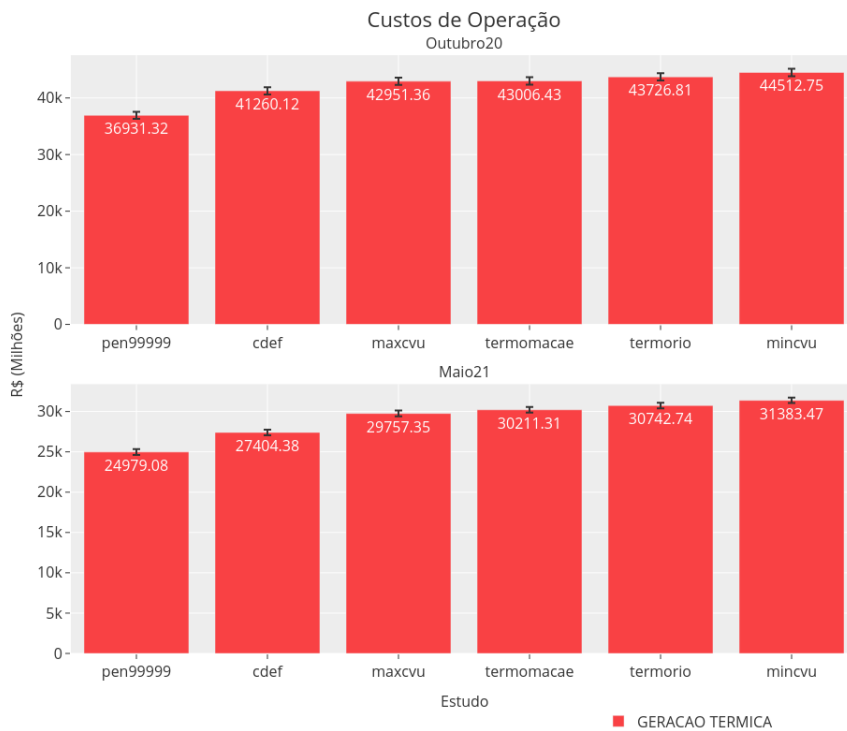


Figura 10 - Custo de geração térmica – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

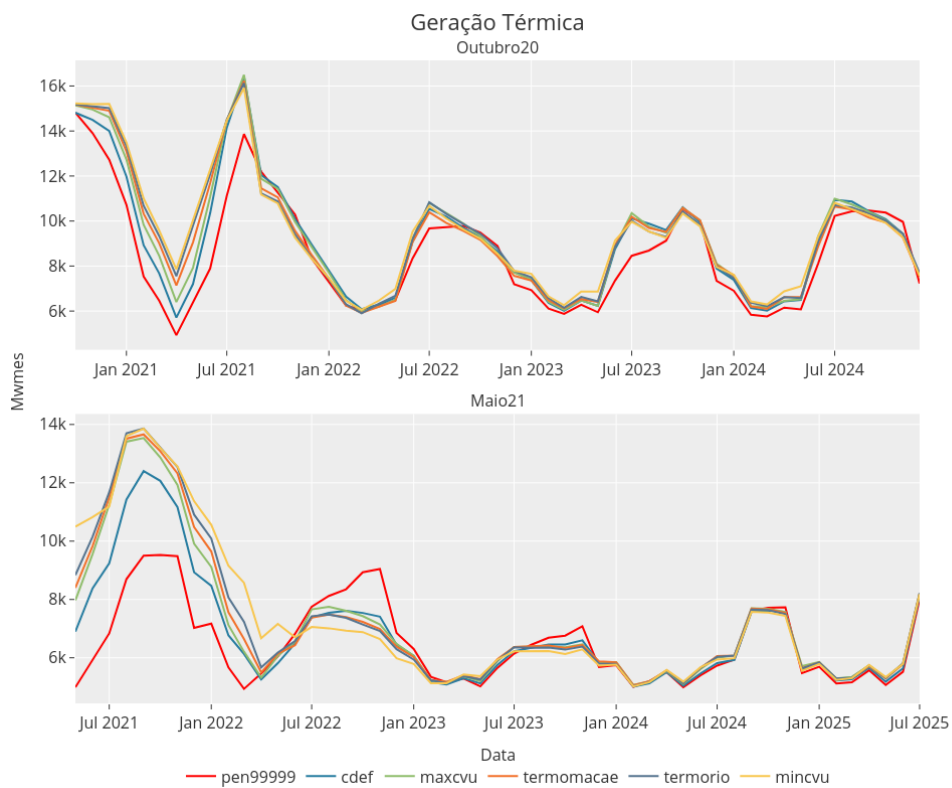


Figura 11 - Geração térmica do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

Outro desdobramento do aumento do uso dos recursos hidráulicos é a redução do volume armazenado. Essa diminuição tende a ser mais significativa à medida que aumenta a penalização pelo não cumprimento dos requisitos que compõem a parcela compulsória da geração hidráulica, como indicado na Figura 12. Novamente, as diferenças de armazenamento são mais acentuadas nos primeiros estágios, reduzindo ao longo do horizonte de estudo. Também é possível verificar que os casos com os maiores valores de penalidade – “Infinito” (pen99999) e Custo de Déficit (cdef) – mantêm armazenamento inferior aos demais casos ao longo de todo horizonte.

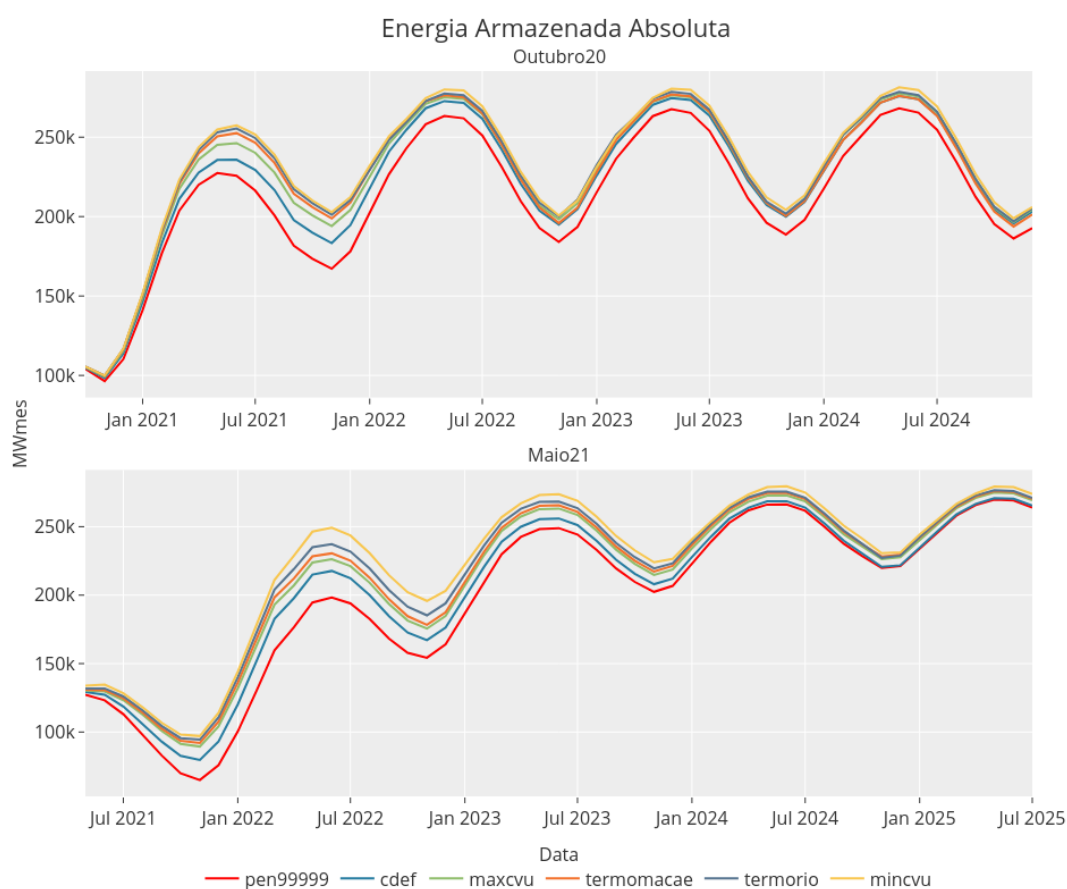


Figura 12 - Energia armazenada do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

Dado o aumento da geração hidráulica e respectiva redução nos níveis de armazenamento, apresentados anteriormente, é esperado que o montante de vertimento diminua à medida que aumentamos o valor da penalização das violações dos requisitos de defluência mínima. Esta relação pode ser observada no comportamento

dos resultados apresentados na Figura 13. No entanto, é importante notar que, embora existam variações nos resultados, as diferenças observadas não são significativas.

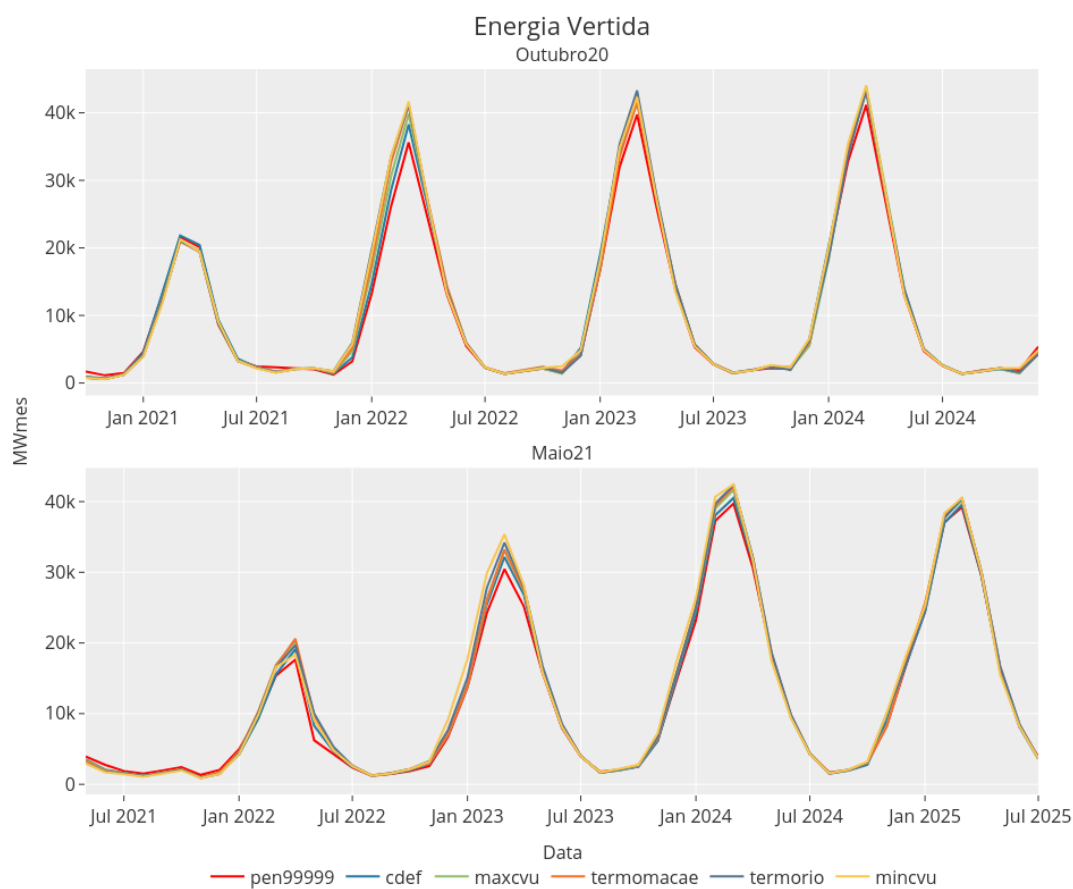


Figura 13 - Energia vertida do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.

Conforme explicado anteriormente, com o aumento do valor da penalidade, ocorre uma redução na geração térmica, resultando em uma redução no valor do CMO para todos os submercados no primeiro ano, conforme ilustram a Figura 14 e Figura 15. O horizonte de avaliação nas figuras foi limitado a 24 meses para permitir uma análise mais precisa dos impactos no curto prazo.

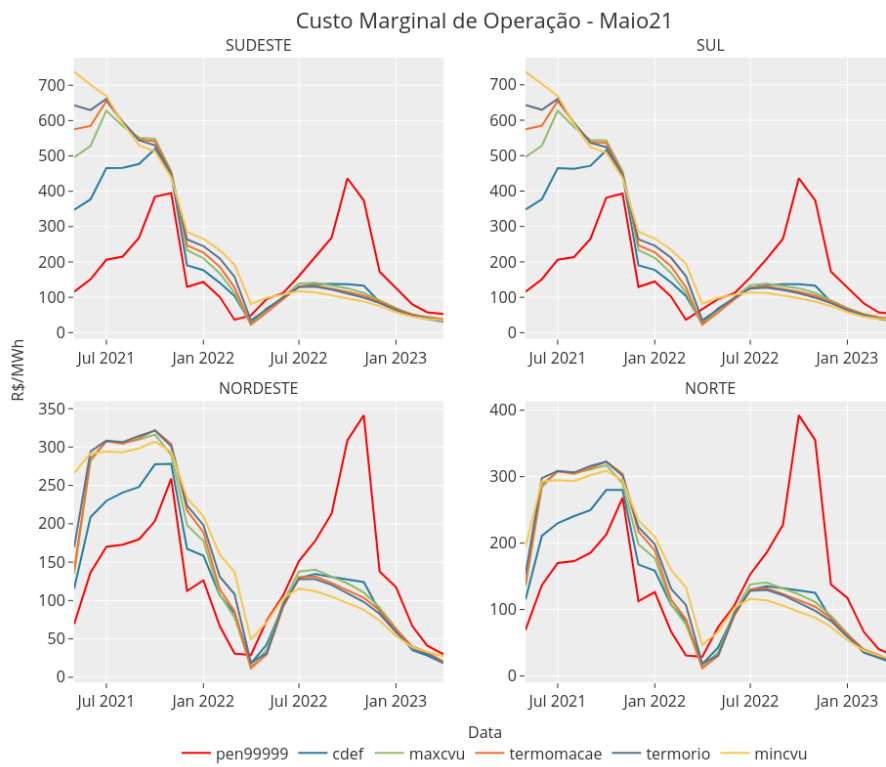


Figura 14 - CMO médio por submercado – Modelo NEWAVE – PMO de maio de 2021.

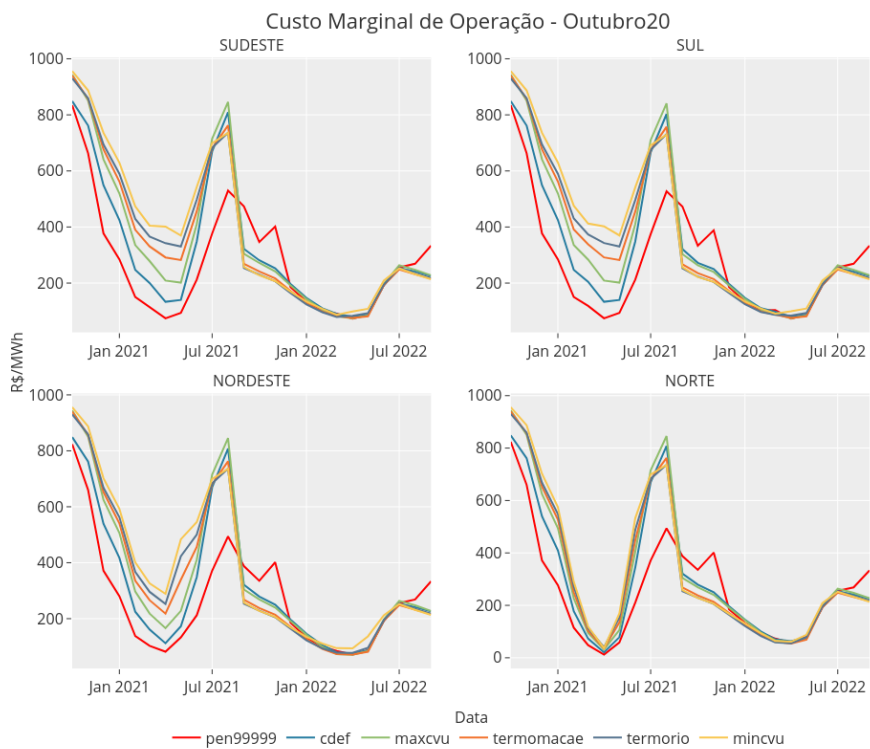


Figura 15 - CMO médio por submercado – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020.

Devido à competição direta entre as restrições de Volume Mínimo Operativo (VminOp) e as restrições de defluência mínima, foi analisado o impacto da penalização desta última no cumprimento das restrições de VminOp. Conforme observado na Figura 16, para o PMO de maio de 2021, os resultados de todos os casos com penalização inferior ou igual ao Máximo CVU (maxcvu) são bastante próximos entre si e consideravelmente menores do que os verificados para o caso cdef. Para esta análise, é importante lembrar que a penalidade por violação dos requisitos de VminOp é baseada no Máximo CVU. Dessa forma, quando a penalização pela violação dos requisitos de defluência mínima é maior do que a penalização do VminOp, como ocorre no caso cdef, é mais vantajoso violar esta última.

A relação entre a violação dos requisitos de volume mínimo operativo e a penalização do não atendimento dos requisitos de defluência mínima observada para o PMO de outubro de 2020 é similar àquela verificada para o PMO de maio de 2021, embora menos acentuada para o caso cdef. É importante notar que continua existindo uma correlação direta entre o aumento do valor de penalização dos requisitos de defluência mínima e a intensificação da violação dos requisitos de volume mínimo operativo.

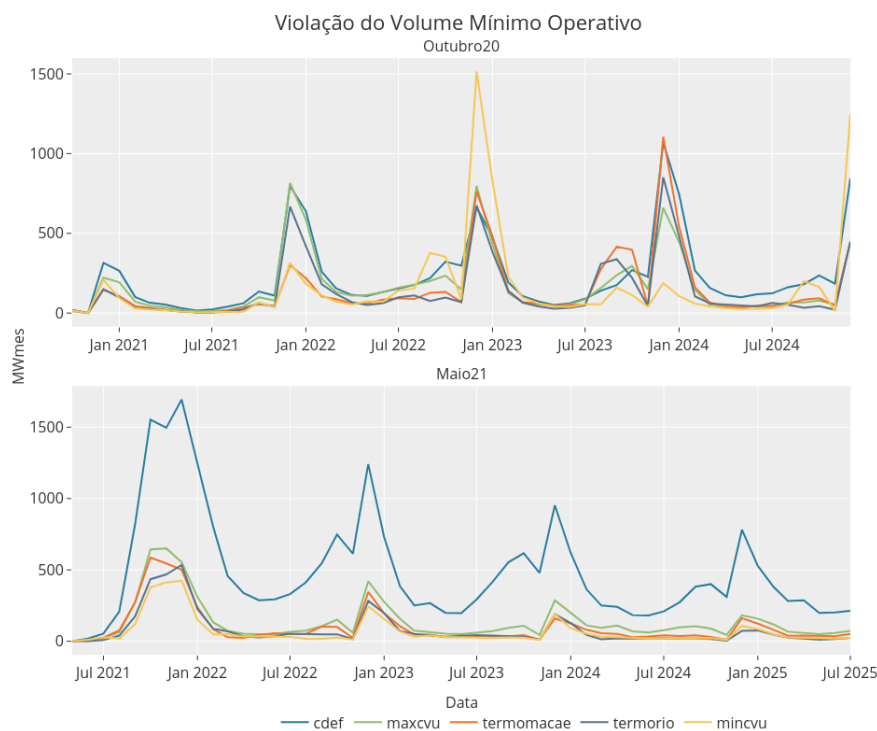


Figura 16 - Violação do Volume Mínimo Operativo – Modelo NEWAVE – PMO de maio de 2021 e outubro de 2020.

Adicionalmente, foi avaliado o impacto no valor da água devido a consideração de diferentes valores de penalização dos requisitos de vazão defluente mínima. Nessa avaliação, foi observado principalmente a cascata do REE Paraná, onde estão localizadas duas grandes restrições de vazão mínima obrigatória (UHE Jupuí e UHE Porto Primavera). Os resultados para o PMO de outubro de 2020 e PMO de maio de 2021, conforme ilustrados na Figura 17 e Figura 18, mostram que o valor da água das usinas nessa cascata diminui (em módulo) à medida que o valor da penalidade é reduzido. Isto está relacionado ao fato das restrições de defluência mínima de UHE Jupuí e UHE Porto Primavera serem determinantes para a operação realizada no SIN. Tendo em vista que estas restrições devem ser atendidas com maior prioridade conforme o aumento das penalidades impostas, o valor da água das usinas envolvidas em fornecer recursos para o atendimento destas restrições é fortemente influenciado pela penalidade escolhida.

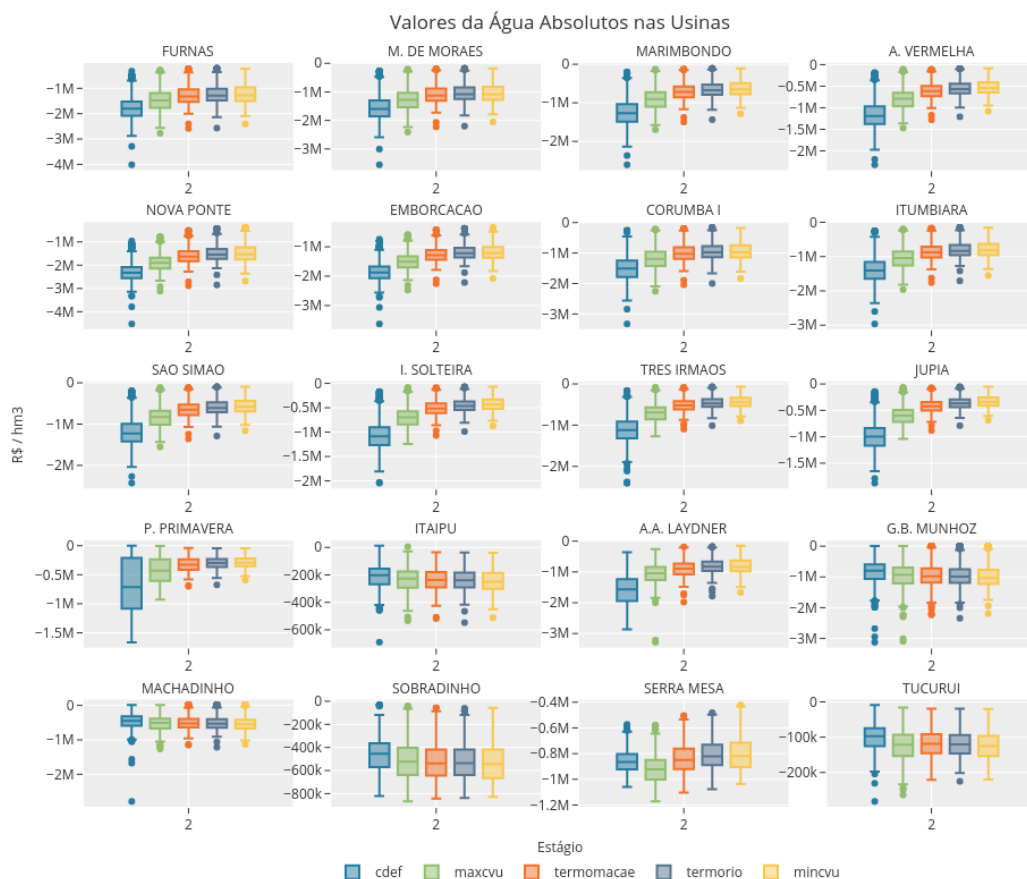


Figura 17 - Distribuição dos valores da água por usina hidrelétrica – simulação final do Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020.

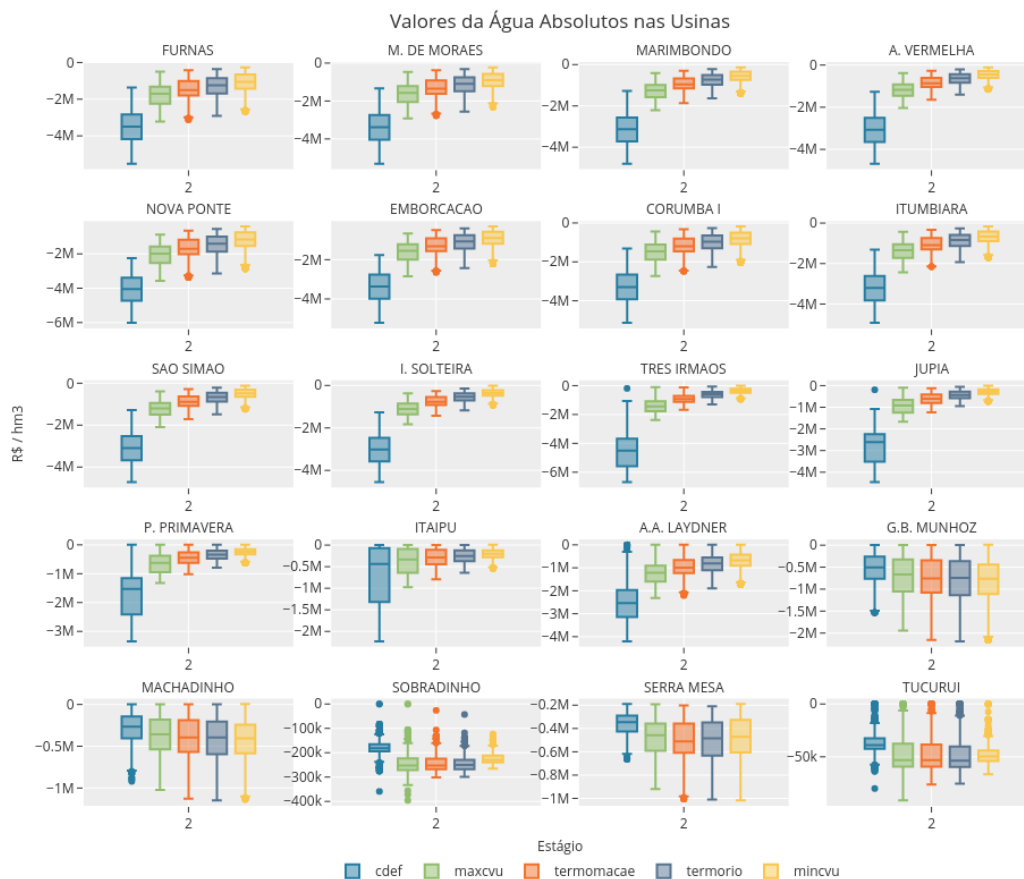


Figura 18 - Distribuição dos valores da água por usina hidrelétrica – simulação final do Modelo NEWAVE – PMO de maio de 2021.

No entanto, essa dinâmica não se replica igualmente em outras bacias hidrográficas dentro do SIN. Por exemplo, no PMO de outubro de 2020, não foi observado um impacto significativo no valor da água das usinas localizadas no Sul e no Nordeste. No Norte, embora seja possível notar um impacto na UHE Serra da Mesa, não houve um efeito semelhante na UHE Tucuruí. Isso pode ser atribuído, em parte, à curva referencial de deplecionamento adotada para a UHE Tucuruí, que restringe sua geração.

Já no PMO de maio de 2021, apresentado na Figura 18, é possível observar, para as usinas localizadas no Sul, Nordeste e Norte, um impacto mais suave, porém com uma tendência oposta. Ou seja, foi observada uma pequena elevação (em módulo) no valor da água à medida que o nível de penalização associado aos requisitos de vazão mínima aumenta.

As análises confirmam a expectativa de que as bacias diretamente afetadas por restrições hidráulicas apresentam o maior impacto na valorização da água armazenada em seus reservatórios. No entanto, é importante observar que todas as bacias são afetadas, mesmo que em menor grau.

A fim de complementar os resultados observados com o modelo NEWAVE, foram analisados os impactos na operação do DECOMP decorrentes da alteração do valor das penalidades pelo não atendimento dos requisitos de vazão mínima no modelo NEWAVE. Neste contexto, é importante destacar que as restrições hidráulicas são consideradas "hard" no DECOMP, ou seja, não podem ser violadas. Assim, a variação nos valores de penalidade se manifesta apenas via função de custo futuro.

Para o PMO de outubro de 2020, como já constatado anteriormente na Figura 17, o valor da água nas usinas localizadas a montante da UHE Jupιά e da UHE Porto Primavera, sujeitas a requisitos de defluência mínima bem expressivos, aumenta à medida que a penalização pelo não cumprimento desses requisitos é incrementada. Isso indica um uso mais parcimonioso da água nessa cascata específica, compensado pela utilização da água em outras cascatas, a fim de atender à demanda. Desta forma, analisando a Figura 19, que ilustra as vazões defluentes de diversas usinas do SIN, é possível observar que nas situações com penalidades de violação mais severas, a vazão defluente em Jupιά e Porto Primavera é menor, resultando na limitação da geração dessas usinas aos requisitos mínimos de vazão defluente. A indicação do valor da água proveniente da FCF destaca a relevância futura da água armazenada nesta bacia, o que naturalmente reduzirá seu uso. A diminuição da defluência no Paraná é compensada pelo aumento no Sul e, principalmente, no Nordeste. Além disso, a operação resultante ao considerar penalidades mais elevadas prioriza o deplecionamento no Grande e reduz no Paranaíba e Tietê.

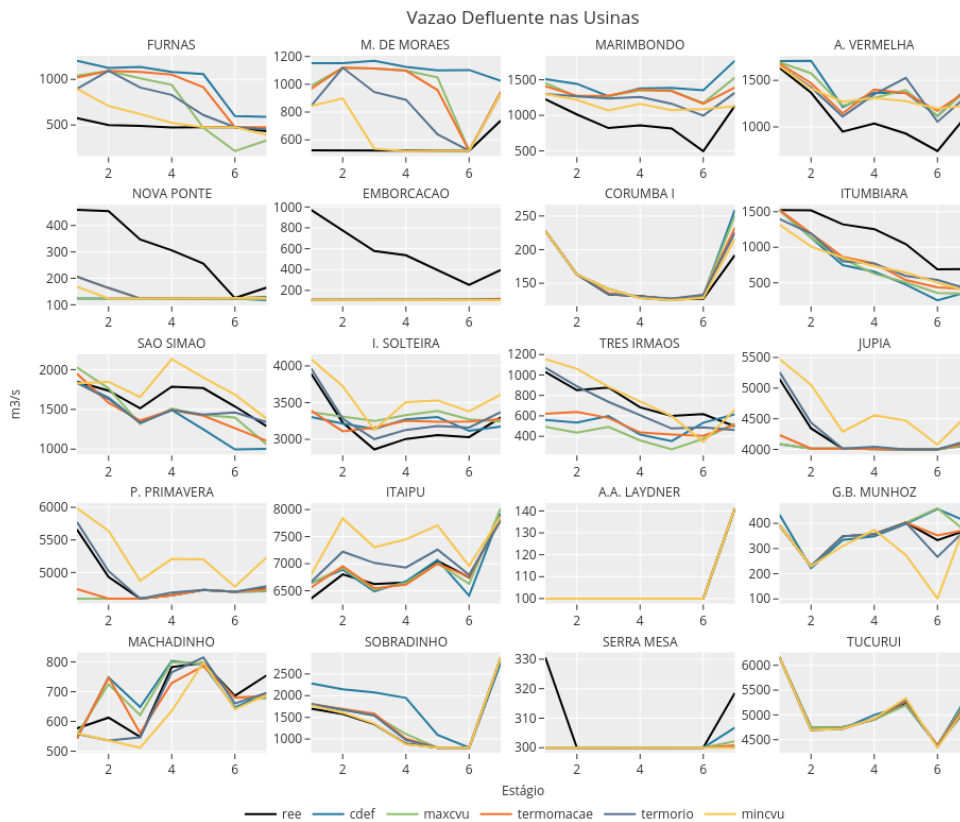


Figura 19 - Vazão defluente em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

De acordo com a avaliação realizada anteriormente, pode-se observar na Figura 20 que a geração hidráulica do subsistema Sudeste (SE) diminui à medida que utilizamos funções de custo futuro construídas considerando penalizações mais elevadas no horizonte do modelo de médio prazo. Por outro lado, há um aumento na geração hidráulica nos subsistemas Nordeste e Sul. A geração do subsistema Norte permanece praticamente inalterada. De uma forma geral, a geração hidráulica no SIN registra um aumento, de acordo com a Figura 21. A geração hidráulica do caso maxcvu reduz mais acentuadamente no Sudeste, em decorrência da redução da defluência da bacia do Tietê, conforme ilustrado na Figura 19. Essa redução é compensada por um aumento na geração do Norte.

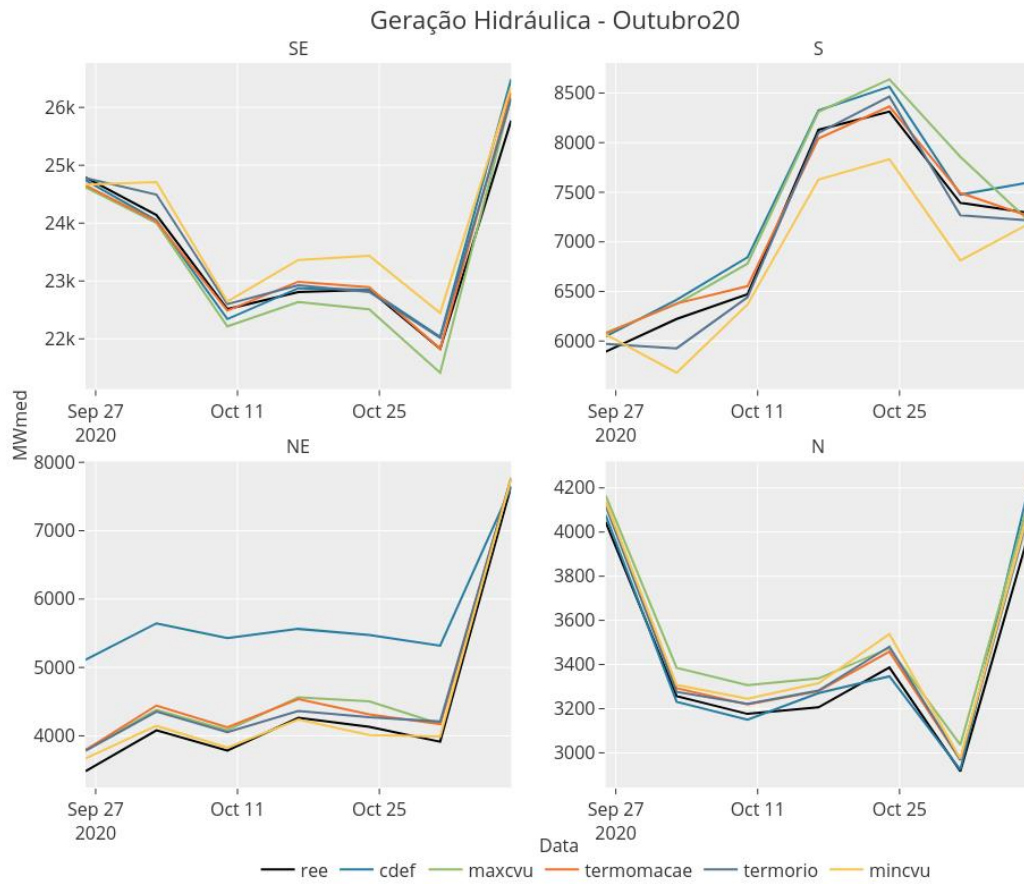


Figura 20 - Geração hidráulica nos submercados – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

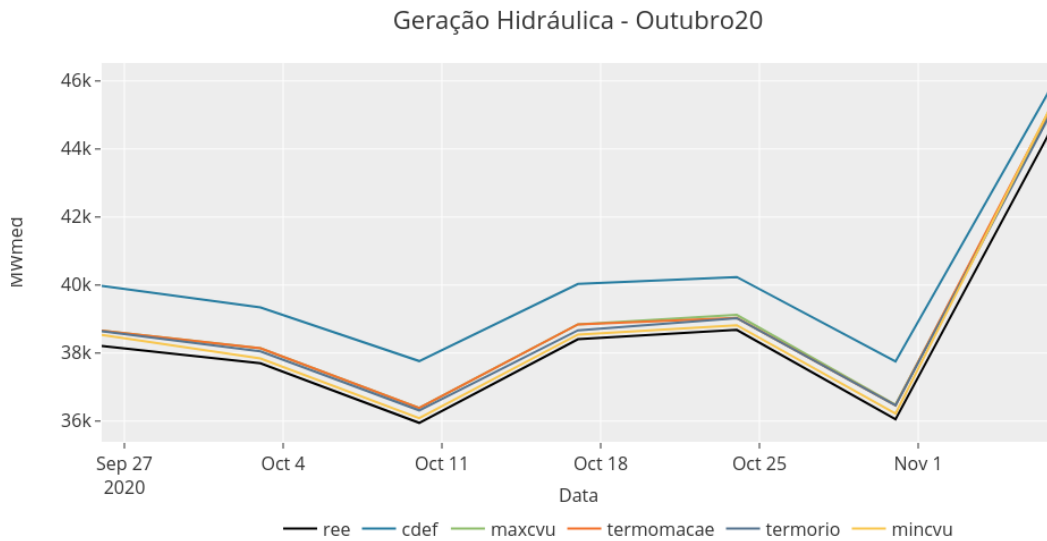


Figura 21 - Geração hidráulica do SIN – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

À medida que a geração hidráulica aumenta, espera-se uma redução na energia armazenada e na geração termelétrica. Estes resultados podem ser verificados para o SIN na Figura 22 e Figura 23, respectivamente. Essa tendência se intensifica à medida que o valor da penalidade por não cumprimento dos requisitos de defluência mínima obrigatória é elevado.

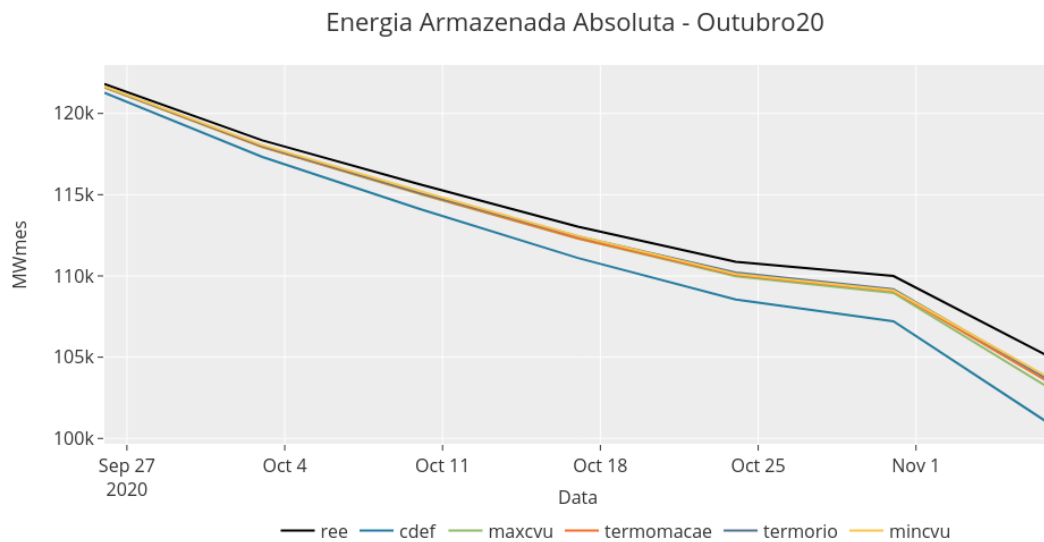


Figura 22 - Energia armazenada do SIN – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

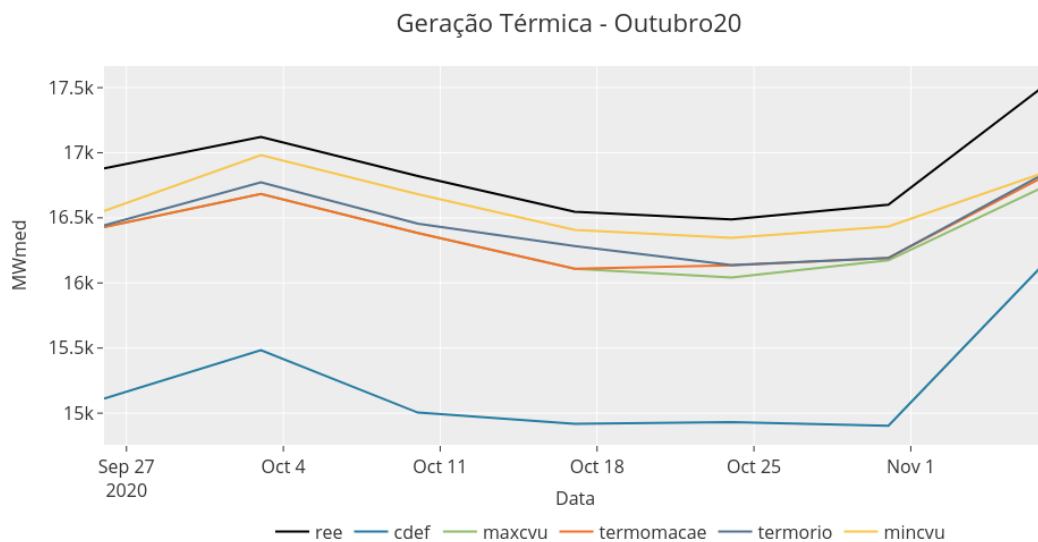


Figura 23 - Geração termelétrica do SIN – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

A redução da geração termelétrica geralmente resulta em uma diminuição do valor do custo marginal de operação, como evidenciado nos resultados para o caso cdef, conforme ilustrado na Figura 24. Observa-se que os CMO dos submercados Sudeste, Sul e Norte estão alinhados.

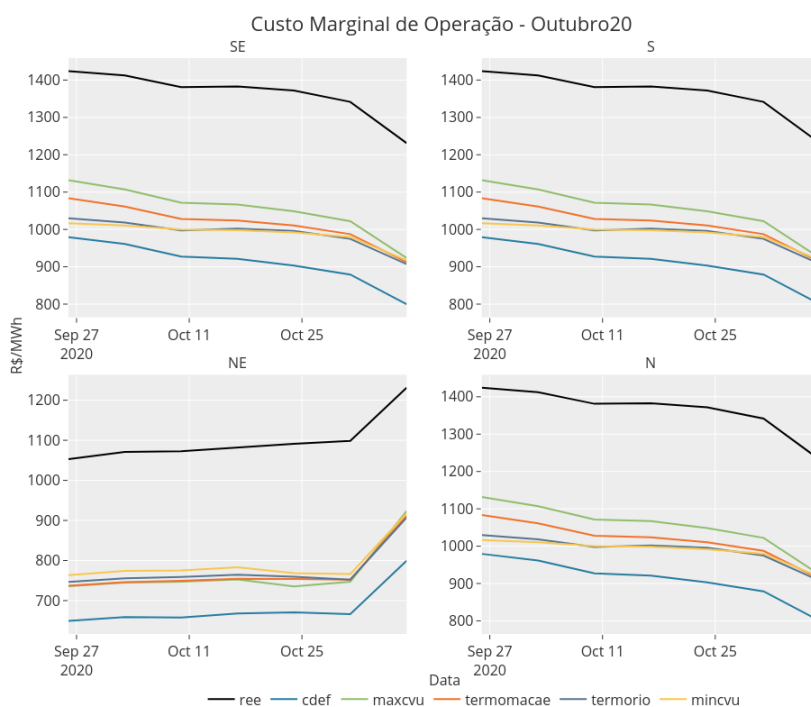


Figura 24 - Custo Marginal de Operação – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

Os resultados observados para o PMO de maio de 2021 apresentam um comportamento semelhante aos do PMO de outubro de 2020. Para todos os casos analisados, a defluência nas usinas de Jupia e Porto Primavera corresponde exatamente ao seu requisito de defluência mínima. No entanto, é possível notar através da Figura 25 que, para casos com penalidades mais elevadas, ocorre um deplecionamento maior nas bacias do Paraná e Paranaíba, acompanhado por um aumento correspondente no armazenamento na bacia do Tietê. Itaipu também tem um aumento na sua defluência, a partir do estoque de seu reservatório. As demais usinas avaliadas praticamente não apresentam alterações significativas nos volumes de defluência.

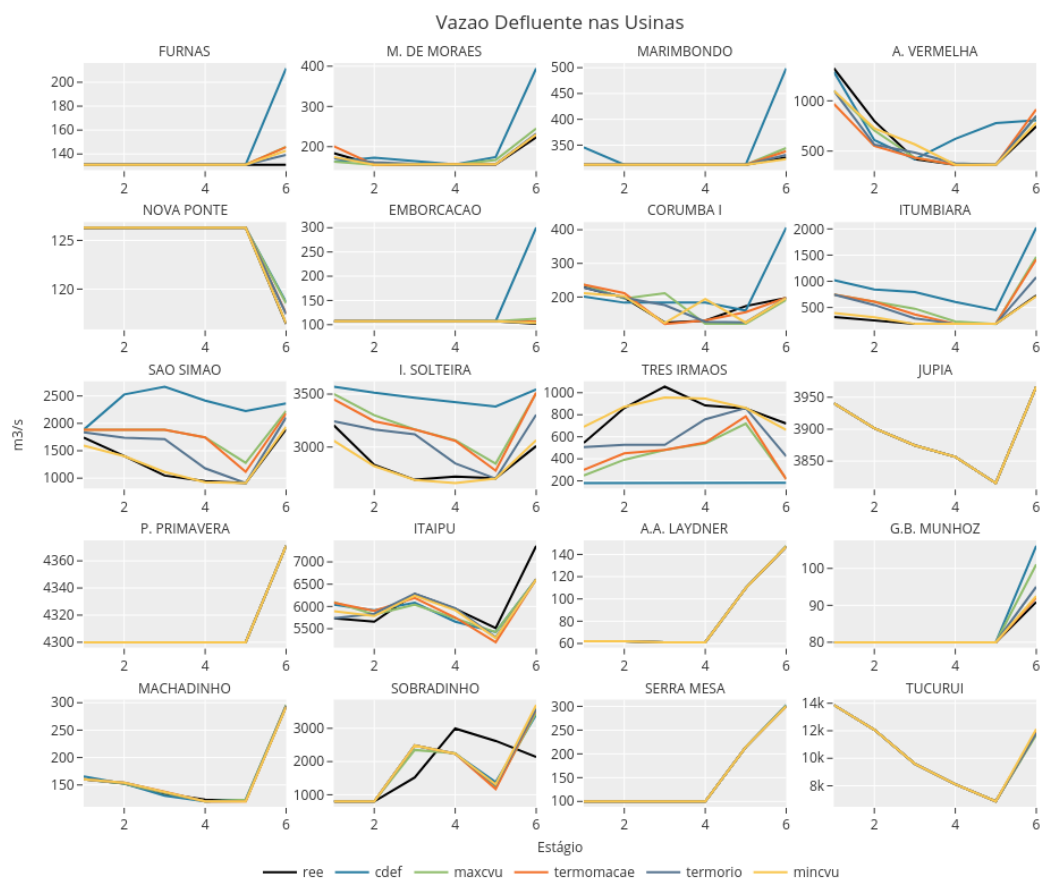


Figura 25 - Vazão defluente em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

Foi registrado um aumento na defluência das usinas do Paranaíba, porém, sem redução na defluência da bacia do Grande. A compensação pelo aumento da defluência do Paranaíba foi realizada pelas usinas da bacia do Tietê. Como resultado desta operação, espera-se um aumento na geração hidráulica do subsistema Sudeste, conforme evidenciado na Figura 26. Também é possível verificar uma ligeira redução da geração hidráulica no Nordeste para os casos cdef e maxcvu. Já a geração nos demais subsistemas permanece praticamente inalterada. Conseqüentemente, de acordo com a Figura 27, a geração hidráulica total do SIN deve ser maior à medida que o valor da penalização adotada para as violações dos requisitos de defluência mínima aumenta.

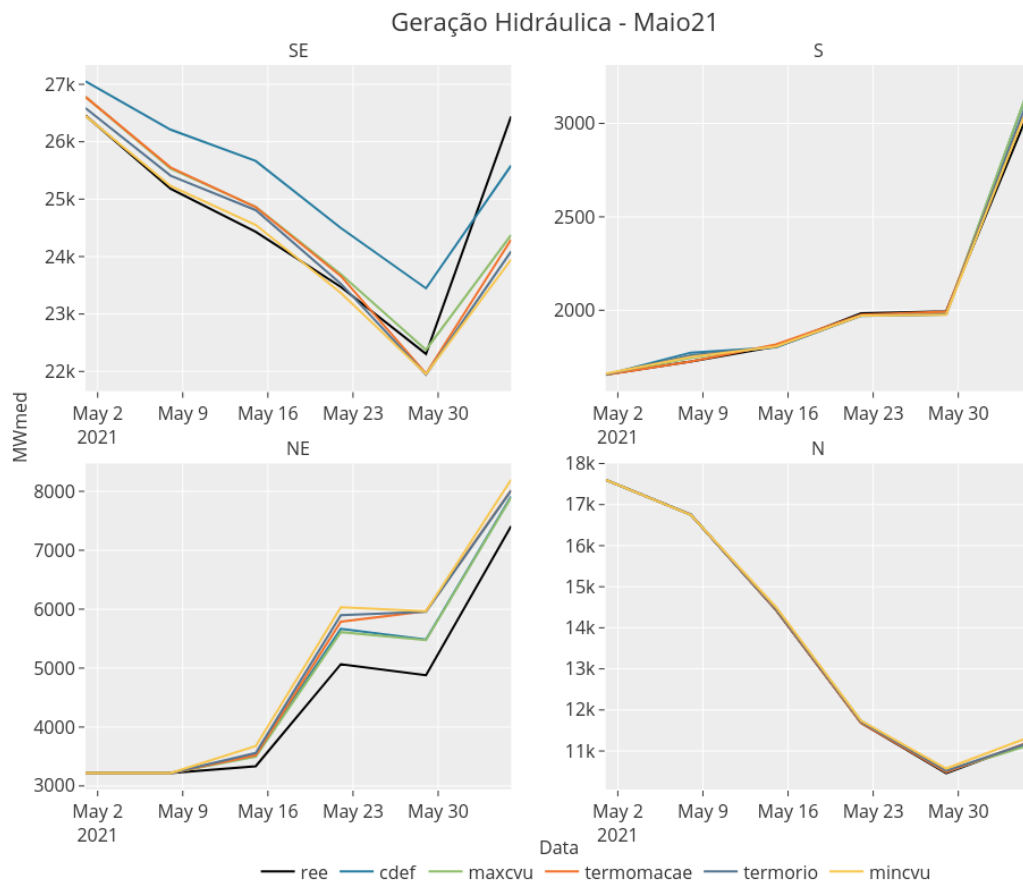


Figura 26 - Geração hidrelétrica dos submercados – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

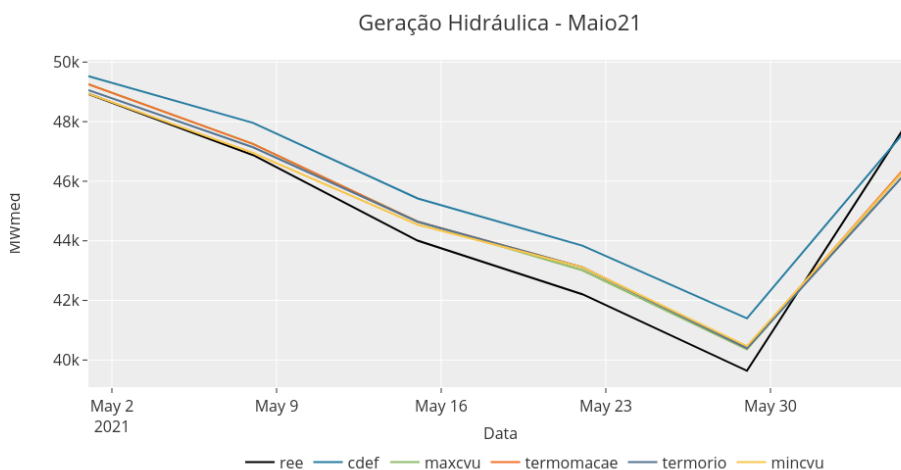


Figura 27 - Geração hidráulica do SIN - Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

À medida que a geração hidráulica aumenta, espera-se uma redução na energia armazenada e na geração termelétrica. Estes resultados podem ser verificados para o SIN na Figura 28 e Figura 29, respectivamente.

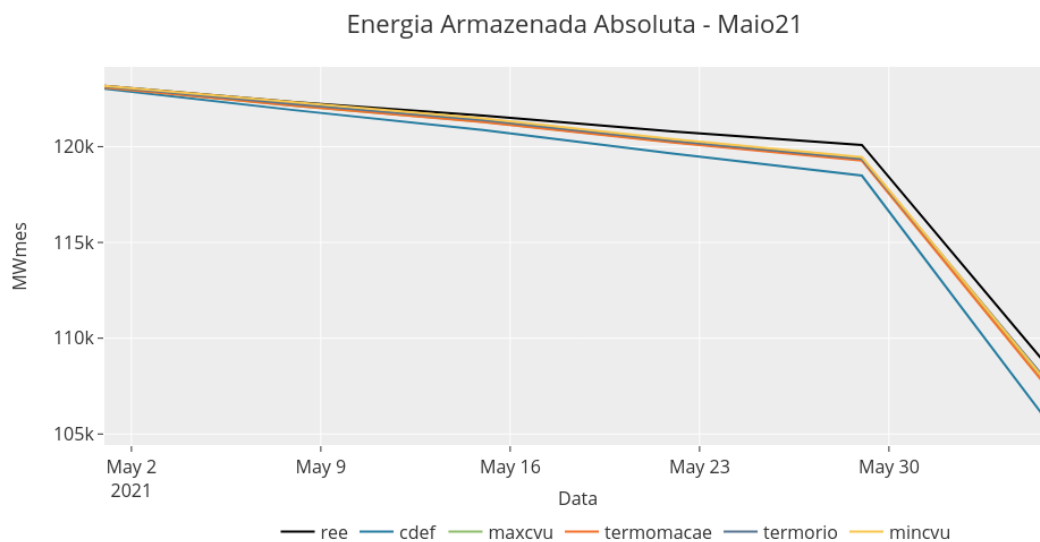


Figura 28 - Energia armazenada do SIN – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

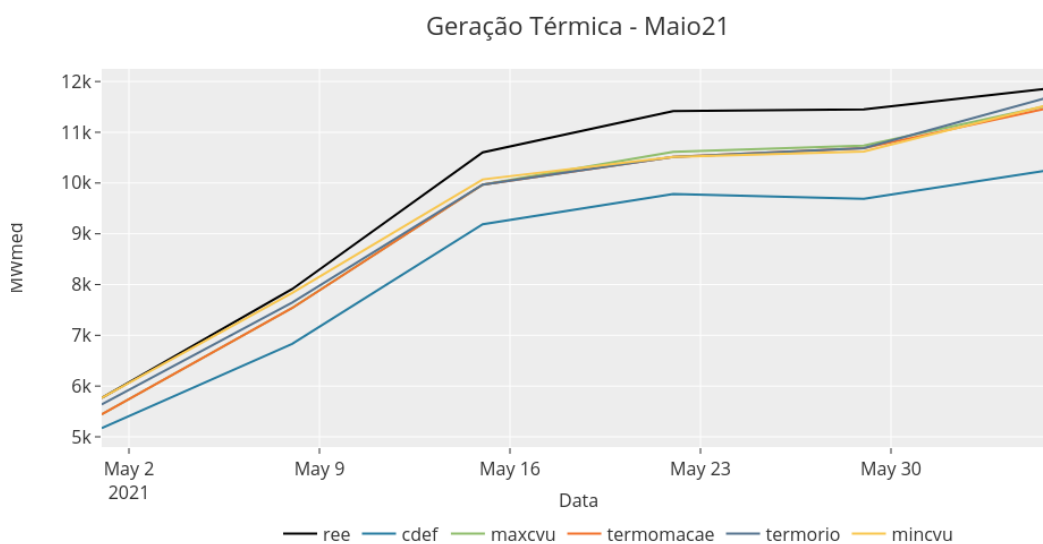


Figura 29 - Geração térmica do SIN – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

Nos resultados apresentados, destaca-se que o caso cdef, caracterizado pela maior penalidade de violação, apresenta uma redução no custo marginal de operação em decorrência da diminuição da geração térmica, como pode ser observado na Figura 30. É interessante notar que os custos marginais de operação nos submercados Sudeste e Sul estão alinhados, assim como nos submercados Nordeste e Norte.

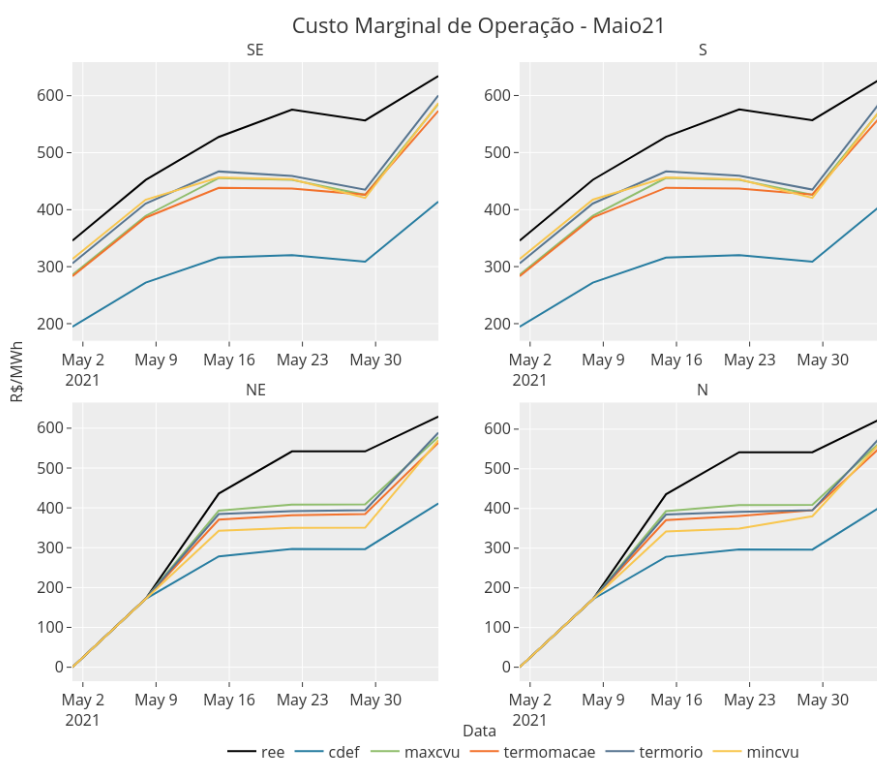


Figura 30 - Custo Marginal de Operação – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

3.1.2.2. Casos Prospectivos

Os casos prospectivos foram executados com base nos decks do Ciclo de Trabalho 2022/2023. O primeiro caso empregou o deck do mês de referência março de 2024, com o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento) e o segundo caso considerou o mês de dezembro de 2023, com o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento). Ambos os casos foram executados com o CVaR(25,60), uma vez que os resultados do ciclo anterior mostraram que, entre os pares de CVaR testados, o par mais avesso seria o mais próximo de atender aos critérios de segurança do sistema de acordo com a metodologia de comparação com a CRef. Quanto aos valores testados para as penalidades, estes estão descritos a seguir:

- Custo de déficit 8.104 R\$/MWh – CD;
- Valor utilizado na violação de VminOp 4.079 R\$/MWh – VminOp;
- Máximo CVU UTE Xavantes 3.677 R\$/MWh – Term.

Em sequência, são apresentados os principais resultados para o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020. A Figura 31 apresenta os resultados de Custo Total da

Operação (CTO) que mostram que quanto menor o custo da penalidade, maior será o custo de geração térmica.

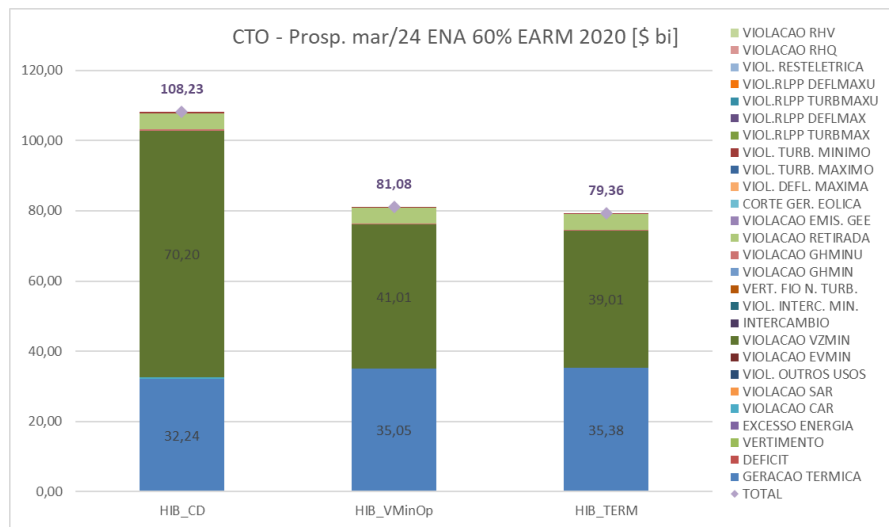


Figura 31 - Custo Total de Operação, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.

A Figura 32 e a Figura 33 apresentam os resultados de geração térmica e energia armazenada do NEWAVE. Observa-se um aumento de 395 MWm e aumento de 0,21 p.p de energia armazenada (de 51,56% para 51,77%) no caso que emprega a penalidade equivalente ao custo do VMinOp em comparação com o caso que emprega a penalidade equivalente ao custo de déficit.

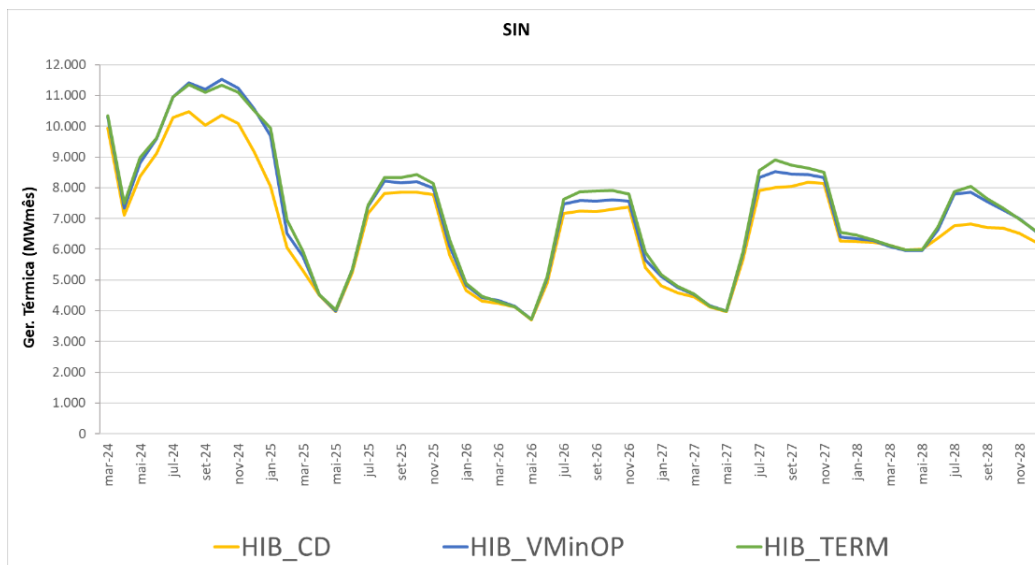


Figura 32 – Geração Térmica, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.

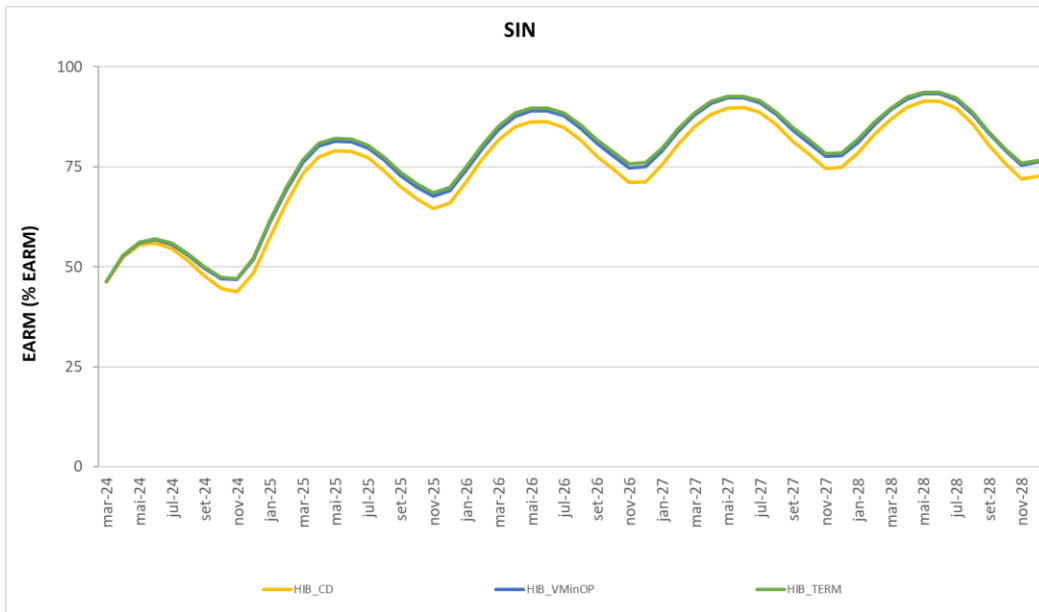


Figura 33 - Energia Armazenada, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.

Para o CMO, quando realizada a mesma comparação, é verificado um aumento de aproximadamente 45 R\$/MWh para o Submercado Sudeste/Centro Oeste (Figura 34).

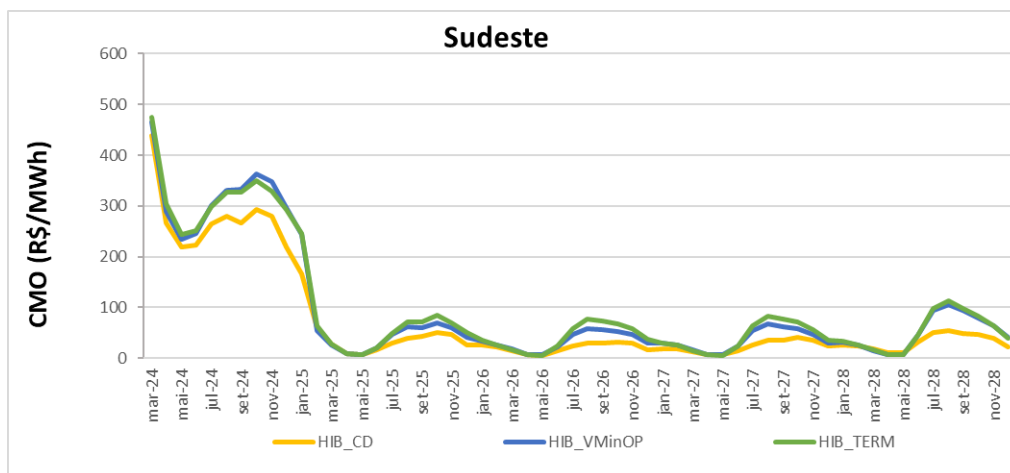


Figura 34 - CMO, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.

Dando prosseguimento, são apresentados os principais resultados para o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento). Assim como apresentado no cenário anterior, a Figura 35 apresenta o CTO, indicando que quanto menor o custo da penalidade, maior é o custo de geração térmica.

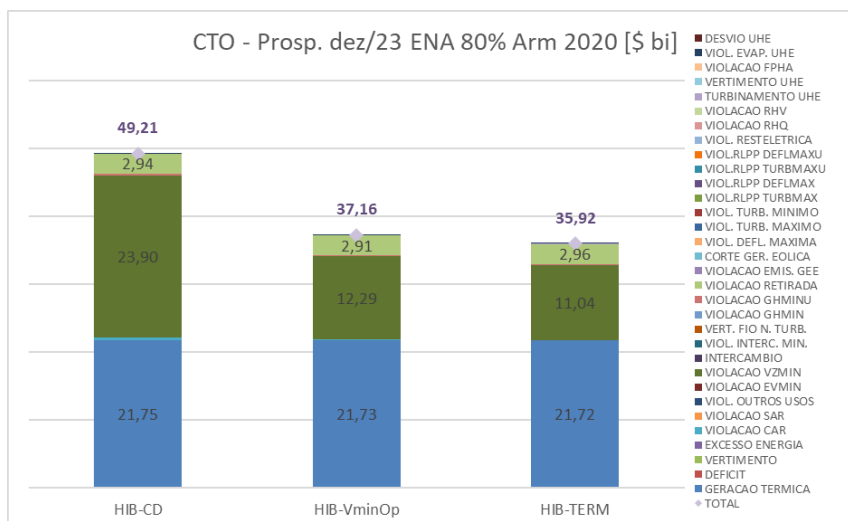


Figura 35 - Custo Total de Operação, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.

No parâmetro geração térmica (Figura 36), no resultado do NEWAVE observou-se um aumento de 219 MWm em média, quando comparado o caso que emprega a penalidade equivalente ao custo do VMinOp em relação ao caso que emprega a penalidade equivalente ao custo de déficit.

E no parâmetro energia armazenada, conforme a Figura 37, quase não apresentou alteração.

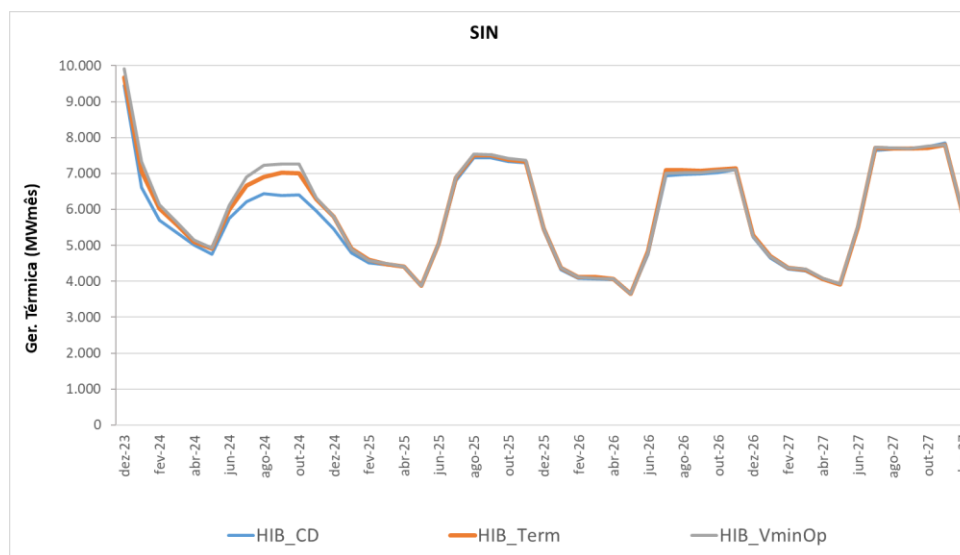


Figura 36 - Geração Térmica, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.

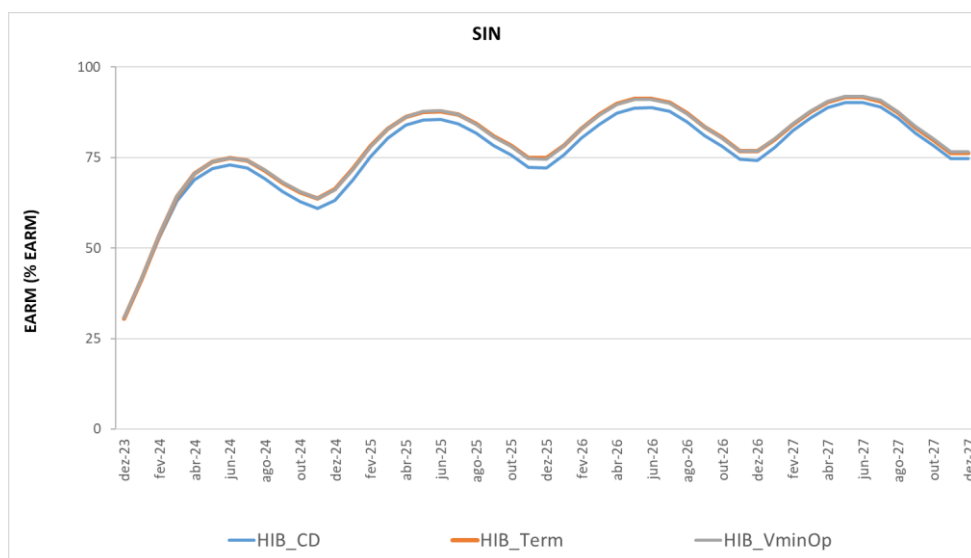


Figura 37 - Energia Armazenada, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.

Para o CMO, quando realizada a mesma comparação, é verificado um aumento de aproximadamente 32 R\$/MWh para o Submercado Sudeste/Centro Oeste (Figura 38).

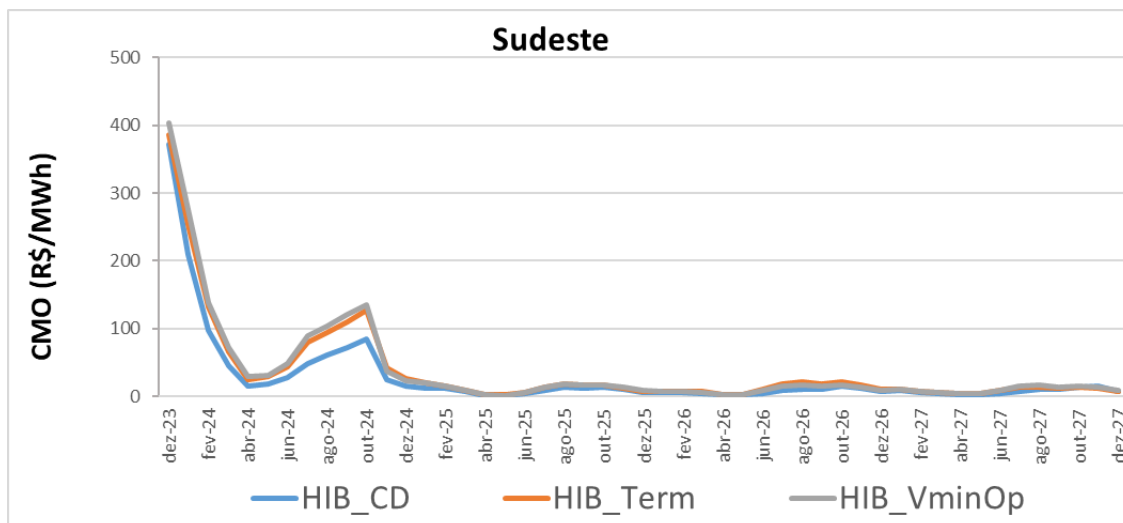


Figura 38 - CMO, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.

Em termos de parâmetros hidráulicos, destaca-se a violação de defluência mínima para as usinas de Jupuí (restrição de 3.300 m³/s) e Porto Primavera (restrição de 4.600 m³/s) apresentadas na Figura 39. A média da violação de deplecionamento dessas

usinas demonstra que quanto menor o custo de penalidade, maior é o acréscimo da violação do deplecionamento mínimo.

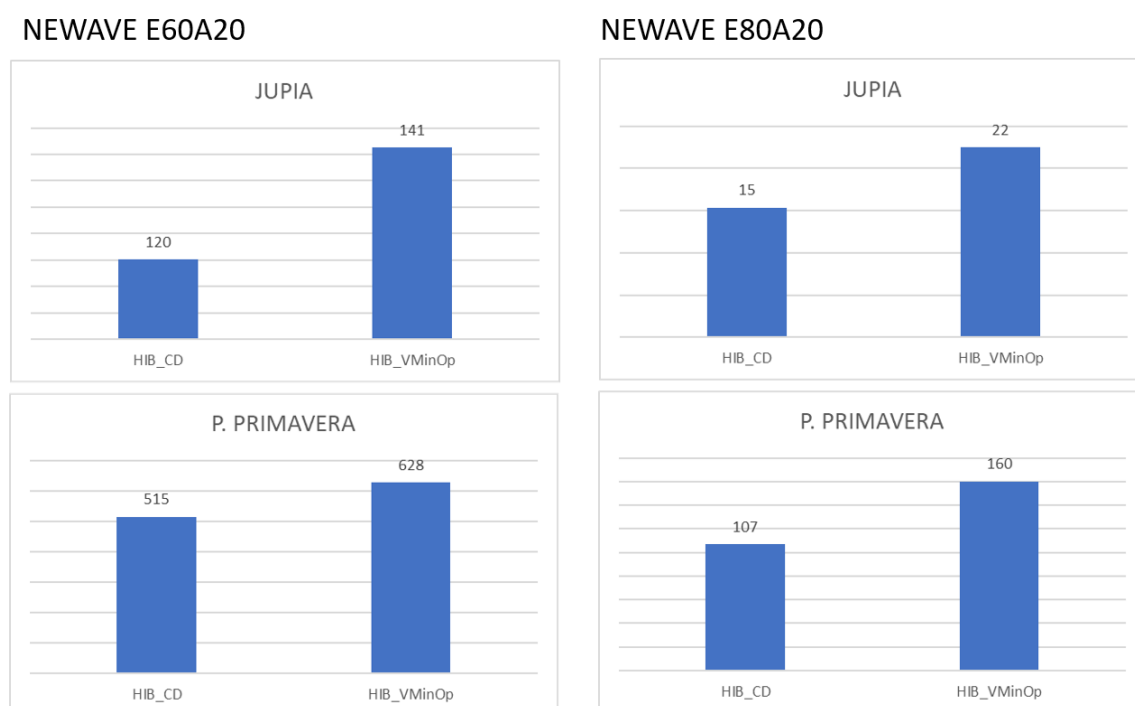


Figura 39 - Violação de defluência mínima das usinas hidrelétricas Jupia e Porto Primavera.

Refletindo os resultados obtidos nas simulações no NEWAVE, os resultados do DECOMP também demonstram que quanto menor a penalidade, maior será o acionamento de térmica.

Para o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento), a Figura 40 apresenta os resultados obtidos de CMO do Sudeste, geração hidráulica, energia armazenada e geração térmica do SIN. E no cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento), a Figura 41 também apresenta os mesmos parâmetros.

Em síntese, destaca-se a geração térmica no DECOMP resultante da alteração da função de custo futuro do NEWAVE devido à mudança do custo da penalidade associada às restrições físicas. Conforme demonstra a Figura 42, o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 aumentou em 527 MWm e o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 foi de 130 MWm.

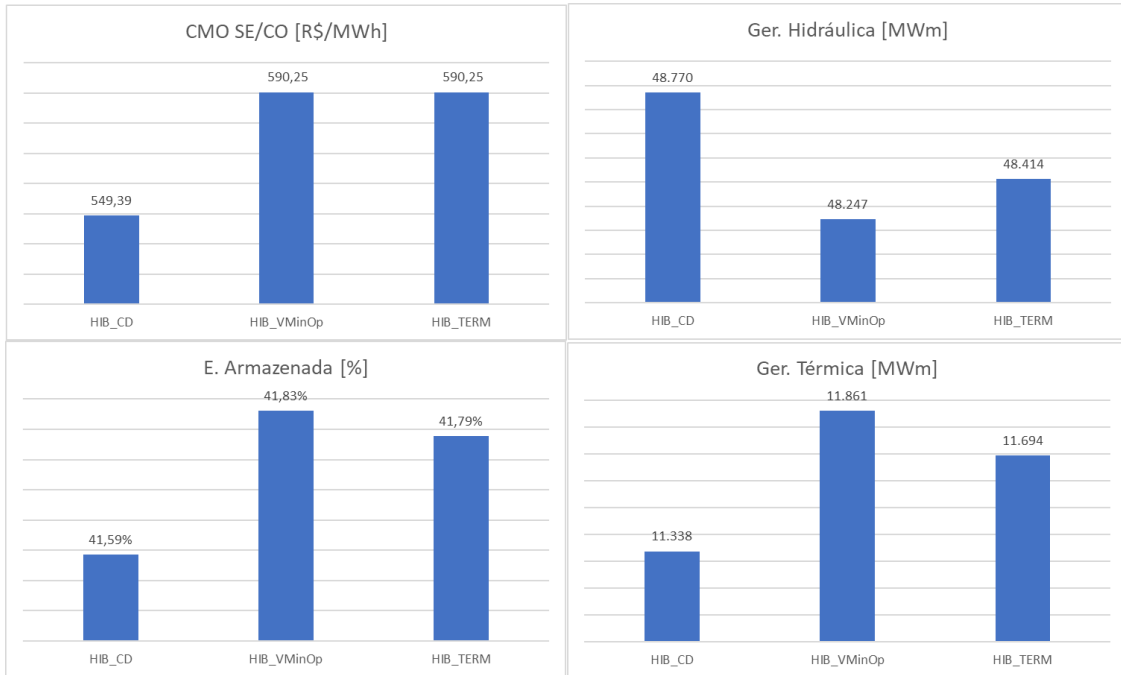


Figura 40 - Resultados de Decomp, cenário ENA 60% e Armazenamento 2020.

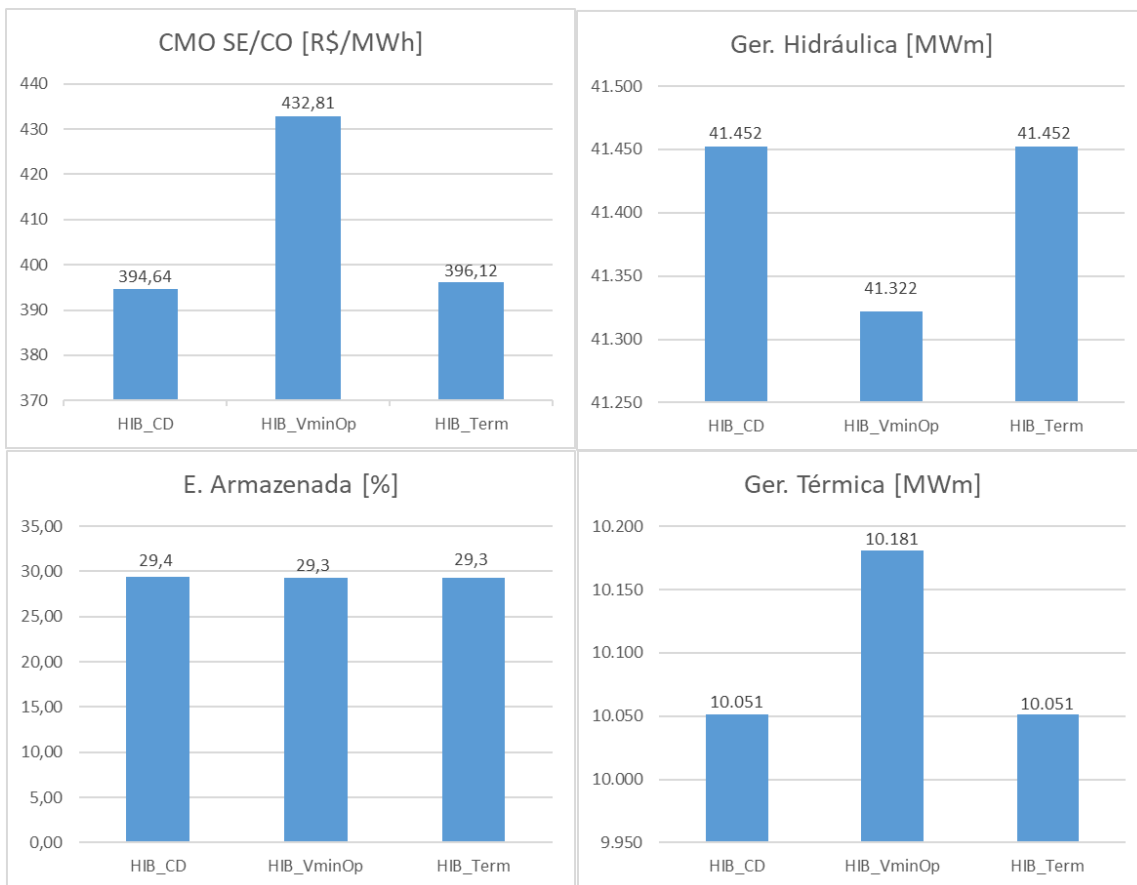


Figura 41 - Resultados de Decomp, cenário ENA 80% e Armazenamento 2020.

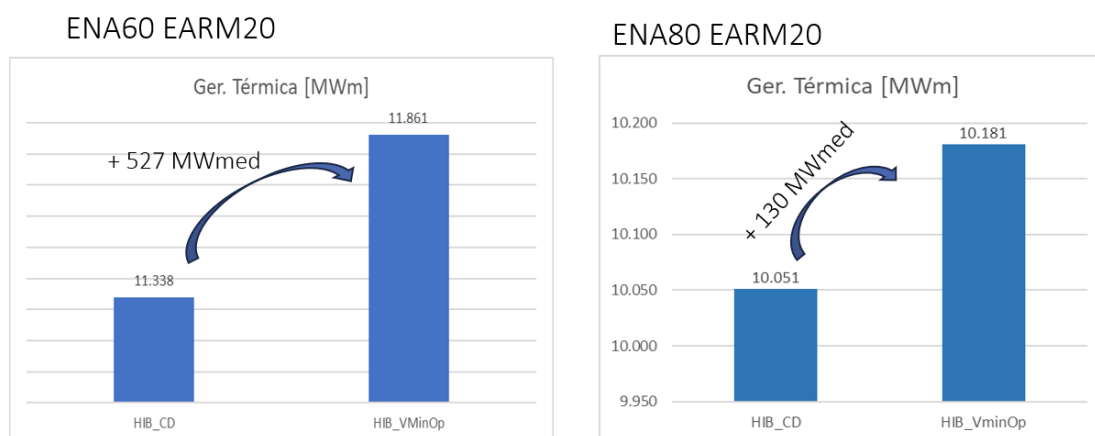


Figura 42 - Geração térmica no DECOMP, Prospectivo ENA 60% EARM20 e ENA 80% EARM20.

Os resultados demonstram que a utilização de custos de violação baseados no máximo CVU trazem benefícios do ponto de vista operativo, sobretudo quando observados valores de geração termelétrica. Portanto, a equipe recomenda a redução do valor das penalidades de restrições físicas das hidrelétricas para o máximo CVU, com valor semelhante ao utilizado no VminOp, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores propostos de penalidade.

Restrição	Valor da penalidade no Ciclo 2022/2023	Valor proposto da penalidade no Ciclo 2023/2024
Desvio d'água	Custo Déficit + Δ_1	Custo Déficit + Δ_1
VminOp	Térmica mais cara + Δ_2	Térmica mais cara + Δ_2
Vazão mínima	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2
Geração Hídrica mínima	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2
Turbinamento mínimo	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2
Turbinamento máximo	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2

3.1.3. Avaliações das micropenalidades no NEWAVE

Ao longo deste ciclo de trabalho foram realizados encontros com Agentes do setor nos quais, através de discussões sobre os temas apresentados, foi possível aprofundar diversas análises realizadas pela Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP. Assim, após o 30º Workshop com os agentes, dadas as contribuições de agentes do setor como ENERCORE, CEMIG e ITAIPU, a equipe técnica avaliou casos em que o modelo híbrido apresentava maior deplecionamento, principalmente nos submercados Sudeste

e Sul, durante o período úmido. Este mesmo comportamento foi observado em estudos realizados com o modelo DECOMP, que deplecionava fortemente algumas usinas, com vertimentos elevados especialmente na UHE Itaipu, comportamento não observado quando se utilizava a FCF do modelo agregado, conforme Figura 43.



Figura 43 - Deplecionamento do reservatório do Sudeste, estudo da Enercore.

Foram avaliados os valores da água de usinas no PMO de abril de 2023, que conta com elevados níveis nos reservatórios, além de tendência hidrológica favorável. Na Figura 44 nota-se que são construídos cortes com coeficientes de armazenamento positivos para a UHE FURNAS, com valores de aproximadamente $0,02 (\$/\text{hm}^3) \cdot (\text{mês}/\text{h})$, sinalizando para o modelo DECOMP o deplecionamento desse reservatório.

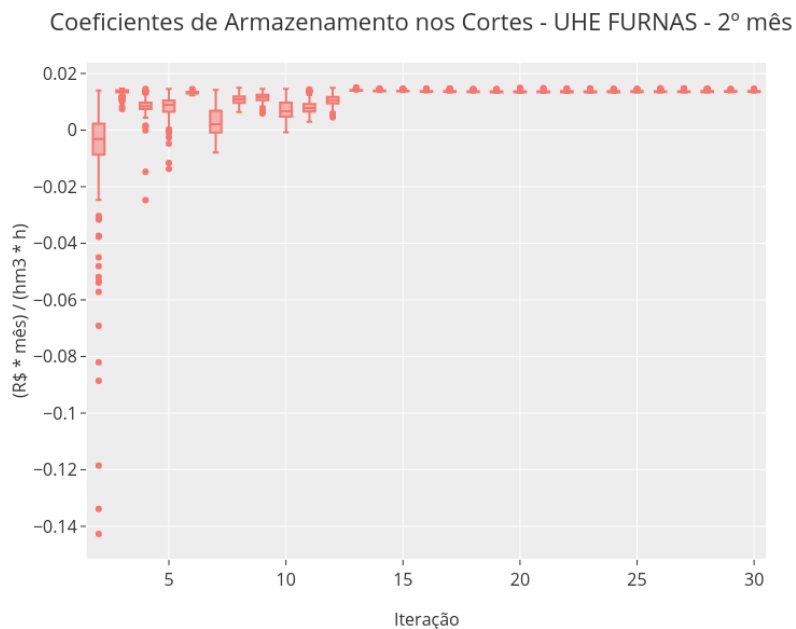


Figura 44 - Coeficiente de armazenamento da UHE FURNAS nos cortes construídos durante o cálculo da política – PMO de abril de 2023.

Já o comportamento da energia armazenada no modelo DECOMP está exemplificado na Figura 45, na qual a curva azul, relativa ao acoplamento com a FCF do modelo NEWAVE agregado (REE), mantém o armazenamento, enquanto a curva laranja, oriunda da FCF individualizada, depleciona os armazenamentos do SIN.

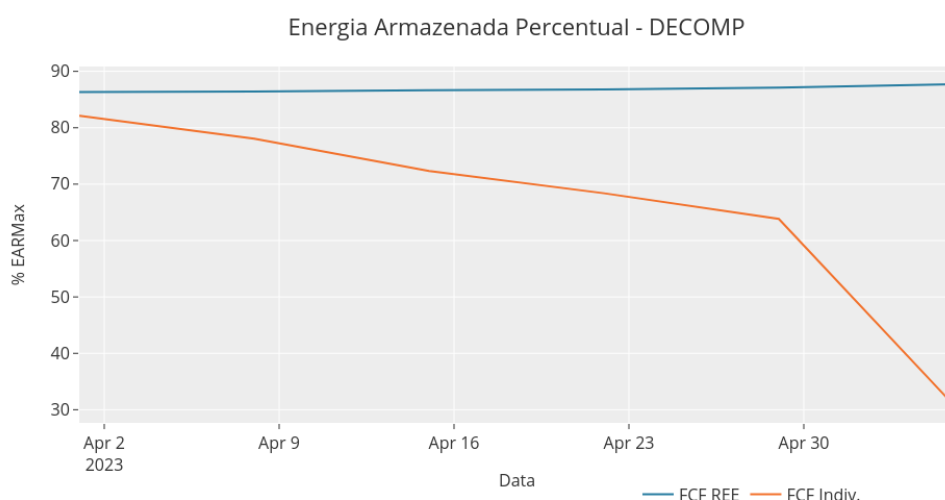


Figura 45 - Energia armazenada do SIN – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

Resultados semelhantes podem ser observados na análise dos gráficos de volume armazenado e vazão vertida de diversas usinas. Neste caso, a UHE FURNAS foi escolhida para representar essa análise. Na Figura 46 é ilustrado o comportamento de deplecionamento do armazenamento de FURNAS, com significativas diferenças quando acoplada com a função de custo futuro do NEWAVE Híbrido. Da mesma forma, a vazão defluente aumenta significativamente devido aos altos valores de vazão vertida.

Com a constatação de que, em casos com abundância de recursos energéticos armazenados e afluentes, o modelo NEWAVE, através da FCF, provocava no modelo DECOMP uma sinalização demasiadamente intensa de que a água deveria ser turbinada e/ou vertida ao invés de ser armazenada, foi iniciado um trabalho de investigação das possíveis causas desta incompatibilidade na sinalização.

A causa desse comportamento foi identificada como sendo decorrente dos valores de micropenalidades de vertimento do NEWAVE serem maiores do que as penalidades consideradas pelo DECOMP. Neste contexto, micropenalidades são as penalidades de valores geralmente bastante reduzidos em módulo e que são internas aos modelos, objetivando estabelecer uma ordem de prioridade na tomada de decisão para modelagem de fenômenos físicos ou operativos, como o vertimento.

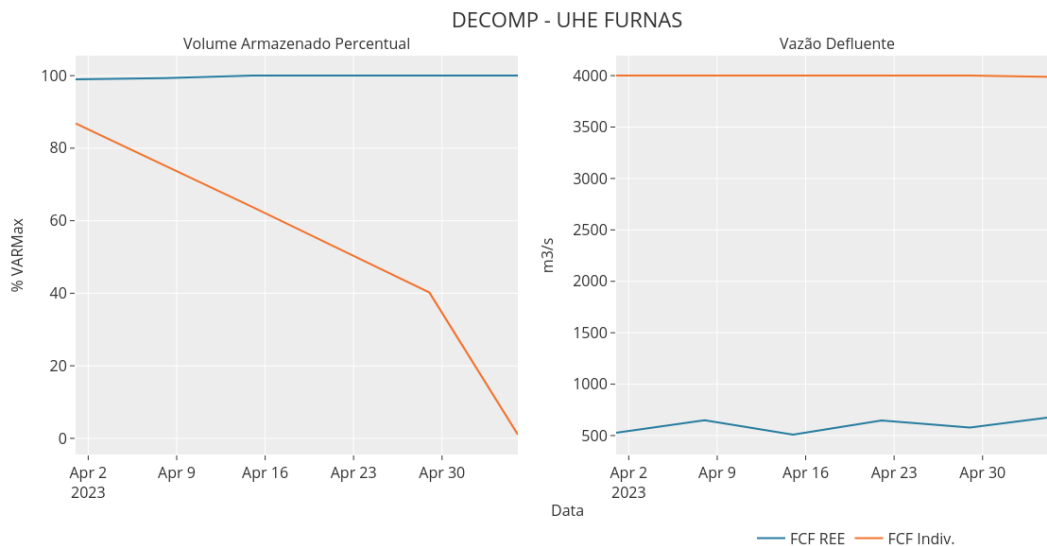


Figura 46 - Volume Armazenado e Vazão Defluente para UHE FURNAS – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

Desta forma, a micropenalidade de vertimento tem como finalidade informar ao modelo que a decisão de verter é algo pela qual ele será penalizado, portanto devem ser buscadas soluções que evitem realizar vertimento. Ao realizar a consulta aos parâmetros internos no modelo NEWAVE, verificou-se que, em períodos individualizados, as micropenalidades de vertimento se encontravam maiores em módulo do que as utilizadas pelo modelo DECOMP.

Assim, a FCF do NEWAVE estava sinalizando ao modelo DECOMP que o vertimento da água estocada nos reservatórios resultaria em uma maior redução do custo total de operação em comparação ao acréscimo de custo proporcionado pelo aumento do vertimento.

Desta forma, foram adotados, no modelo NEWAVE, valores correspondentes à metade dos utilizados pelo modelo DECOMP e avaliados os comportamentos desta alteração. É importante destacar que as demais micropenalidades consideradas pelo modelo NEWAVE foram ajustadas para serem compatíveis com o novo valor de penalidade de vertimento.

A Tabela 11 ilustra os valores das novas micropenalidades adotadas para o modelo híbrido em relação aos valores adotados no modelo agregado (REE).

Tabela 11 - Valores de micropenalidades existentes anteriormente, suas relações e os novos valores propostos, no modelo NEWAVE.

MICRO-PENALIDADES (\$/MWh)	Valores default	% P vert	Novos valores
VERTIMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0055	1.0000	0.000300
INTERCÂMBIO	0.0050	0.9091	0.000273
VERTIMENTO FIO D'ÁGUA	0.0055	1.0000	0.000300
VERTIMENTO CONTROLÁVEL	0.0060	1.0909	0.000327
TURBINAMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0061	1.1091	0.000333
CORTE DE GERAÇÃO EÓLICA	0.0063	1.1455	0.000344
EXCESSO DE ENERGIA	0.0065	1.1818	0.000355

Após essa modificação, realizada internamente no modelo pelo CEPEL a pedido da equipe técnica, foi realizada uma análise dos coeficientes dos cortes de diversas UHE e, conforme esperado, o modelo passou a responder adequadamente.

Na Figura 47, é possível observar que as curvas azuis (REE) e verdes (DECOMP acoplado com FCF individualizada calculada com micropenalidades alteradas) estão próximas, invertendo o sinal de vertimento anterior indicado pela curva laranja (DECOMP acoplado com FCF individualizada anterior).

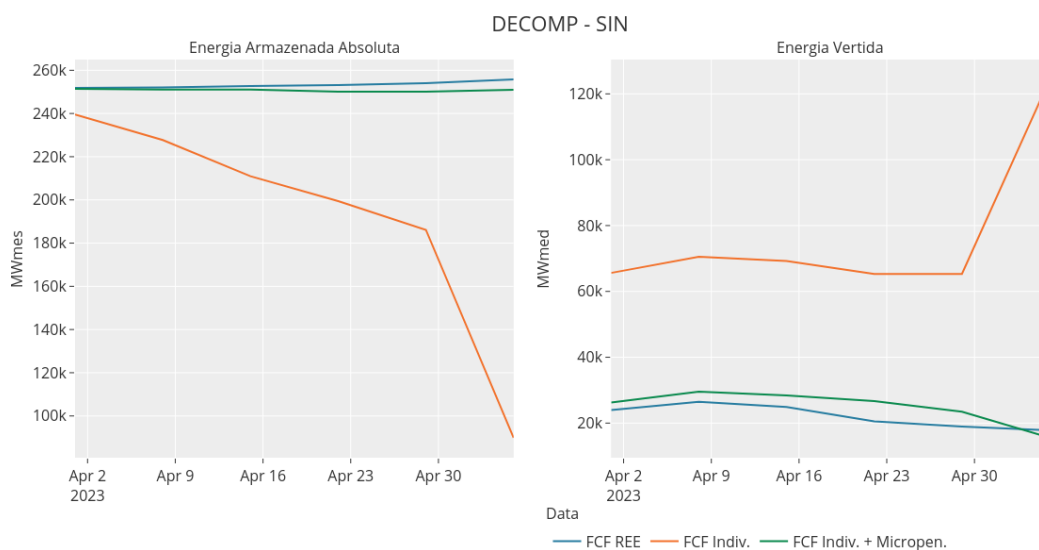


Figura 47 - Energia armazenada do SIN e energia vertida do SIN – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

É possível observar individualmente o mesmo comportamento para o armazenamento de um conjunto de usinas, conforme ilustra a Figura 48, onde as curvas de volume armazenado se aproximaram da sinalização da função de custo futuro do caso REE com as novas micropenalidades de vertimento.

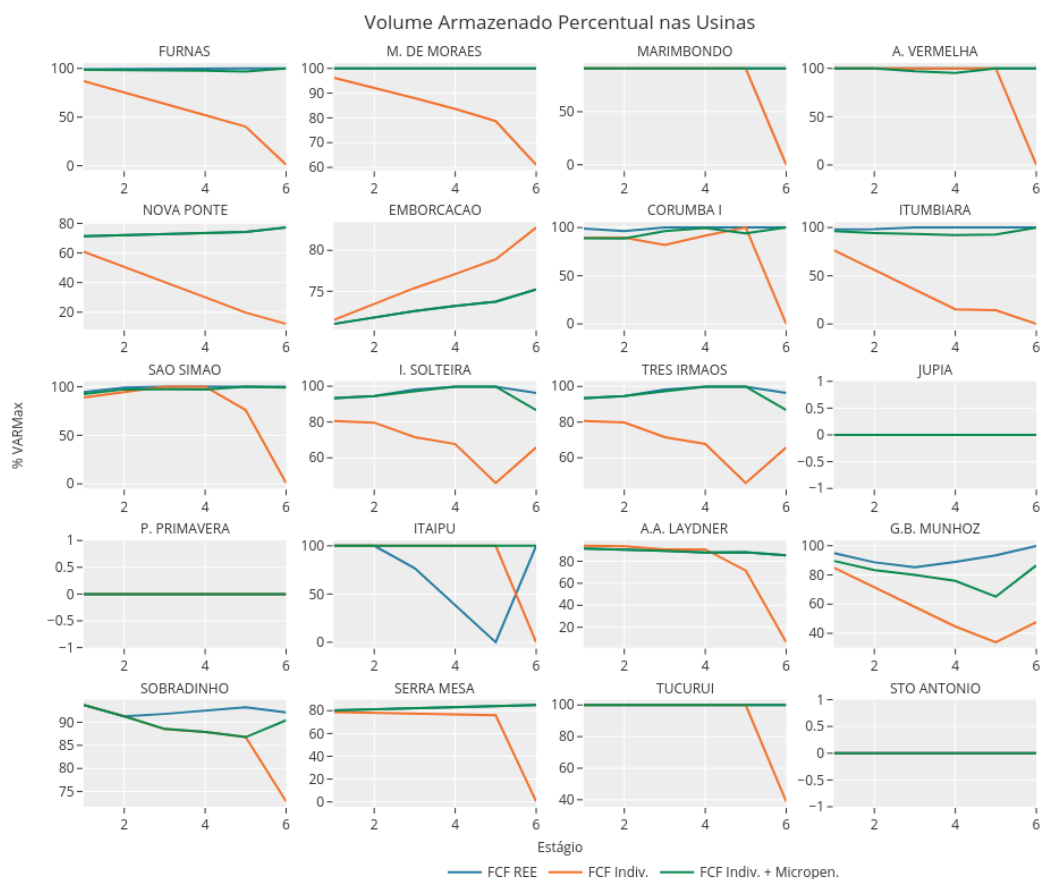


Figura 48 - Volume armazenado em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

Na Figura 49, para o caso do PMO de outubro de 2020, pode-se observar que as curvas de armazenamento do modelo DECOMP são similares entre os casos com acoplamento com FCF agregada, individualizada e individualizada calculada com alteração da micropenalidade de vertimento. Já para a energia vertida, nos primeiros estágios, a solução com FCF individualizada calculada com novas micropenalidades se aproxima da solução anterior, o que mostra que não há um comportamento claro e bem definido em casos sem abundância de recursos energéticos armazenados e afluentes.

Da mesma forma, a sinalização dada pelo NEWAVE com FCF agregada, individualizada com e sem alteração da micropenalidade de vertimento não resulta em uma operação monótona em relação ao armazenamento para as usinas do REE Paraná, como pode ser visto na Figura 50. Nota-se que, por exemplo, as UHE FURNAS e ITUMBIARA têm uma redução nos seus níveis de armazenamento quando a FCF é

individualizada, mas NOVA PONTE e EMBORCACAO operam em volumes mais elevados nestes mesmos casos.

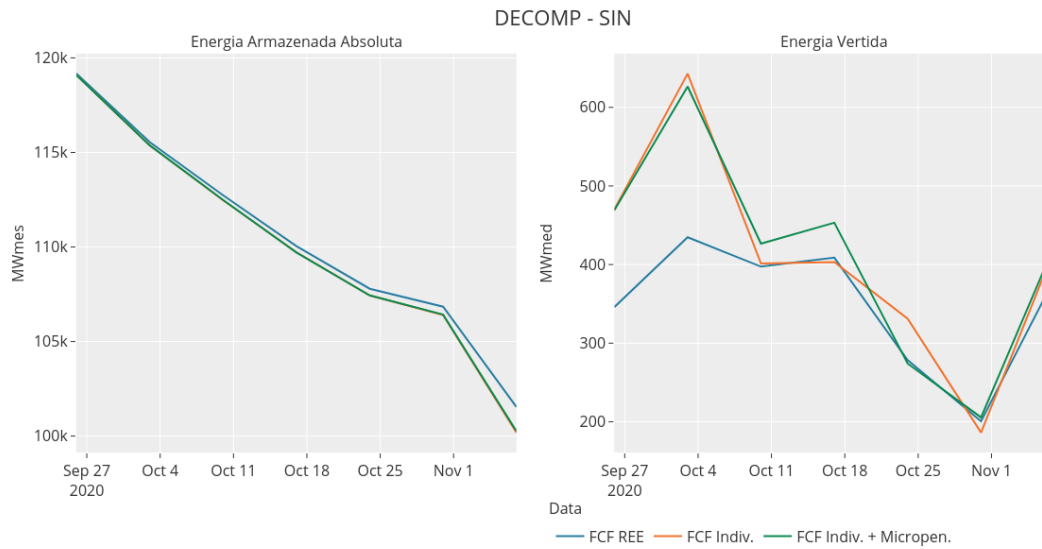


Figura 49 - Energia armazenada e energia vertida – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

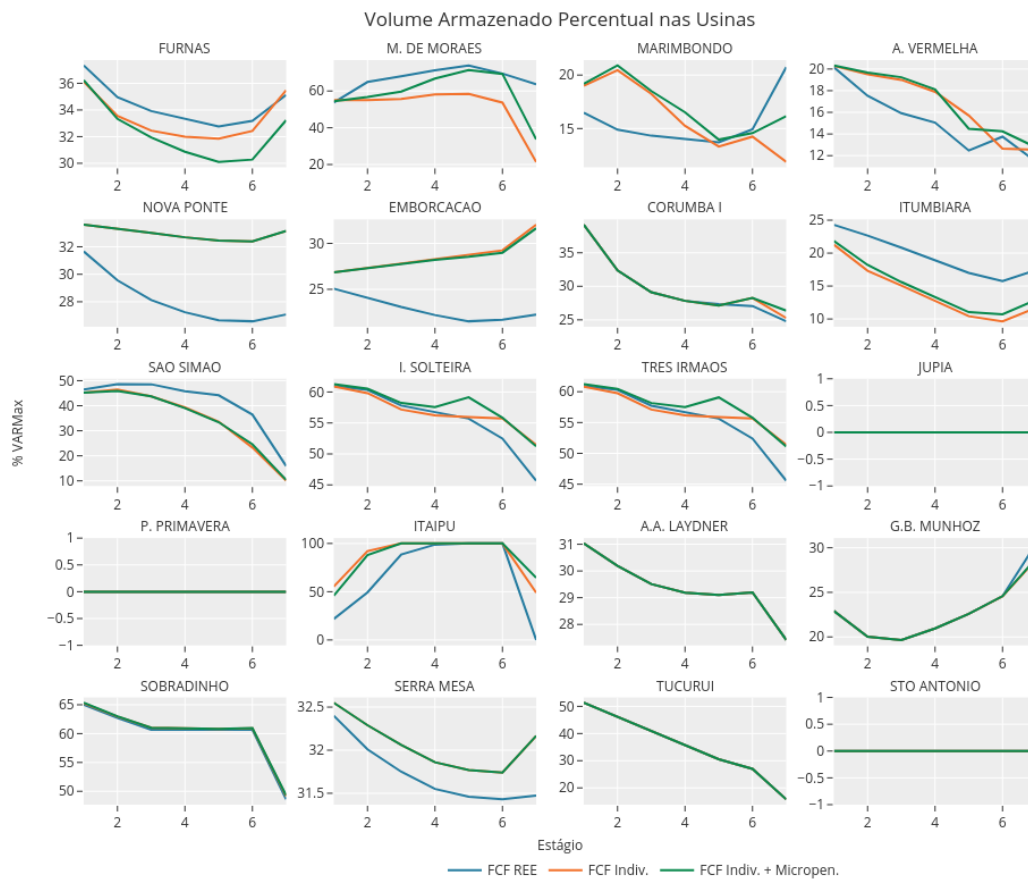


Figura 50 - Volume armazenado em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.

Em complemento, a Equipe de Trabalhos Técnicos reexecutou os decks prospectivos do Ciclo de Trabalhos 2022/2023 para dois pares de CVaR do cenário ENA 100% da MLT e armazenamento inicial igual ao de dezembro de 2022. Esse cenário apresentava excesso de água e consequentemente um comportamento da trajetória de armazenamento errático, no qual o modelo optava por verter energia antecipadamente [2]. Como pode ser observado na Figura 51, a alteração das “micropenalidades” consegue melhorar a trajetória de armazenamento, diminuindo o vertimento antecipado, como apresentado na Figura 52.

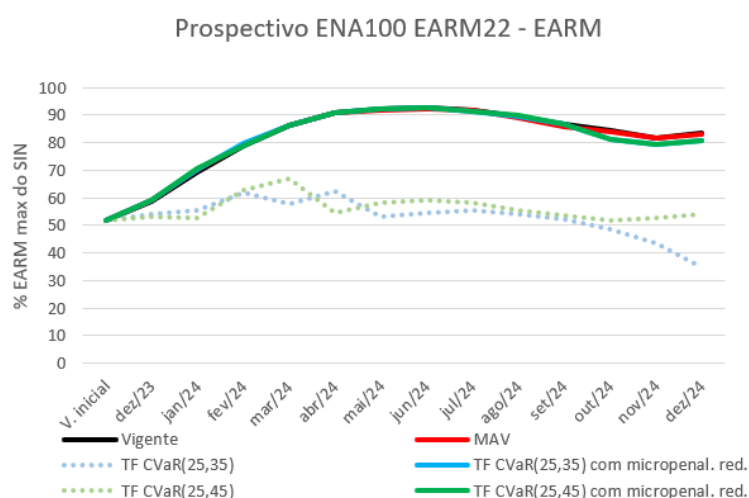


Figura 51 - Energia Armazenada, Prospectivo ENA100 EARM 22.

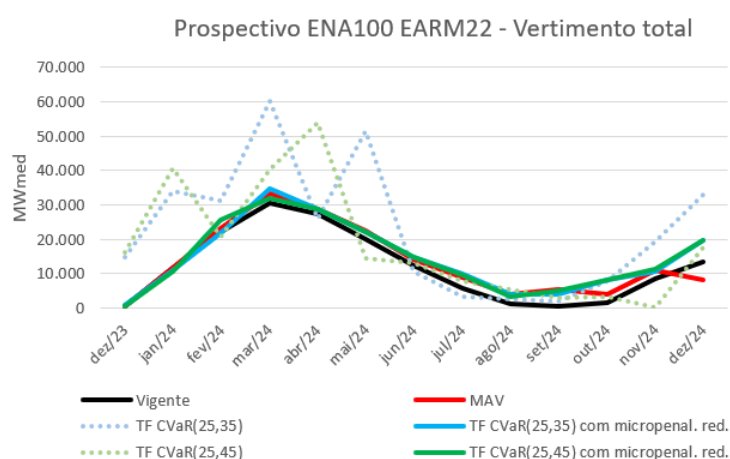


Figura 52 - Vertimento total, Prospectivo ENA100 EARM 22.

Portanto, considera-se eficaz a proposta de alteração dos valores de micropenalidade realizada pela equipe técnica, que obteve sucesso em remover um viés operativo de indicação de vertimento elevado em períodos com abundância de

recursos, ao mesmo tempo que não modificou sistematicamente a operação praticada em casos quaisquer, permitindo que a influência do cálculo individualizado da política operativa continue provocando diferentes tomadas de decisão em relação à política agregada.

3.1.4. Avaliação da nova FPHa no NEWAVE

Destaca-se que a Força Tarefa do modelo NEWAVE (FT-NEWAVE) validou a utilização da FPHa – Função de Produção Hidráulica aproximada, remodelada pelo CEPEL, assim como já é feito nos modelos DECOMP e DESSEM, trazendo, portanto, maior robustez na representação do período individualizado. O CEPEL disponibilizou a versão 28.16.4 do NEWAVE com aprimoramentos relacionados à Função de Produção Hidráulica ajustada – FPHa. A partir dessa nova versão, o modelo seguiu o rito de validação de suas funcionalidades implementadas pela FT NEWAVE, que ocorreu entre os meses de novembro e dezembro de 2023.

Essa importante melhoria consegue prover uma maior robustez ao modelo híbrido, além da correta compatibilização com os demais modelos na cadeia de cálculo. Conforme disponibilizado pelo centro de pesquisa, a função de produção hidráulica ajustada segue as seguintes etapas: (i) determinação da janela e grade de discretização, com a largura da janela compatível com o tamanho do reservatório, de forma a representar o espectro de operação da usina, para posteriormente ocorrer a definição dos pontos; (ii) cálculo da geração exata em cada ponto: é feito da consideração do vertimento nulo, obtendo uma “nuvem de pontos” no espaço tridimensional; (iii) construção da envoltória convexa: a partir dos pontos calculados no item anterior e um ponto adicionado para “fechar” a região abaixo da curva; (iv) regressão para minimização das diferenças entre a FPH e FPHa: obtenção de uma FPHA0, representada por uma função côncava e linear por partes e que, para evitar regiões que a função se apresenta pessimista ou otimista, utiliza-se uma regressão para equilibrar os erros; (v) aproximação secante na dimensão da vazão lateral: aplicação de uma secante para cada plano obtido e um eixo adicional da FPHa, agregando-se todas as variáveis que afetam a cota do canal de fuga.

Foram realizados 12 testes de validação executados pela CCEE, ONS e EPE. Adicionalmente, foi realizado um teste pelo agente CEMIG, que avaliou a construção e

uso da função de produção hidrelétrica aproximada utilizada pelo NEWAVE nas etapas individualizadas. Todo o material produzido está disponível em <ftp://ftprio.ons.org.br/FT-NeWave> e <https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/ft-newave>.

4. Avaliação preliminar de níveis de aversão ao risco

A avaliação da adequabilidade da parametrização do mecanismo de aversão ao risco – CVaR (do inglês *Conditional Value at Risk*) – 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 entre oferta e demanda do sistema. Entende-se, assim, que essa avaliação deve ser feita periodicamente.

O CVaR é composto de dois parâmetros α e λ . O primeiro parâmetro representa a porcentagem dos cenários mais críticos considerados na etapa *backward* e o segundo parâmetro representa o peso desses cenários na construção do corte médio, em cada *forward* da PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica) – metodologia de resolução do modelo NEWAVE. A Figura 53 exemplifica a representação desses parâmetros.

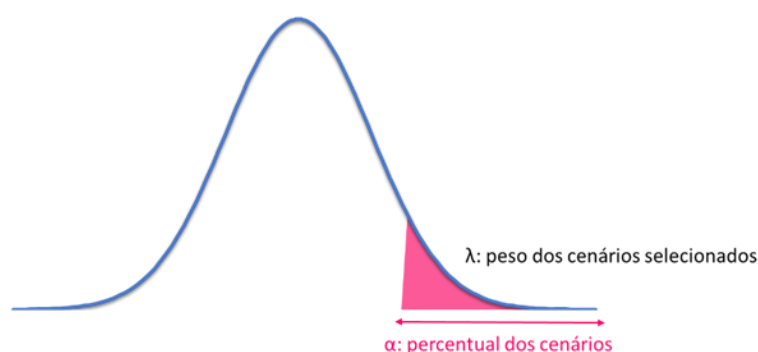


Figura 53 – Representação do CVaR.

Na presente seção, são apresentados alguns resultados relativos a avaliações preliminares de aversão ao risco CVaR, feitas através de execuções pontuais do modelo NEWAVE e DECOMP, tendo em vista oferecer subsídio para a escolha dos pares de aversão que serão alvos de estudos mais aprofundados através de avaliações de *backtest* e prospectivas, apresentados nas seções subsequentes. Os pares de CVaR inicialmente testados são apresentados na Tabela 12, sendo apresentados os impactos dos pares de CVaR através de gráficos de Fronteira de Pareto de custo térmico em relação ao déficit e de custo térmico em relação à energia armazenada do sistema, bem como as evoluções temporais das principais variáveis nos modelos para casos de PMO e prospectivo.

Tabela 12 - Pares de parâmetros candidatos a uso no mecanismo de aversão (CVaR).

α	λ
25	35, 40 e 50
20	35, 40 50
15	35, 40, 45 e 50
10	35, 40 e 50

4.1.Casos de PMO

A Figura 54 apresenta o gráfico de Pareto dos resultados de NEWAVE de custo de geração térmica e custo de déficit para o PMO de julho de 2020 e fevereiro de 2021, quando testados diferentes pares de CVaR. Apesar do valor do custo de déficit, em todos os casos, ser próximo de zero, podemos observar que, à medida que se reduz o parâmetro α , percebe-se o respectivo acréscimo no custo de geração térmica. À esquerda, no caso do PMO de julho de 2020, podemos verificar os comportamentos dos pares 25x50, 20x40, 15x40, 15x35 e 10x35 mais próximos ao custo de geração térmica obtido com o caso REE, executado com a parametrização vigente.

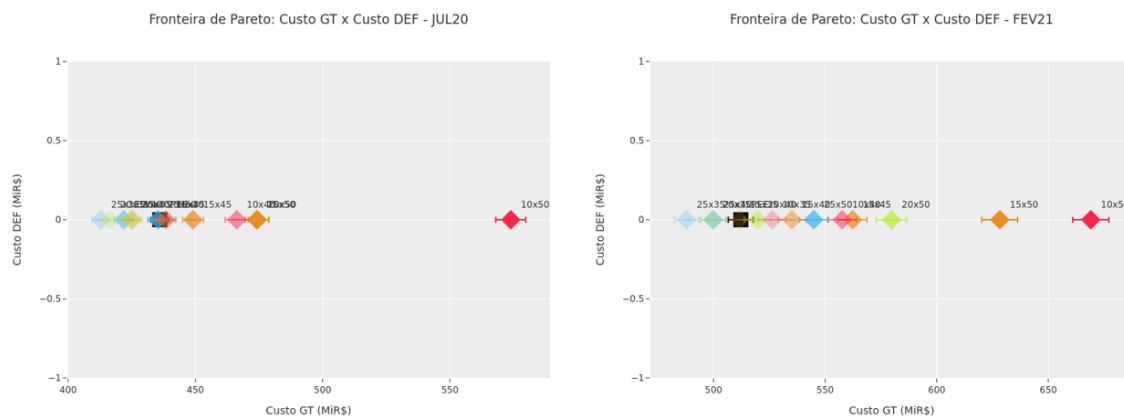


Figura 54 - Pareto Custo GT x CDEF - PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

A Figura 55 apresenta os resultados de custo de geração térmica em relação ao armazenamento médio do horizonte do NEWAVE. Pelos resultados pode-se verificar o aumento nos armazenamentos conforme aumentamos a aversão ao risco, bem como seu respectivo aumento de custo térmico, culminando na parametrização mais avessa do caso 10x50.

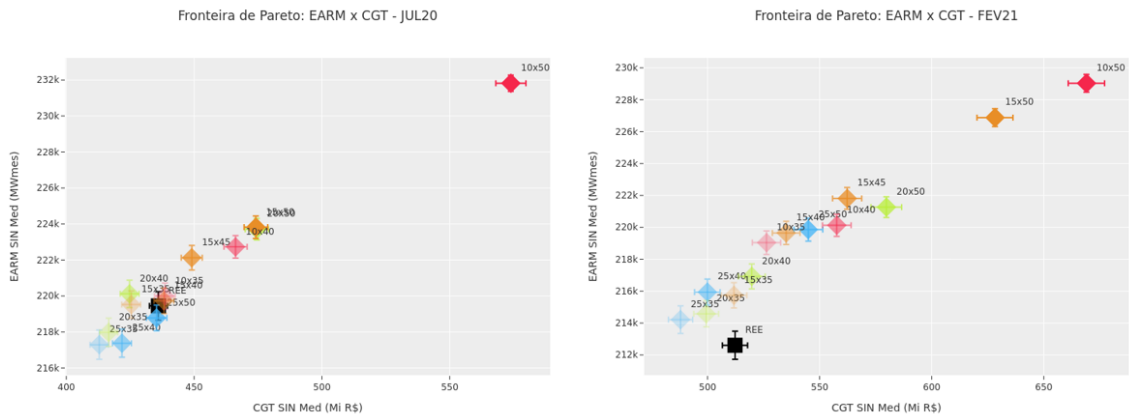


Figura 55 - Pareto Custo GT x EARM médio – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

Na Figura 56 é apresentada a evolução da geração térmica de cada par de CVaR para cada um dos PMO analisados, nos quais, nos períodos após o primeiro ano operativo, o modelo híbrido despacha mais recurso térmico que o caso REE para quase todos os pares de CVaR avaliados.

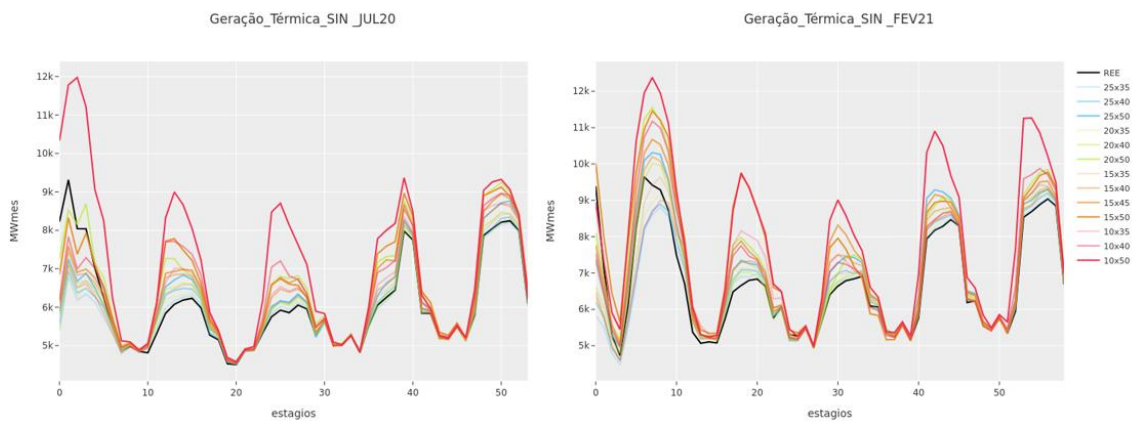


Figura 56 - Geração térmica do SIN dos pares de CVaR – Modelo NEWAVE – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

A Figura 57 apresenta os resultados de geração termelétrica da primeira semana do DECOMP, onde é possível observar que à medida que se aumenta a aversão ao risco, o modelo responde com respectivo incremento de despacho térmico, majoritariamente inferiores ao caso agregado.

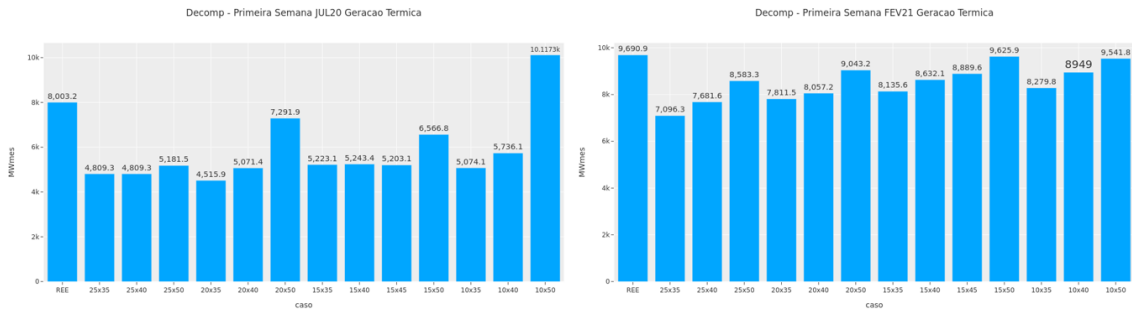


Figura 57 - Geração térmica do SIN da primeira semana – Modelo DECOMP – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

Conseqüentemente, são observados maiores valores de energia armazenada no SIN conforme apresentado na Figura 58, nos casos com parametrizações mais avessas ao risco, bem como maiores valores de CMO conforme apresentado na Figura 59.

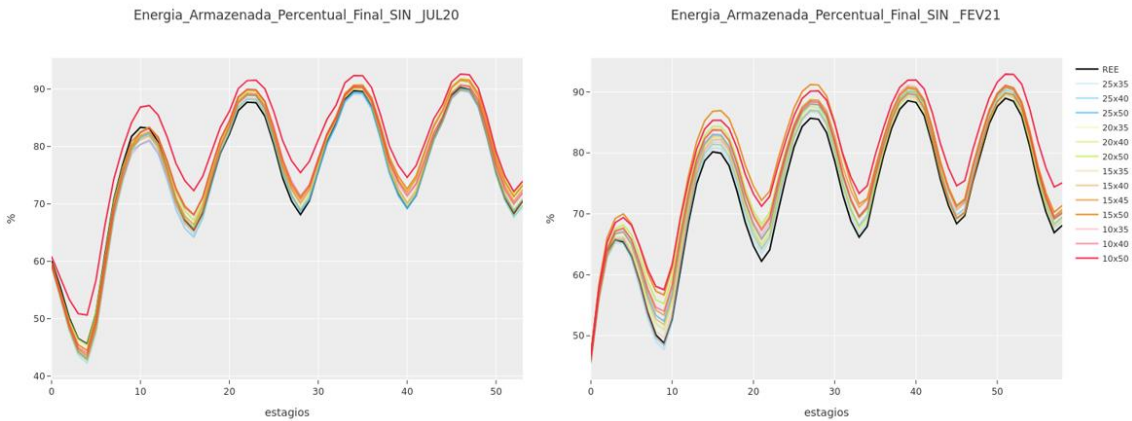


Figura 58 - Energia armazenada do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

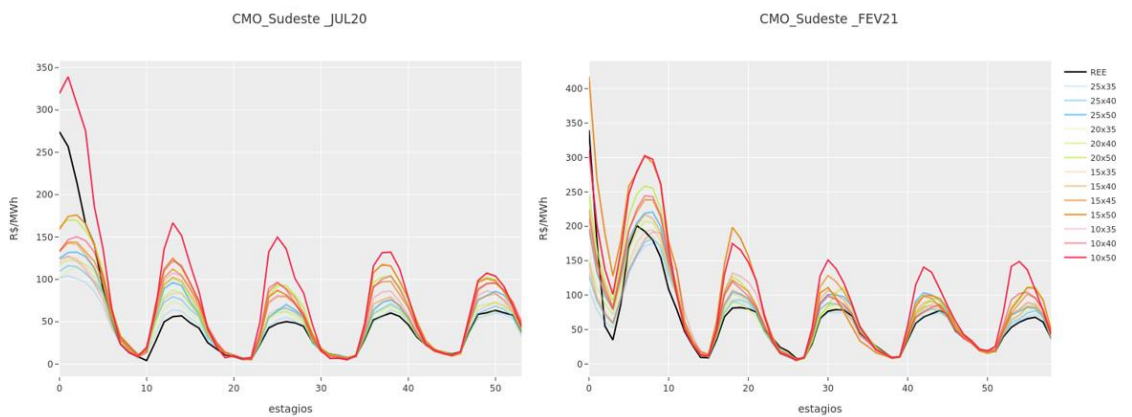


Figura 59 - Custo Marginal de Operação do submercado Sudeste – Modelo NEWAVE – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

Adicionalmente, conforme apresentado na Figura 60, o aumento nos valores de CMO resultantes do modelo DECOMP para casos de maior aversão ao risco ainda não é suficiente para que superem o valor obtido pelo caso REE.

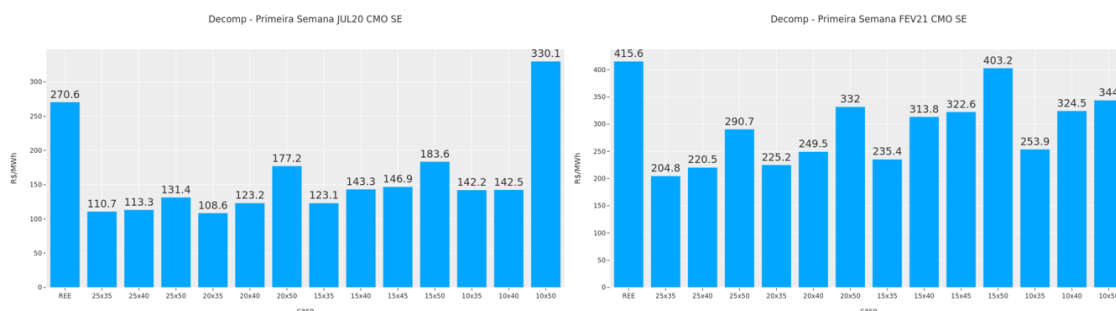


Figura 60 - Custo Marginal de Operação do submercado Sudeste – primeira semana – Modelo DECOMP – PMO de julho de 2020 e fevereiro de 2021.

Na Figura 61 e Figura 62 são exibidos os valores de energia vertida turbinável e não-turbinável do modelo DECOMP, onde pode-se constatar que, apesar do aumento de geração hidráulica, resultante de atendimento às restrições operativas de turbinamento, não há acréscimo nos vertimentos do modelo em sua versão híbrida. Todavia, em alguns casos de parametrizações muito avessas ao risco de CVaR, este comportamento pode ser verificado.

Assim, os resultados mostram que a família $\alpha = 15\%$ juntamente com a calibração dos valores do parâmetro λ cobre uma ampla diversidade de níveis de aversão ao risco, com resultados coerentes ao passo que quando há uma maior aversão ao risco há também um maior nível de despacho termelétrico e consequentemente tendem a operar trajetórias de níveis mais altos de armazenamentos, sem que haja um aumento de vertimento turbinável.

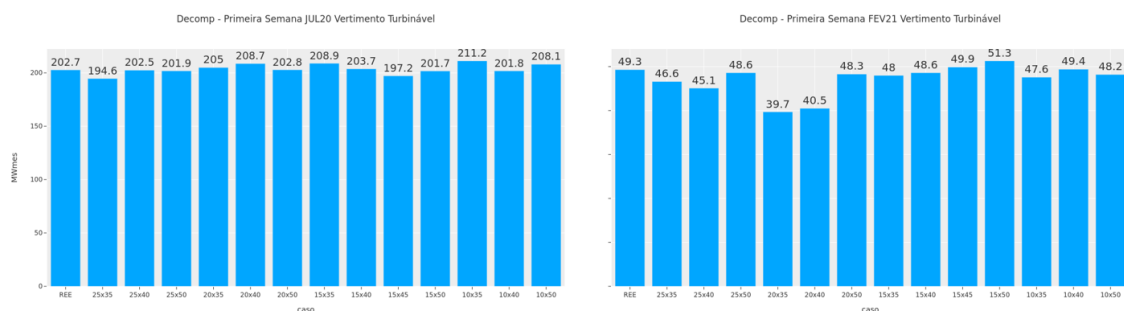


Figura 61 - Energia vertida turbinável – primeira semana – Modelo DECOMP – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

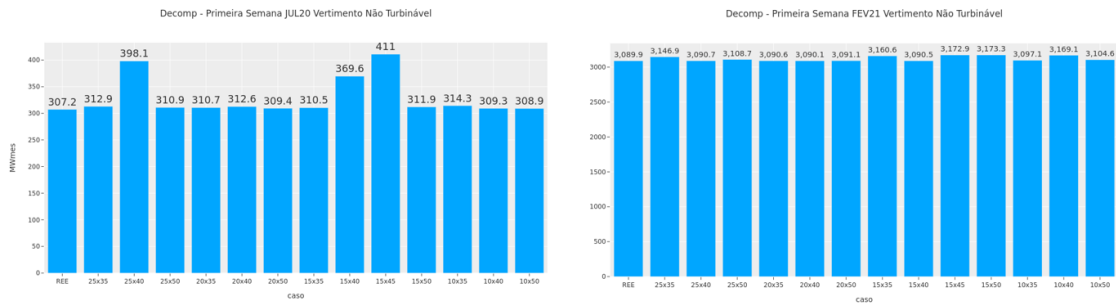


Figura 62 - Energia vertida não-turbinável – primeira semana – Modelo DECOMP – PMO de julho de 2020 e PMO de fevereiro de 2021.

4.1.1. Avaliação DESSEM

Complementando as análises realizadas nos modelos de médio e curto prazos, esta avaliação irá verificar se as políticas calculadas pelos modelos NEWAVE e DECOMP, com os aprimoramentos da CPAMP, são capazes de transmitir a sinalização adequada ao modelo de curtíssimo prazo, DESSEM.

A avaliação foi realizada considerando o deck oficial do modelo de curto prazo, disponibilizado pelo ONS, para o dia 02 de fevereiro de 2021. A avaliação realizada com o modelo DESSEM concentrou-se exclusivamente na família $\alpha = 15\%$. Embora resultados específicos possam variar entre as diferentes famílias, as conclusões gerais e as tendências observadas são aplicáveis de maneira consistente às demais famílias de CVAR avaliadas previamente.

Na Figura 63 e na Figura 64, apresentadas abaixo, é possível observar a geração térmica e hidráulica, respectivamente, para o SIN. A linha vermelha nos gráficos abaixo corresponde aos resultados obtidos considerando uma representação agregada no modelo NEWAVE. Já a linha azul mais clara corresponde à configuração híbrida, mantendo o mesmo nível de aversão a risco do caso REE.

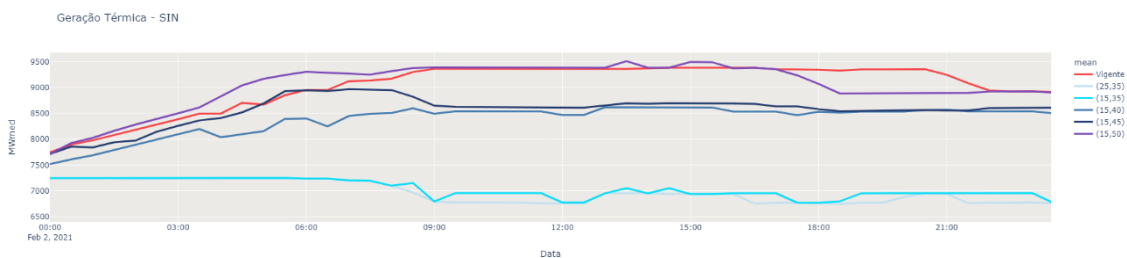


Figura 63 – Geração térmica do SIN – primeiro dia – Modelo DESSEM – dia 02 de fevereiro de 2021.

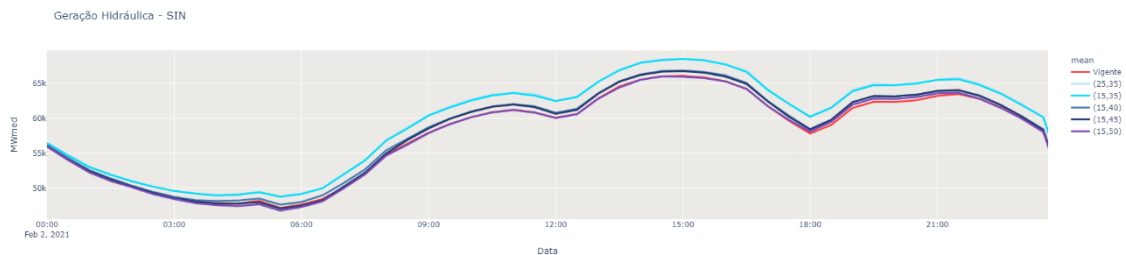


Figura 64 - Geração hidráulica do SIN – primeiro dia – Modelo DESSEM – dia 02 de fevereiro de 2021.

É possível observar que a representação Híbrida no modelo de médio prazo, considerando a mesma aversão a risco do caso agregado, fornece ao modelo DESSEM uma sinalização de redução de geração térmica e aumento de geração hidráulica, conforme já observado nos resultados dos modelos NEWAVE e DECOMP.

No entanto, é importante notar que ao aumentar o nível de aversão a risco, observa-se um aumento no despacho térmico e conseqüente redução de geração hidráulica.

A Figura 65 mostra a evolução do CMO semi-horário para o submercado Sudeste. Conforme esperado, observa-se uma redução no CMO ao considerar a mudança do caso REE para o caso Híbrido. No entanto, é possível observar que o CMO tende a aumentar à medida que o nível de aversão ao risco é intensificado.

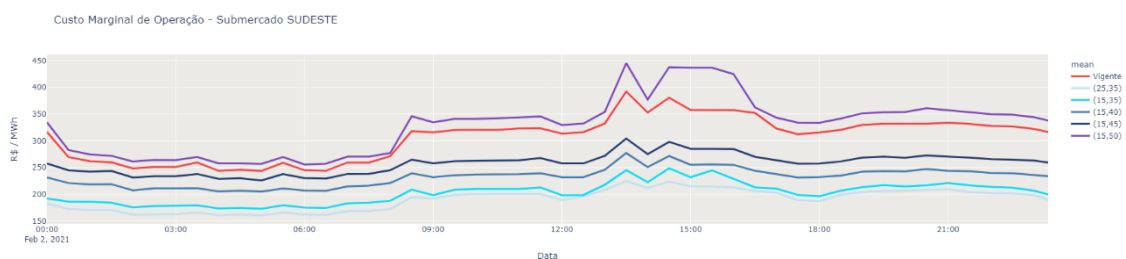


Figura 65 - Custo Marginal de Operação do submercado Sudeste – primeiro dia – Modelo DESSEM – dia 02 de fevereiro de 2021.

A variação nos resultados apresentados acima evidência a sensibilidade do modelo DESSEM à representação do parque gerador hidráulico e ao nível de aversão a risco, conforme esperado.

Finalizando, na Figura 66 a Figura 68 são apresentadas comparações entre o valor médio da primeira semana do DESSEM com o valor da primeira semana do

DECOMP, para a geração térmica e hidráulica do SIN e o CMO para o subsistema Sudeste, respectivamente. Observa-se uma compatibilidade entre os valores de geração térmica e hidráulica obtidos por ambos os modelos, porém com uma ligeira redução de geração térmica no modelo DESSEM. Como consequência dessa redução no despacho térmico, há uma diferença entre os valores do CMO.

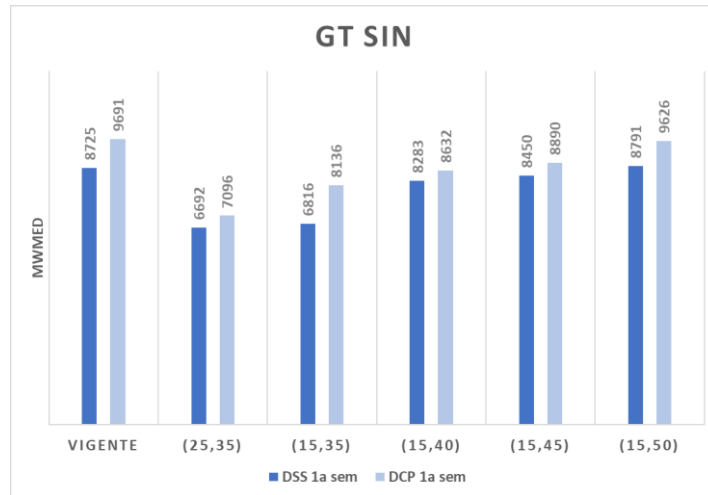


Figura 66 - Comparação geração térmica do SIN – 1ª semana – Modelos DECOMP e DESSEM – fevereiro de 2021.

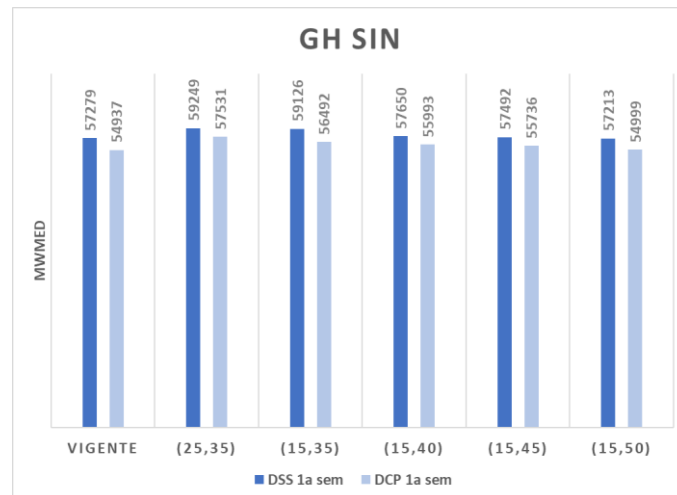


Figura 67 - Comparação geração hidráulica do SIN – 1ª semana – Modelos DECOMP e DESSEM – fevereiro de 2021.

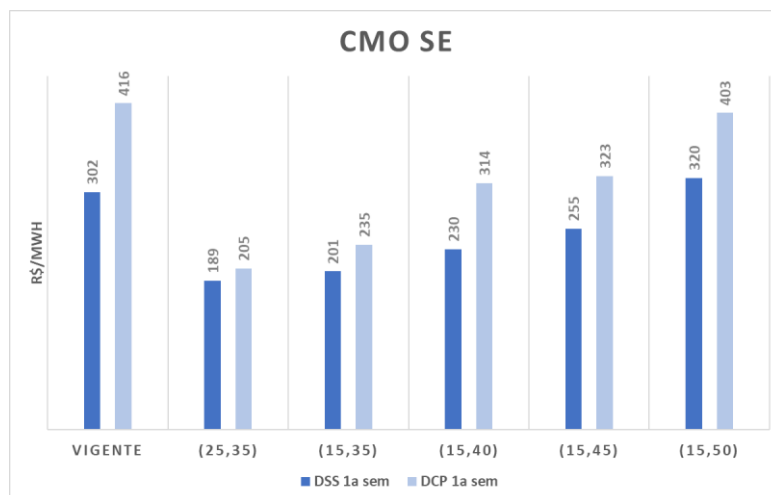


Figura 68 - Comparação Custo Marginal de Operação do submercado Sudeste –1ª semana – Modelos DECOMP e DESSEM – fevereiro de 2021.

4.2.Casos de Prospectivo

Nos casos prospectivos, foi realizada uma avaliação inicial desses pares para o caso prospectivo de março de 2024 considerando o armazenamento inicial equivalente ao de dezembro de 2020 e ENA (Energia Natural Afluente) baseada em 60% da MLT (Média de Longo Termo) – Caso E60A20 – e para o caso prospectivo de janeiro de 2024 considerando o armazenamento inicial equivalente ao de dezembro de 2020 e ENA baseada em 80% da MLT – Caso E80A20.

A Figura 69 exibe o gráfico de eficiência de Pareto para a energia armazenada média entre março de 2024 e dezembro de 2028 e o custo de geração térmica acumulado nesse período. Os pontos em verde representam os pares eficientes e os pontos em vermelho representam os pares dominados. Um par é dominado se há ao menos um outro par para o qual (i) a energia armazenada não é inferior e o custo de geração térmica não é superior e (ii) a energia armazenada é superior ou o custo de geração térmica é inferior.

Entre a Figura 70 e a Figura 73 são apresentadas as trajetórias dos principais resultados operativos do NEWAVE para o caso prospectivo de março de 2024: geração hidráulica, geração térmica, energia armazenada, custo marginal de operação no Sudeste.

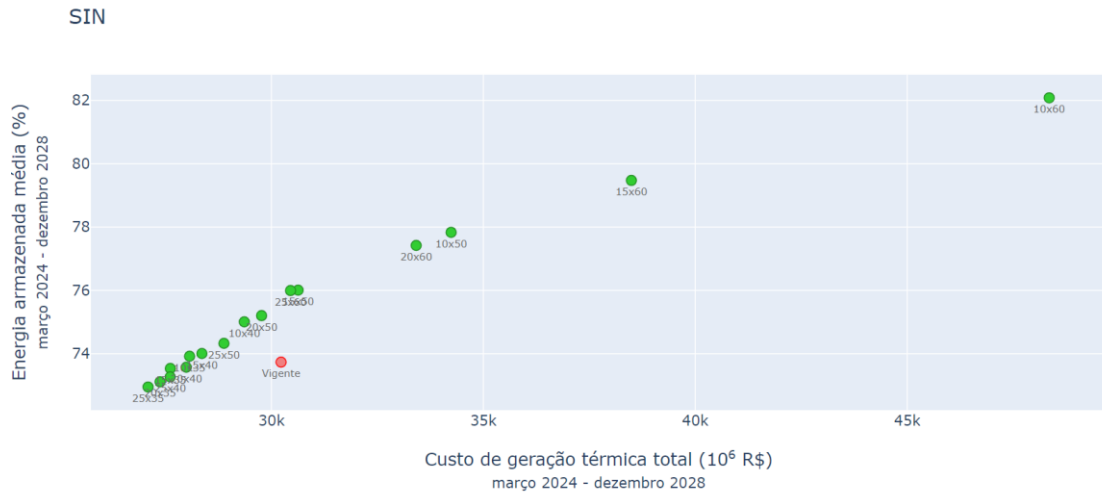


Figura 69 - Análise de Pareto de energia armazenada por custo de geração térmica para o caso prospectivo de março de 2024.

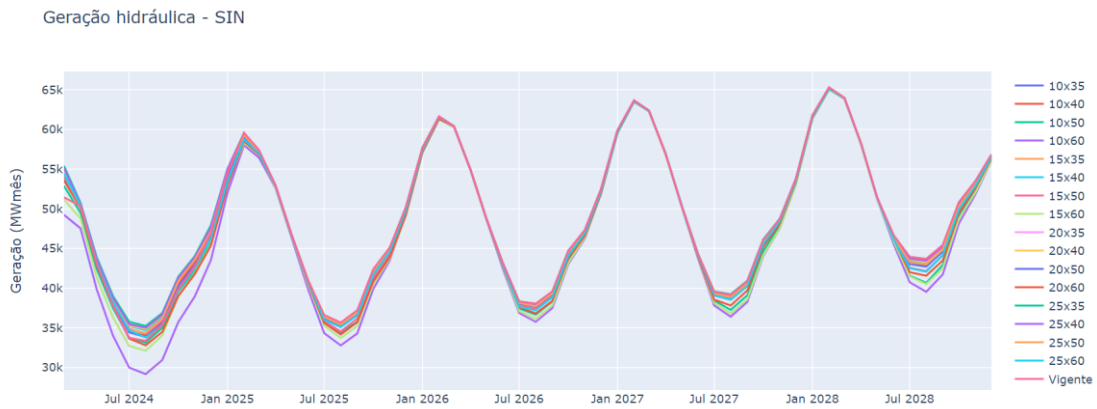


Figura 70 - Geração hidráulica do SIN do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de março de 2024.

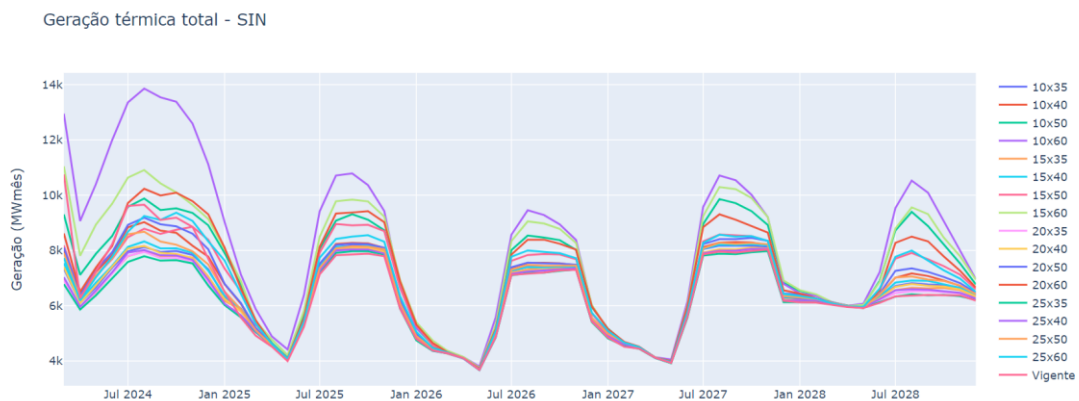


Figura 71 - Geração térmica do SIN do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de março de 2024.

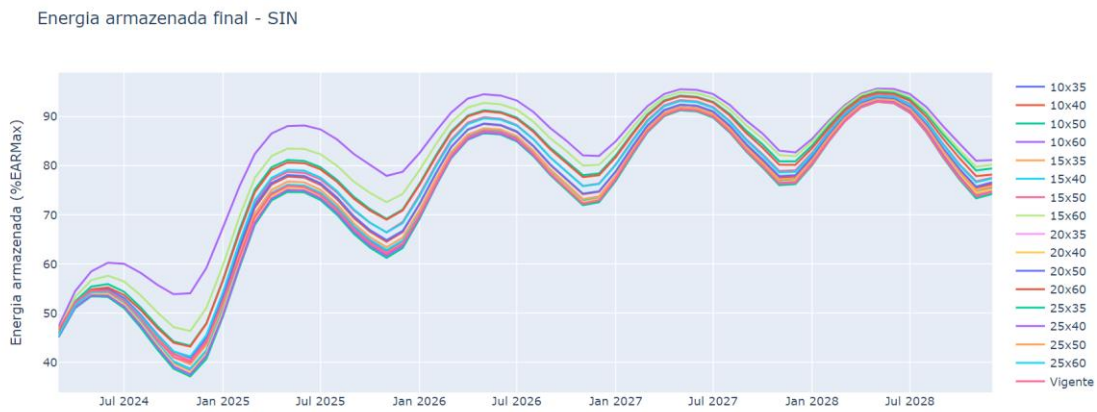


Figura 72 – Energia armazenada do SIN do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de março de 2024.

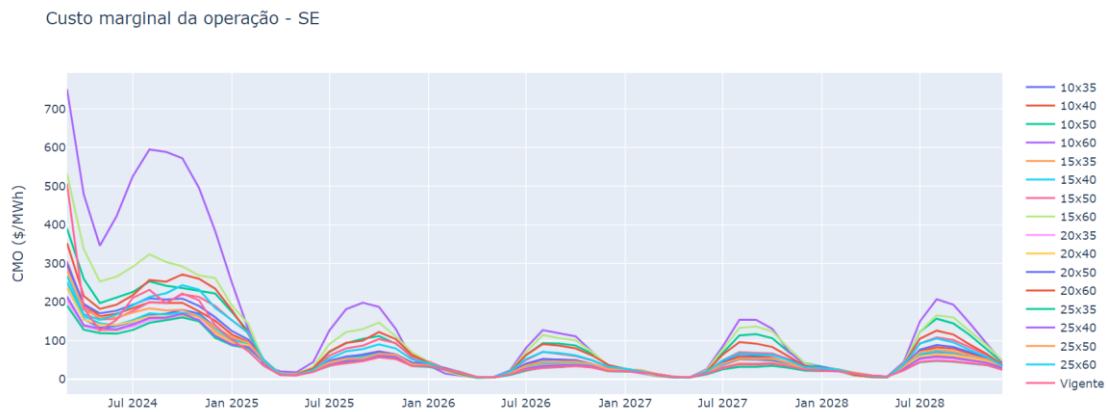


Figura 73 – CMO do Sudeste do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de março de 2024.

Em sequência são apresentados os resultados para o caso prospectivo de janeiro de 2024 considerando o armazenamento inicial equivalente ao de dezembro de 2020 e ENA baseada em 80% da MLT – Caso E80A20. A Figura 74 exhibe o gráfico de eficiência de Pareto para a energia armazenada média entre janeiro de 2024 e dezembro de 2028 e o custo de geração térmica acumulado nesse período.

Entre a Figura 75 e a Figura 78 são apresentados os principais resultados operativos do NEWAVE para o caso prospectivo de janeiro de 2024.

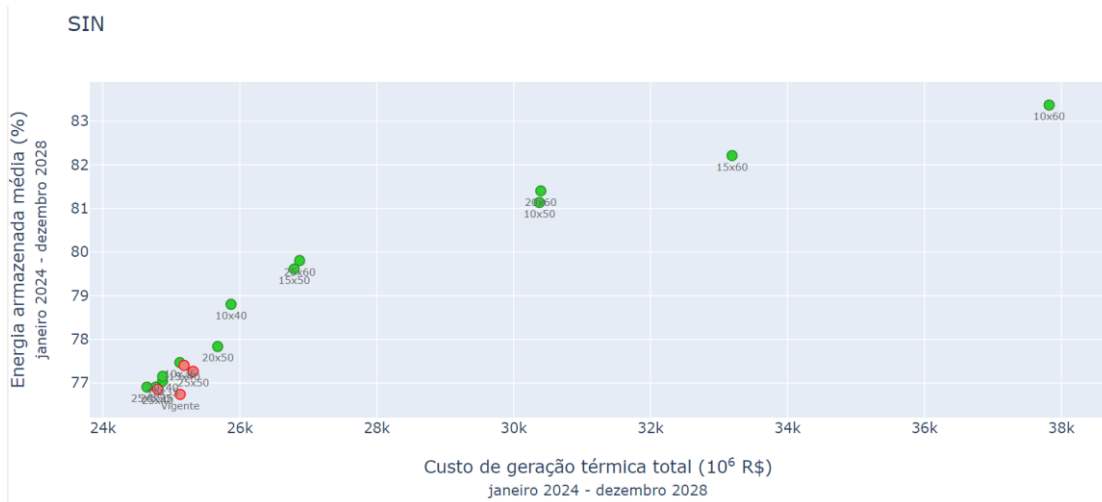


Figura 74 - Análise de Pareto de energia armazenada por custo de geração térmica para o prospectivo de janeiro de 2024.

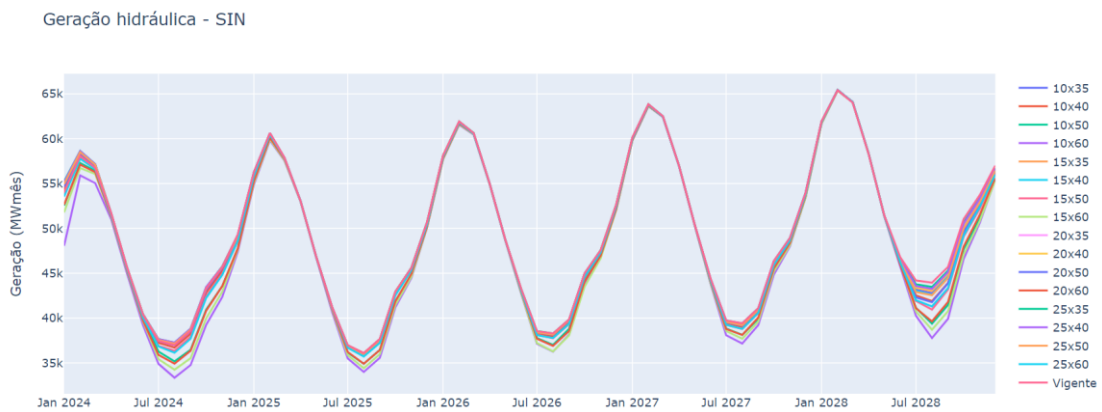


Figura 75 - Geração hidráulica do SIN do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de janeiro de 2024.

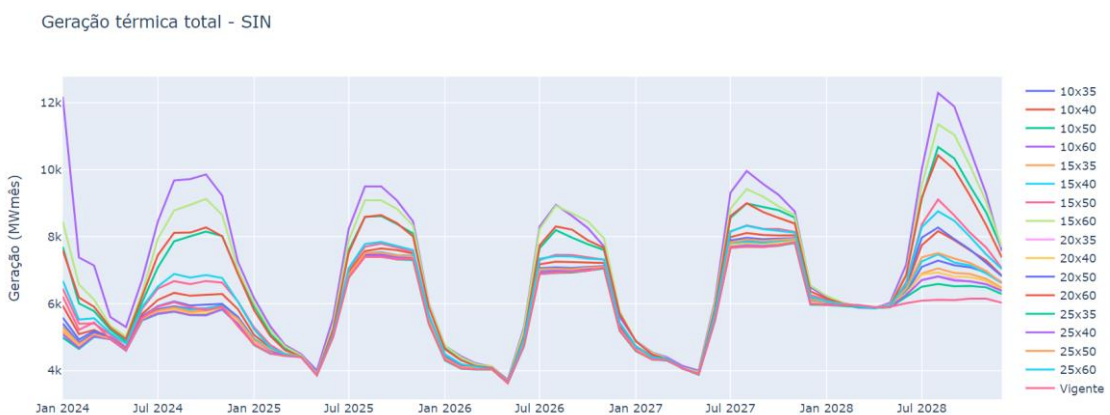


Figura 76 - Geração térmica do SIN do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de janeiro de 2024.

Energia armazenada final - SIN

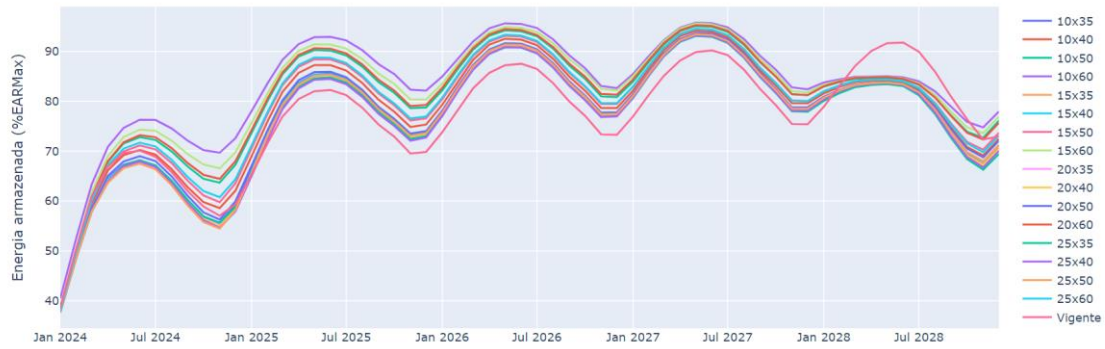


Figura 77 – Energia armazenada do SIN do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de janeiro de 2024.

Custo marginal da operação - SE

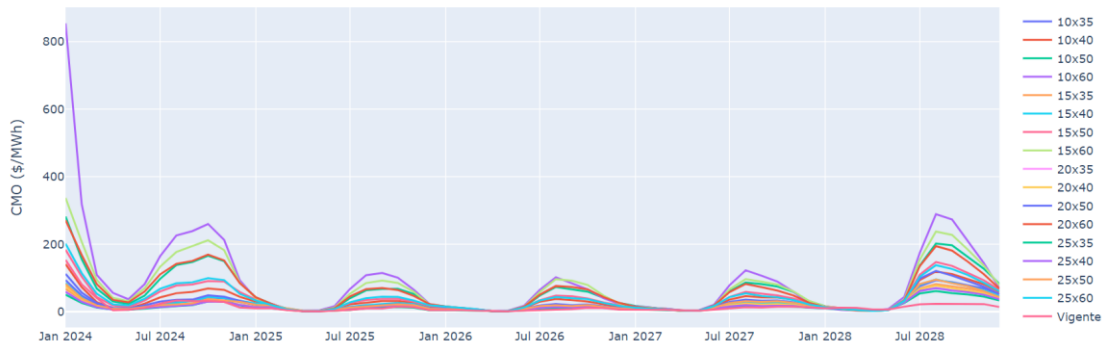


Figura 78 – CMO do Sudeste do NEWAVE para diferentes pares de CVaR para o caso prospectivo de janeiro de 2024.

Por último, a Figura 79 e a Figura 80 apresentam os gráficos de eficiência de Pareto enfatizando os pares de CVaR mais próximos ao par utilizado atualmente.

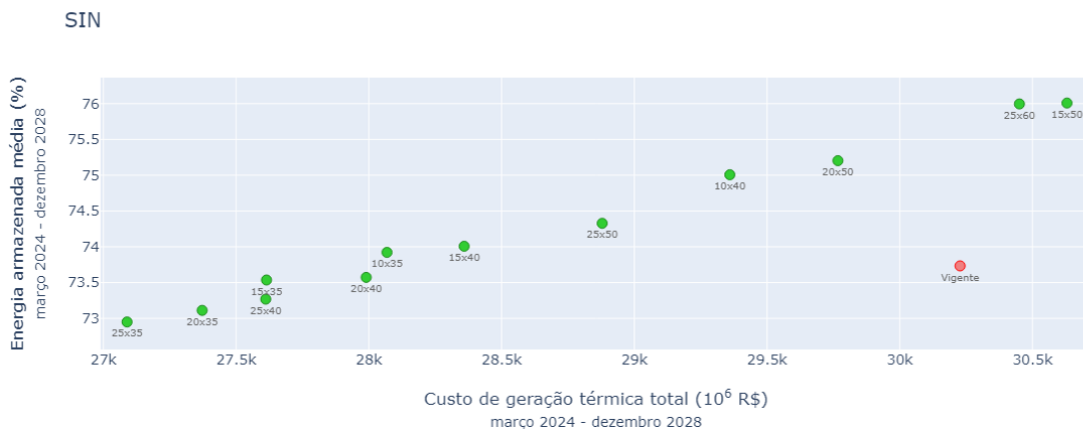


Figura 79 – Zoom da análise de Pareto de energia armazenada por custo de geração térmica para o prospectivo de março de 2024.

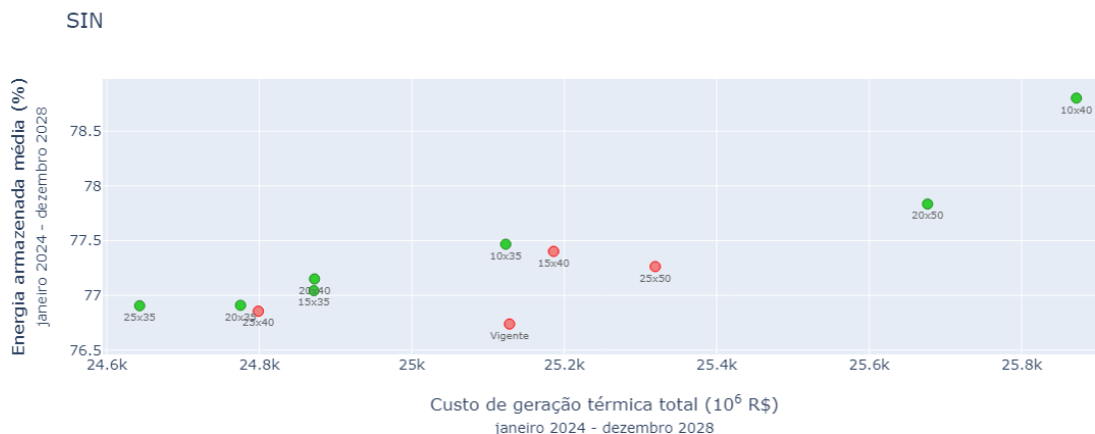


Figura 80 – Zoom da análise de Pareto de energia armazenada por custo de geração térmica para o prospectivo de janeiro de 2024.

Após estas análises, a equipe técnica optou pela escolha da família $\alpha = 15\%$ por entender que, em suas simulações, a calibração dos valores do parâmetro λ cobre uma ampla diversidade de níveis de aversão ao risco e age de forma coerente ao esperado, ou seja, maiores aversões ao risco estão associadas a maiores níveis de despacho termelétrico e conseqüentemente tendem a operar trajetórias de níveis mais altos de armazenamentos, sem que haja um aumento de vertimento turbinável.

5. Estudos retrospectivos encadeados – *backtest*

A execução retrospectiva encadeada – *backtest* – com os modelos NEWAVE e DECOMP tem por objetivo emular os processos de PMO e cálculo do PLD de maneira sequencial, acumulando os efeitos das decisões operativas ao longo do tempo. Com esse propósito, foi realizada a simulação retrospectiva do período de janeiro de 2020 a dezembro de 2023, considerando casos nos quais é possível avaliar progressivamente o impacto das metodologias e implementações propostas.

5.1.Premissas

O *backtest* considerou as mesmas representações e parametrizações adotadas no PMO de janeiro de 2024. A geração de cenários em todos os casos executados foi feita utilizando a metodologia PAR(p)-A, e o Volume Mínimo Operativo (VminOp) foi atualizado para os parâmetros do Nível de Segurança de 2024, conforme NT-ONS DPL 0131-2023 [1], para os casos híbridos, detalhados na Tabela 13.

Tabela 13 - Valores considerados para o VminOp nos casos híbridos.

Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança 2024	Volume Mínimo Operativo CRef 2023
Tocantins	SERRA DA MESA	Lim. Faixa de Atenção da Res. ANA	20,00	20,00
	TUCURUÍ	NT-ONS DOP 0059-2023 (ref. Nov/23)	13,70	19,10
-	Demais UHEs	Governabilidade das Cascatas	10,00	10,00
EAR (NORTE) - %EARmáx			19,1	22,50

Em todos os casos, a representação do parque hidráulico foi atualizada seguindo as representações mais atualizadas de todas as usinas, em ambos os modelos NEWAVE e DECOMP. Assim, foi possível utilizar os dados mais recentes produzidos pelo GTDP (Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade) do ONS. Dentre as alterações mais relevantes estão a mudança na representação do complexo de Fontes no modelo DECOMP e a representação do conjunto Belo Monte – Pimental por meio de sazonalização de níveis em ambos NEWAVE e DECOMP. As mudanças nos decks decorrentes de alterações de representação serão detalhadas posteriormente.

Para todos os decks de NEWAVE, os valores de geração de Usinas Não-Simuladas Individualmente (UNSI) foram substituídos seguindo um critério de “melhor previsão possível”, de modo a aproximar os efeitos da alteração dos critérios de representação

de usinas no PMO segundo o Novo ACL (representação das usinas em expansão do ACL - Ambiente de Contratação Livre). Desta forma, em todos os decks de NEWAVE, os valores de geração de UNSI do horizonte de janeiro de 2020 a dezembro de 2023 foram substituídos pelos valores de 1º mês de cada PMO. Os valores considerados a partir de janeiro de 2024 foram as previsões existentes no PMO de dezembro de 2023.

Adicionalmente, foram inseridos valores de geração proveniente de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída) – “base” no arquivo *c_adic.dat* e “expansão” no arquivo *sistema.dat* – recalculados para todos os PMO no horizonte do *backtest* seguindo a metodologia definida pelo GT-MMGD, que está em uso oficial desde o PMO maio de 2023. Os valores de geração de UNSI representados no modelo DECOMP também foram alterados, para todo o horizonte, de modo a serem compatíveis com os do modelo NEWAVE.

Foram utilizadas as seguintes versões de cada um dos modelos:

- NEWAVE 28.16.4_*micropen* para os casos híbridos;
- NEWAVE 28.16.4 para o caso vigente (REE);
- DECOMP 31.21;
- GEVAZP 9.1.6;

As principais alterações nos decks dos modelos são apresentadas a seguir.

5.1.1. NEWAVE

As alterações necessárias no modelo NEWAVE para a realização do estudo *backtest* são detalhadas a seguir, utilizando os nomes dos arquivos de entrada existentes nos decks de PMO.

- *dger.dat*:
 - Sintaxe atualizada para contemplar os campos da versão 28.16.4;
 - Adoção da simulação final individualizada com séries sintéticas;
 - Critério de parada vigente de 2024:
 - No. MAX DE ITER: 50
 - No. MIN. ITER: 30
 - DELTA ZINF: 0.1
 - DELTAS CONSECUT.: 6
 - Gerenciador externo de processos com opções 1 1 1 0 0;

- Uso do PAR(p)-A opção 3;
- Habilitada seleção de cortes nas etapas *forward* e *backward*;
- Habilitado reaproveitamento de bases;
- Habilitadas restrições de turbinamento mínimo e máximo em todos os casos (compatibilização da simulação final dos casos);
- Em casos híbridos:
 - Habilitado o uso da FCF externa no lugar do período pós-estudo, com frequência de atualização quadrimestral;
- selcor.dat:
 - Nova parametrização da seleção de cortes: 2 0 12 1;
- arquivos.dat:
 - Complementado com nomes dos novos arquivos;
- caso.dat:
 - Adicionado caminho do gerenciador de processos;
- confhd.dat:
 - Sinalizadas as usinas que tiveram restrições adicionadas via modif.dat como modificadas;
- modif.dat:
 - Adicionada modificação para o polinômio Cota-Área de Juruena nos PMO entre 08/2021 e 12/2023;
 - Removido mnemônicos VMINP para todas as usinas (só deveriam existir no NE);
 - Inseridos valores de CFUGA e/ou CMONT para as UH 275 (TUCURUI), 285 (JIRAU), 287 (STO ANTONIO) e 288 (BELO MONTE) segundo o GTDP mais recente;
 - Criadas restrições de TURBMAX equivalentes das restrições elétricas existentes no arquivo re.dat para consideração nos estágios individualizados (Restrições Elétricas Especiais não validadas pela FT-NEWAVE no momento de início dos estudos). Foi considerado o engolimento de cada usina e as produtibilidades, para converter a restrição elétrica em uma aproximação de turbinamento, proporcional à

capacidade de geração de cada uma, nos estágios de vigência das restrições, como será detalhado posteriormente;

- Incluídas restrições de turbinamento mínimo estruturais declaradas via FSARH (Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica) para o período do *backtest*, que eram empregadas pelo DECOMP mas não pelo NEWAVE;
- **exph.dat:**
 - Remoção de linhas repetidas, existentes em alguns decks, que hoje não são aceitas pelo NEWAVE;
- **penalid.dat:**
 - Removidas penalidades com mnemônicos VOLMIN, pois este é associado ao VMINP do *modif.dat*;
 - No caso de referência (REE – Vigente):
 - Adicionados mnemônicos TURBMN e TURBMX com penalidades iguais à do mnemônico VAZMIN, que é o mesmo valor do custo de déficit (CDEF);
 - Nos casos híbridos:
 - Adicionados mnemônicos TURBMN e TURBMX com valores compatíveis com a atualização dos valores de penalidade dos mnemônicos VAZMIN e GHMIN para os mesmos valores adotados para a penalidade e violação de *VminOp*:
- **curva.dat:**
 - Nos casos híbridos:
 - Atualizado os valores de *VminOp* para os valores que constam ;
 - Para o Norte, em dezembro do primeiro ano de estudo, o valor considerado é de 18% ao invés do 22,5%;
 - Garantido que as penalidades sejam calculadas segundo a Portaria MME nº 300:

$$(1 + taxaDesconto)^{11/12} * MAXCVU \quad (2)$$

- hidr.dat:
 - Substituído em todos os casos pelo hidr.dat do PMO de dezembro de 2023;
 - Flag de “influência do vertimento no canal de fuga” fixado em 1 para todas as usinas que tinham registros AC correspondentes nos decks de DECOMP;
- ree.dat:
 - Nos casos híbridos:
 - Incluída data do fim do período de individualização em cada caso, para 12 meses individualizados;
- sistema.dat:
 - Valores de gerações de UNSI foram substituídos seguindo a premissa de “melhor aproximação possível” descrita anteriormente: valores de 1º mês de cada PMO até dezembro de 2023 e valores previstos pelo PMO de dezembro de 2023 para todos os meses após esta data.
 - Inseridos valores de geração com expansão para MMGD para cada submercado, de cada fonte;
 - Em casos com uso da FCF externa:
 - Remoção das linhas associadas ao período POS do bloco de mercado de energia.
- c_adic.dat:
 - Inseridos valores de geração base de MMGD para cada submercado;
 - Em casos com uso da FCF externa:
 - Remoção das linhas associadas ao período POS do bloco de cargas adicionais;
- patamar.dat:
 - Inseridas profundidades dos patamares para os novos blocos de geração UNSI com a expansão da MMGD. Por simplificação, são consideradas profundidades unitárias para todas as fontes, exceto UFV (Usina Fotovoltaica);
- volref_saz.dat:

- Foi criado um arquivo com os volumes de referência para ajuste da reta que modela a evaporação linear nos estágios individualizados. Os volumes utilizados foram os volumes médios de cada usina, em cada mês do ano, obtidos a partir de uma consulta ao histórico operativo do GTDP. Neste arquivo, são representados os volumes úteis de cada usina.
- **indices.csv:**
 - Adicionado o arquivo a cada deck, contendo a informação necessária para informar ao modelo o uso dos arquivos polinjus.csv através do *card* HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE, e de volumes de referência para consulta aos polinômios de jusante através do *card* HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO;
- **polinjus.csv:**
 - Foram substituídos os arquivos polinjus.dat por um único polinjus.csv, obtido através da conversão do arquivo polinjus.dat do DECOMP do PMO de dezembro de 2023, contendo os dados cadastrais mais atualizados pelo GTDP, como as informações relativas à nova representação de FONTES;
- **volumes-referencia.csv:**

Adicionado o arquivo a cada deck, contendo a informação dos volumes de referência para consulta aos polinômios de jusante, sazonalizados por usina hidrelétrica e mês do ano. Estes dados foram obtidos a partir do mesmo processo utilizado para o arquivo volref_saz.dat, porém os volumes aqui informados são totais, ao invés de úteis

5.1.2. DECOMP

As alterações necessárias no modelo DECOMP para a realização do estudo *backtest* são detalhadas a seguir, utilizando os nomes dos arquivos de entrada existentes nos decks de PMO.

- **dadger.rvX**
 - Adicionadas restrições RHE (Restrições Hidráulicas de Energia) nos casos em que estas não existiam com os níveis de VminOp compatíveis com o NEWAVE:

- SUDESTE, PARANAPANEMA e PARANA: 20%;
 - IGUAÇU e SUL: 30%;
 - NORDESTE: 23,3%;
 - NORTE: 19.1% (18% em semanas que contenham dias de dezembro);
- Penalidades das RHE calculadas segundo a metodologia vigente:
- $$\mathbf{MAXCVU * 1.005 \quad (3)}$$
- arredondado para o múltiplo de 10 superior mais próximo;
- Deletados, quando existentes, registros AC com os mnemônicos: COTVOL, JUSMED, PROESP, PERHID, TIPERH, NCHAVE, COTVAZ, VERTJU para que não sobrescrevessem os valores revistos no GTDP que se encontram no novo hidr.dat;
- Inseridos valores para cota de montante e canal de fuga médios sazonais para as UH 275 (TUCURUI), 285 (JIRAU), 287 (STO ANTONIO), 288 (BELO MONTE) e 314 (PIMENTAL), compatíveis com os valores existentes no modif.dat do NEWAVE;
- Em decks que não tinham alteração de cadastro dos tipos COTVOL e JUSMED, elas foram inseridas de acordo com os meses do horizonte de cada deck, e os valores são os mesmos dos definidos no ciclo 2 do GTDP e adotados no modif.dat;
 - Em decks que já possuíam alguma alteração de cadastro dos tipos COTVOL e JUSMED para estas usinas:
 - Se o valor alterado para cota de montante (COTVOL) correspondia ao valor do GTDP ciclo 1, o valor era substituído pelo novo valor de cota do ciclo 2 do GTDP.
 - Caso contrário, seria uma indicação de que a cota no deck oficial era proveniente de alguma resolução, por exemplo da Resolução ANA 269/2009, então mantém-se o valor de cota de montante e compensa a diferença na cota de jusante (JUSMED) para que a queda fique compatível com a queda adotada no NEWAVE (esse procedimento é feito nos processos de PMO atuais).

- Inseridos valores de registros AC de VOLMIN, JUSMED, VSVERT e VMDESV sazonais para a representação atualizada do conjunto BELO MONTE e PIMENTAL;
- Inseridos registros VL, VU e VA para modelagem das vazões laterais do conjunto BELO MONTE e PIMENTAL;
- Substituídos os códigos nos registros UH, MP e FD associados às usinas do complexo de FONTES da representação antiga (183 e 184) para a nova representação (146 e 147);
- Substituídos códigos nos registros CQ que envolvem restrições das usinas do complexo de FONTES;
- Adicionados registros VL e VU relacionados à nova representação do complexo de FONTES;
- Substituído o registro FJ, associado ao arquivo polinjus.dat, pelo registro FA, associado ao arquivo indices.csv;
- Registros PQ tiveram seus valores substituídos para compatibilização com os valores da nova representação de UNSI no modelo NEWAVE, bem como a sua representação passou a ser em blocos por fonte e submercado em todos os decks;
- Adicionados registros UH com mnemônicos NW para usinas existentes no horizonte do modelo NEWAVE, porém ainda não no horizonte do modelo DECOMP. O critério utilizado foi a usina, no horizonte do DECOMP visto pelo NEWAVE, já ter terminado o seu enchimento de volume morto, porém não ter máquinas ativas. As usinas presentes nos casos variam conforme a evolução do *backtest*. São elas:
 - STA BRANCA T. de Jan/2020 a Nov/2020;
 - SAO ROQUE de Jul/2021 a Jul/2022;
 - JURUENA de Ago/2021 a Dez/2023;
- Inseridos registros CX para acoplamento de usinas pertencentes a complexos (FONTES e PAF-MOX);
- indices.csv
 - Adicionado o arquivo a cada deck, contendo a informação necessária para informar ao modelo o uso do arquivo polinjus.csv através do *card*

através do card HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE;

- polinjus.csv
 - Foram substituídos os arquivos polinjus.dat por um único polinjus.csv, obtido através da conversão do arquivo polinjus.dat do DECOMP do PMO de dezembro de 2023, contendo os dados cadastrais mais atualizados pelo GTDP, como as informações relativas à nova representação de FONTES e o conjunto BELO MONTE e PIMENTAL;
- vazoes.rvX
 - Foram geradas novamente utilizando o dadger.rvX modificado para cada caso;
 - Para geração de vazões para postos de usinas futuras, associadas ao mnemônico NW dos registros UH, foi considerado como previsão de vazão os valores da MLT mensal dos respectivos meses de cada caso de DECOMP.

5.1.3. Premissas para representação das restrições elétricas através de restrições de turbinamento máximo nos estágios individualizados do modelo NEWAVE

Atualmente no arquivo re.dat, no modelo NEWAVE, são representadas restrições de geração para conjuntos de usinas hidráulicas. As restrições informadas consistem na definição de um conjunto de usinas K , onde cada usina u pode estar associada a um fator c_u , com valor = 1 nas restrições dos decks oficiais, de modo que a soma dos produtos da geração de cada usina pelo seu fator deve ser menor que um certo limite L_K imposto, para um determinado estágio i :

$$RE_K(i): GH_K(i) = \sum_{u \in K} c_u * GH_u(i) \leq L_K(i) \quad (4)$$

As restrições elétricas do arquivo re.dat, atualmente, são consideradas no cálculo da geração hidráulica máxima dos REEs, em uma etapa de construção do sistema equivalente. Desta forma, elas não são consideradas nos estágios individualizados. Todavia, uma possível representação para as mesmas restrições é através da funcionalidade de “Restrições Elétricas Especiais”, já implementadas no modelo

NEWAVE. Todavia, esta funcionalidade não foi validada pela FT-NEWAVE até o momento de início do estudo, o que levou esta opção a ser descartada, para fins de execução do *backtest*.

Foi adotada uma representação aproximada através do uso de restrições de TURBMAX, construídas para aproximar as restrições de geração das usinas, utilizando uma produtividade constante, obtida a partir do PMO de dezembro de 2023.

Para uma usina u com M conjuntos de máquinas, calcula-se o engolimento e a potência de cada conjunto, que são somados para formar o engolimento Q_u e a potência instalada P_u da usina. A partir deste ponto, calcula-se a potência do conjunto de usinas como $P_K = \sum_{u \in K} P_u$ e é obtido um conjunto de fatores de divisão $f_u = P_u / P_K$, que são aplicados para conversão do limite da restrição elétrica L_K em um limite por usina do conjunto $L_u = L_K * f_u$.

Utilizando a produtividade equivalente do volume mínimo ao máximo ρ_u de cada usina, extraída do PMO de dezembro de 2023, realiza-se uma conversão de limite elétrico para limite de turbinamento $\overline{Q}_u = L_u \rho_u$. Estes valores são inseridos para cada usina que faz parte de um conjunto de restrições elétricas no arquivo *modif.dat* através dos registros TURBMAXT.

Em estágios em que não há limite de restrição elétrica, são inseridos registros TURBMAXT com o valor do engolimento da usina.

5.1.4. Premissas para consideração da representação de MMGD e da expansão das usinas do ACL

A representação da MMGD é considerada através de dois principais fatores:

- Adição ao mercado da parcela de carga que é atendida através de MMGD atualmente, chamada de base da MMGD;
- Adição ao bloco de usinas não simuladas novos grupos (PCH, PCT, EOL e UFV), porém associados à MMGD, que contemplam não só as parcelas de usinas de MMGD existentes atualmente, mas como a expansão prevista, referida como expansão da MMGD.

A expansão da MMGD considerada é extraída do PDE 2031 [13], calculada com o modelo 4MD [14]. Para tal, foram reprocessados os dados de mercado de energia e

geração de usinas não simuladas com estas premissas para todos os NEWAVE e DECOMP no horizonte do *backtest*.

Para a consideração da representação da expansão das usinas do ACL, o bloco de Usinas Não-Simuladas (UNSI) foi alterado significativamente. Para tal alteração, foram extraídos os valores de 1º mês de geração de UNSI para todos os decks de NEWAVE de janeiro de 2020 a dezembro de 2023, esta base foi considerada como o “verificado”. A partir de janeiro de 2024, foi assumido que o valor “verificado” foi o do PMO de dezembro de 2023, para todos os meses até dezembro de 2027 (horizonte do deck). Como para o *backtest* esta informação não faz parte do conjunto de metodologias e funcionalidades em avaliação, foram sobrescritos estes dados nos decks de todas as sensibilidades executadas. A Figura 81 contém os montantes de geração de UNSI considerados no *backtest*.

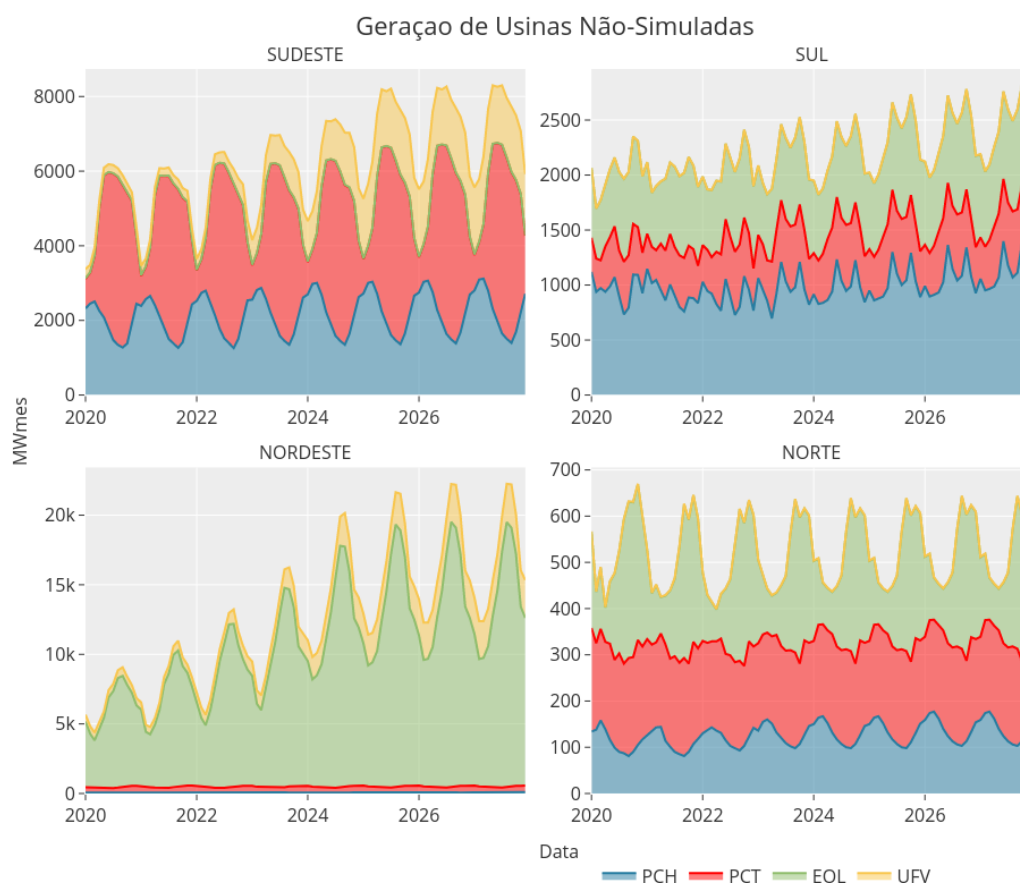


Figura 81 - Geração de UNSI considerada no horizonte do *backtest*. Dados anteriores a janeiro de 2024 são compostos pelos valores de 1º mês de cada PMO, enquanto dados posteriores são provenientes do PMO dezembro de 2023.

5.1.5. Premissas para consideração das novas representações do conjunto BELO MONTE e PIMENTAL e o complexo de FONTES

A representação de conjuntos específicos de usinas nos modelos energéticos evolui continuamente, sempre buscando uma maior aproximação com a realidade operativa. No horizonte de execução do *backtest*, em particular, foram realizadas duas mudanças significativas de representação no modelo DECOMP.

A primeira delas está associada ao conjunto BELO MONTE – PIMENTAL, e provoca alterações tanto no modelo DECOMP quanto no modelo NEWAVE.

No modelo NEWAVE, a representação vigente, que foi replicada para todos os PMO no horizonte, consiste em uma sazonalização dos níveis de montante de ambas as usinas. O conjunto de níveis de referência para cada mês o ano que é utilizado atualmente foi replicado para cada deck, no horizonte do *backtest*, através de registros CMONT no arquivo modif.dat.

Já no modelo DECOMP, a representação consiste em alterações de cadastro através dos registros AC com mnemônicos VOLMIN, VOLMAX, VSVERT e VMDESV, onde também existe um conjunto de valores específicos para cada mês do ano, e estas mudanças são feitas respeitando os meses aos quais pertencem os estágios de cada caso de DECOMP. Porém, além destas alterações de cadastro, é modelada a influência da vazão lateral de PIMENTAL em BELO MONTE através dos registros VL, VU e VA. A modelagem da relação de influência destas usinas e postos é constante, não dependendo do mês ou ano em questão, e foi replicada para todos os casos. Maiores informações sobre a nova representação de BELO MONTE e PIMENTAL estão disponíveis na NT-ONS DPL 0017-2023 [15]. A segunda mudança de representação é associada ao complexo de FONTES. Este caso afeta apenas os decks do modelo DECOMP, visto que no NEWAVE ainda é utilizada a representação de um único complexo, e a mudança desta representação não foi alvo de avaliação no momento.

O complexo de FONTES, que antes consistia nas usinas FONTES A (183) e FONTES BC (184) passou a ser representado por FONTES C (146) e FONTES AB (147), que representava a operação mais frequente realizada pela concessionária, segundo estudos do GTDP. Desta forma, todos os registros associados diretamente aos códigos anteriores das usinas do complexo precisaram ser revistos para se referir aos novos

números. São alguns deles: UH, MP, FD, AC NUMPOS, AC VAZMIN, AC NPOSNW e TI. Além disso, registros AC DESVIO alterando cadastro do canal de desvio de Fontes A para Fontes BC foram removidos dos decks. Uma exceção foi a restrição de defluência mínima (registro HQ 166), que era aplicada ou a FONTES A ou a FONTES BC, dependendo do caso em questão, de valor constante em 5,5 m³/s, que passou a ser imposta a FONTES C.

A decisão do modelo passou a se dar por meio da influência mútua de vazões laterais das usinas, através do uso de registros de vazão lateral VL e VU, que foram inseridos em todos os decks do horizonte do *backtest*.

5.1.6. Premissas para consideração de regras operativas do tipo armazenamento – vazão (Regras da ANA)

Para a execução do *backtest* deste ciclo, visando uma maior aproximação dos resultados do estudo com a realidade operativa, foram consideradas as regras operativas vigentes até o PMO de janeiro de 2024, que correspondem às bacias do Rio São Francisco, Rio Tocantins e Paranapanema, que são regras do tipo armazenamento versus defluência, atualmente representadas através de restrições de defluência mínima ou turbinamento máximo nos modelos NEWAVE e DECOMP. Este conjunto de regras, sendo publicado em portarias da Agência Nacional de Águas, é referido como “Regras da ANA”. Estas regras possuem periodicidade de atualização definida nas respectivas Resoluções, podendo ser cheçadas semanalmente ou mensalmente.

Como exemplo, a Figura 82 ilustra o diagrama de regras vigentes no período de 2020 a 2021 para a usina de SOBRADINHO.

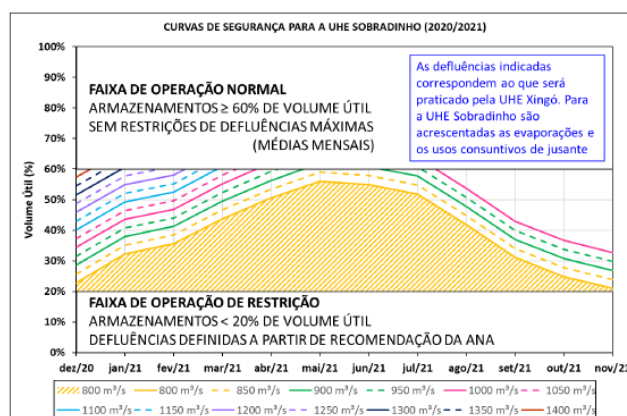


Figura 82 - Diagrama com curvas de segurança para determinação das restrições de defluências máximas utilizadas para a UHE SOBRADINHO.

Dada a natureza destas regras, condicionais ao armazenamento, as restrições que são inseridas nos modelos dependem de uma prospecção dos níveis dos reservatórios no futuro, que na realidade operativa do SIN é obtida através de estudos hidrológicos realizados pelo ONS para as bacias correspondentes. Para emular este processo, na realidade de execução do estudo retrospectivo, foi adotada uma premissa simplificadora através do uso dos resultados de execuções anteriores de DECOMP como prospecções de armazenamento para o futuro. As Regras da ANA atualmente são representadas a partir do horizonte de planejamento de curto prazo, no modelo DECOMP. Por consequência, para compatibilidade, os dois primeiros estágios do modelo NEWAVE também recebem restrições, compatíveis com as do modelo DECOMP. Desta forma, a premissa simplificadora utiliza os volumes provenientes do resultado de uma execução de DECOMP como prospecção dos prováveis volumes de cada reservatório no futuro, visto que o horizonte de 2 meses do modelo DECOMP geralmente cobre grande parte do horizonte para o qual é necessário estabelecer as faixas de vigência das Regras da ANA. Como exemplo, um caso de DECOMP da revisão 0 do PMO de agosto de 2021 tem no seu horizonte os meses de agosto e setembro de 2021. Logo, como resultado da sua execução, existe uma realização esperada de volumes armazenados para todas as usinas nos meses de agosto e setembro. Estes volumes são usados como prospecção, de modo que as Regras da ANA sejam consultadas por eles, para que sejam geradas restrições de defluência mínima ou turbinamento máximo para as usinas das revisões seguintes do mês de agosto. Em casos de transição entre meses, por simplificação, é considerado um prolongamento do último valor de volume calculado para cada reservatório para o mês seguinte. A Figura 83 ilustra o processo de consulta às faixas das Regras da ANA para os casos de DECOMP no estudo encadeado.

A aplicação no modelo DECOMP se dá através de registros HQ, LQ e CQ, considerando a variável restrita como defluência em caso de limites inferiores ou turbinamento em caso de limites superiores, para cada faixa selecionada a partir das prospecções de volumes. Desta forma, todas as alterações necessárias no modelo DECOMP são feitas no bloco RHQ do arquivo dadger.rvX.

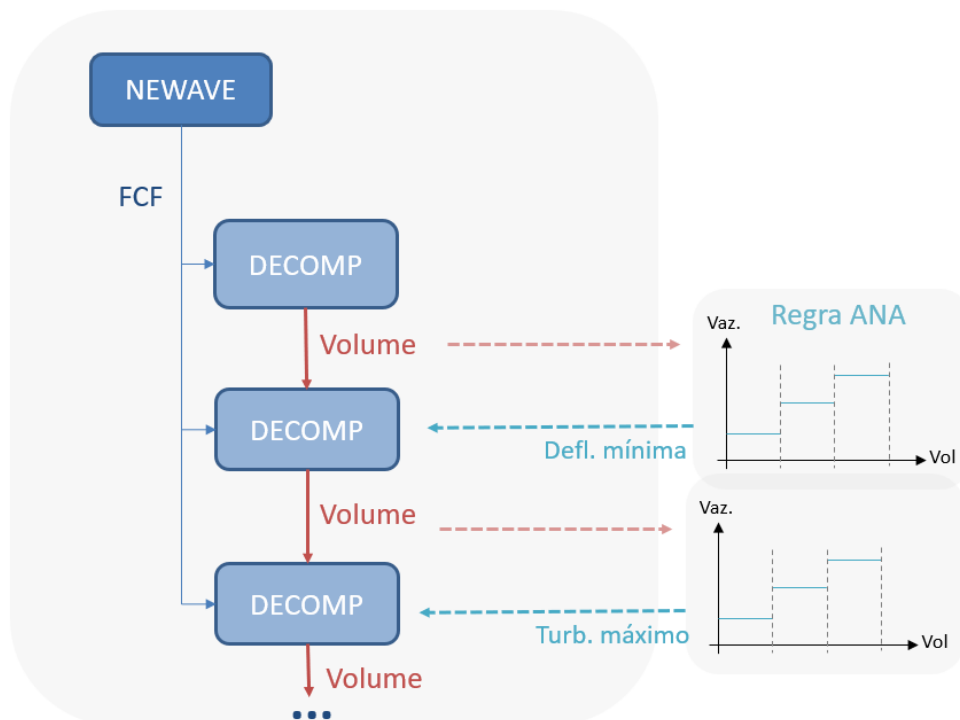


Figura 83 - Ilustração do processo de aproximação das prospecções de volume através de resultados operativos de DECOMP para consideração das Regras da ANA no estudo *backtest*.

Já no modelo NEWAVE, a aplicação das regras consiste em etapas adicionais, visto que até o momento atual não é possível de se representar na modelagem agregada por REE restrições de turbinamento individuais de usinas. Desta forma, os limites inferiores das faixas das Regras da ANA são representados normalmente através de registros VAZMINT no arquivo modif.dat, enquanto os limites superiores são representados através de restrições elétricas no arquivo re.dat. Para esta representação, é utilizada a produtividade a 65% do volume útil da usina, calculado a partir dos dados do hydr.dat, para converter o limite de turbinamento em geração equivalente máxima permitida para usina segundo a faixa da Regra da ANA em questão. Nos casos híbridos do modelo NEWAVE é possível a representação de restrições de turbinamento máximo nos estágios individualizados (registro TURBMAXT no arquivo modif.dat), de forma que a representação dos limites superiores das Regras da ANA através da aproximação por restrições elétricas seria desnecessária. Todavia, a fim de manter a compatibilidade dos casos híbridos com o caso Vigente, a representação utilizando restrições elétricas foi mantida. A representação através de registros

TURBMAXT no modif.dat foi acrescentada aos casos Vigente e híbridos, também compatibilizando os resultados advindos da simulação final do modelo, que é individualizada para todos os casos.

5.2.Resultados

Esta seção apresenta os resultados do estudo retrospectivo encadeando os modelos NEWAVE/DECOMP para o período de janeiro de 2020 a dezembro de 2023. As principais variáveis do sistema foram avaliadas, dentre elas: armazenamento, CMO, geração hidráulica, geração térmica e vertimentos turbináveis e não turbináveis.

A descrição dos casos executados e avaliados nesta seção está resumida abaixo:

- Vigente (REE): considera o modelo NEWAVE com representação agregada do sistema e o DECOMP acoplado com a política agregada. A parametrização do VminOp é a vigente atualmente, CVaR com $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 35\%$, geração de cenários com PAR(p)-A e critério de parada vigentes para o ano de 2024. A geração de UNSI foi atualizada com a premissa descrita anteriormente, considerando MMGD e usinas do novo ACL.
- (25,35): considera o modelo NEWAVE com representação individualizada do sistema nos 12 primeiros meses e o DECOMP acoplado com a política individualizada. A parametrização do VminOp é segundo a NT-ONS DPL 0131-2023 [1], CVaR com $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 35\%$, geração de cenários com PAR(p)-A e critério de parada vigentes para o ano de 2024. A geração de UNSI foi atualizada com a premissa descrita anteriormente, considerando MMGD e usinas do novo ACL. Arquivos adicionais necessários para aprimorar a representação do parque individualizado foram considerados no modelo NEWAVE, como polinômios de jusante e volumes de referência sazonais. Foi utilizada Função de Custo Futuro (FCF) externa em substituição ao período pós-estudo, com atualização quadrimestral.
- (15,35): considera o modelo NEWAVE com representação individualizada do sistema nos 12 primeiros meses e o DECOMP acoplado com a política individualizada. A parametrização do VminOp é segundo a NT-ONS DPL 0131-2023 [1], CVaR com $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 35\%$, geração de cenários com PAR(p)-A e critério de parada vigentes para o ano de 2024. A geração de UNSI foi

atualizada com a premissa descrita anteriormente, considerando MMGD e usinas do novo ACL. Arquivos adicionais necessários para aprimorar a representação do parque individualizado foram considerados no modelo NEWAVE, como polinômios de jusante e volumes de referência sazonais. Foi utilizada Função de Custo Futuro (FCF) externa em substituição ao período pós-estudo, com atualização quadrimestral.

- (15,40): considera o modelo NEWAVE com representação individualizada do sistema nos 12 primeiros meses e o DECOMP acoplado com a política individualizada. A parametrização do V_{minOp} é segundo a NT-ONS DPL 0131-2023 [1], CVaR com $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 40\%$, geração de cenários com PAR(p)-A e critério de parada vigentes para o ano de 2024. A geração de UNSI foi atualizada com a premissa descrita anteriormente, considerando MMGD e usinas do novo ACL. Arquivos adicionais necessários para aprimorar a representação do parque individualizado foram considerados no modelo NEWAVE, como polinômios de jusante e volumes de referência sazonais. Foi utilizada Função de Custo Futuro (FCF) externa em substituição ao período pós-estudo, com atualização quadrimestral.
- (15,45): considera o modelo NEWAVE com representação individualizada do sistema nos 12 primeiros meses e o DECOMP acoplado com a política individualizada. A parametrização do V_{minOp} é segundo a NT-ONS DPL 0131-2023 [1], CVaR com $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 45\%$, geração de cenários com PAR(p)-A e critério de parada vigentes para o ano de 2024. A geração de UNSI foi atualizada com a premissa descrita anteriormente, considerando MMGD e usinas do novo ACL. Arquivos adicionais necessários para aprimorar a representação do parque individualizado foram considerados no modelo NEWAVE, como polinômios de jusante e volumes de referência sazonais. Foi utilizada Função de Custo Futuro (FCF) externa em substituição ao período pós-estudo, com atualização quadrimestral.
- (15,50): considera o modelo NEWAVE com representação individualizada do sistema nos 12 primeiros meses e o DECOMP acoplado com a política individualizada. A parametrização do V_{minOp} é segundo a NT-ONS DPL 0131-2023 [1], CVaR com $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 50\%$, geração de cenários com PAR(p)-

A e critério de parada vigentes para o ano de 2024. A geração de UNSI foi atualizada com a premissa descrita anteriormente, considerando MMGD e usinas do novo ACL. Arquivos adicionais necessários para aprimorar a representação do parque individualizado foram considerados no modelo NEWAVE, como polinômios de jusante e volumes de referência sazonais. Foi utilizada Função de Custo Futuro (FCF) externa em substituição ao período pós-estudo, com atualização quadrimestral.

A Figura 84 mostra a geração térmica do modelo DECOMP ao longo do horizonte do estudo *backtest*, na qual é possível compararmos os resultados do despacho térmico do modelo de curto prazo da configuração vigente (REE) com a configuração híbrida proposta. Valores médios anuais se encontram na Tabela 15 .

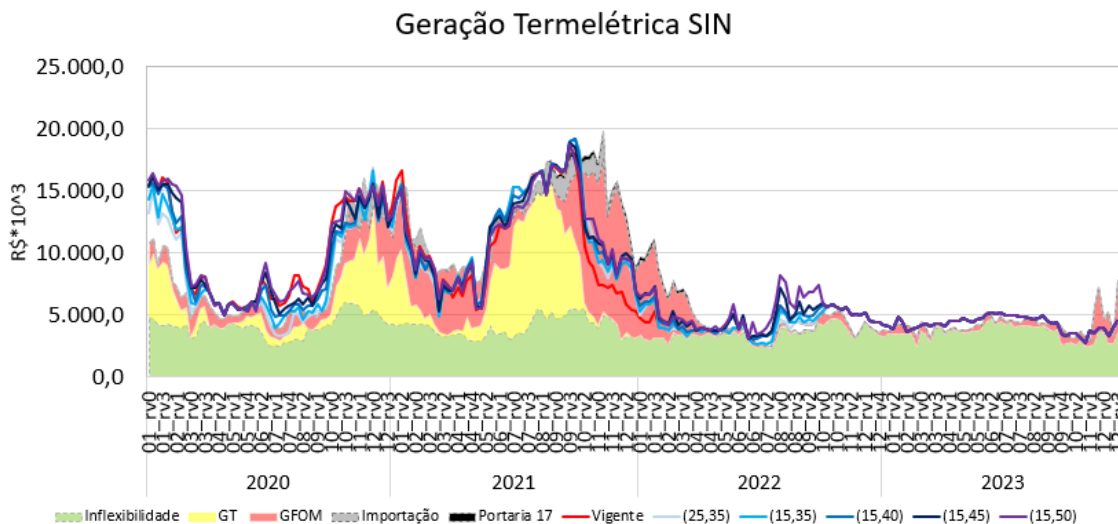


Figura 84 - Geração Térmica SIN – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 14 - Médias anuais de Geração Térmica – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
2020	7.448	9.836	8.352	8.694	9.062	9.562	10.018
2021	12.365	11.001	11.516	11.544	11.612	11.569	11.559
2022	4.809	4.363	4.266	4.336	4.607	4.854	5.175
2023	4.268	4.295	4.295	4.295	4.295	4.295	4.295
2020-2023	7.247	7.391	7.128	7.238	7.422	7.589	7.780

Observa-se que para os casos híbridos com CVaR(25,35) e CVaR(15,35) há uma redução da geração térmica média do horizonte em relação ao caso Vigente, enquanto o caso com CVaR(15,45) possui uma geração mais elevada em relação ao Vigente. Além disso, o caso com o CVaR(15,40) é o que mais se aproxima da média de despacho térmico do caso Vigente no horizonte do *backtest*. Nota-se que, para o ano de 2020, todos os casos híbridos com exceção do CVaR(15,50) produzem uma geração térmica média menor que o Vigente e maior que o Realizado. Já no ano de 2021, todos os casos híbridos produzem uma geração térmica maior que o Vigente, e menor que o Realizado, o que é um comportamento coerente dados os níveis de armazenamento visitados.

Vale ressaltar ainda que o montante de geração térmica média anual de todos os casos híbridos para 2021 não difere entre si de uma quantia maior 100 MWm, o que sinaliza um despacho térmico próximo flexibilidade permitida, segundo os parâmetros de aversão ao risco. Em 2022 os pares de CVaR mais avessos promovem uma elevação da geração térmica mais significativa no início, tendo em vista os baixos níveis de armazenamento visitados ao final de 2021 e a tendência hidrológica desfavorável. Após o período úmido de 2022 e ao longo de 2023, a geração térmica permanece sempre em torno da inflexibilidade, dada a condição hidrológica favorável.

O mesmo comportamento anterior é refletido no custo térmico de geração térmica do SIN, mostrado na Figura 85 em que o caso com CVaR(15,40) se aproxima dos resultados do Vigente. A Tabela 15 contém os montantes do custo de geração térmica acumulados anualmente em bilhões de reais. Nota-se que para o ano de 2020 o único caso híbrido que supera o custo de geração térmica do Vigente é o Híbrido com CVAR(15,50). Já em 2021, todos os casos híbridos possuem um custo de geração térmica superior ao Vigente. Em 2022, o caso CVAR(25,35) possui um custo aproximadamente igual ao do caso Vigente, enquanto os pares de CVaR mais avessos possuem custos significativamente superior ao Vigente. Em 2023, todos os casos permanecem na inflexibilidade, resultando no mesmo custo para o custo do despacho térmico.

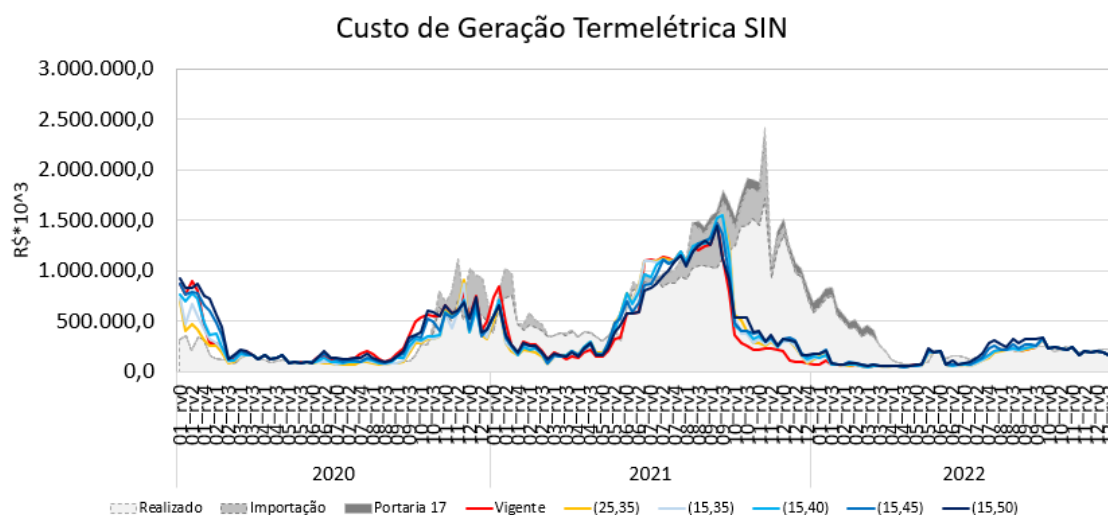


Figura 85 - Custo de Geração Térmica SIN – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 15 - Custo de Geração Térmica Total SIN (bi R\$) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	25x35	15x35	15x40	15x45	15x50
2020	11.39	16.76	12.22	13.01	14.20	15.94	17.79
2021	42.30	27.95	30.46	30.36	30.23	29.35	28.58
2022	13.00	6.99	7.03	7.08	7.36	7.84	8.52
2023	7.64	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
2020-2023	74.33	56.90	54.90	55.65	57.00	58.34	60.09

Na Figura 86 e Tabela 16, observa-se no geral que o CMO realizado é menor que o CMO sinalizado pelo DECOMP para todos os casos para os anos de 2020 e 2021. Este comportamento é esperado, tendo em vista que a parametrização da aversão ao risco nesta época era menos avessa em relação à vigente atualmente e a geração de cenários do modelo NEWAVE era feita através do modelo PAR(p), que promove diferenças significativas em períodos com tendência hidrológica extrema. Ademais, diferentes pares de CVaR se aproximam do resultado Vigente em diferentes médias anuais, sendo que para média de todos os anos o caso híbrido com CVaR(15,40) é o mais semelhante.

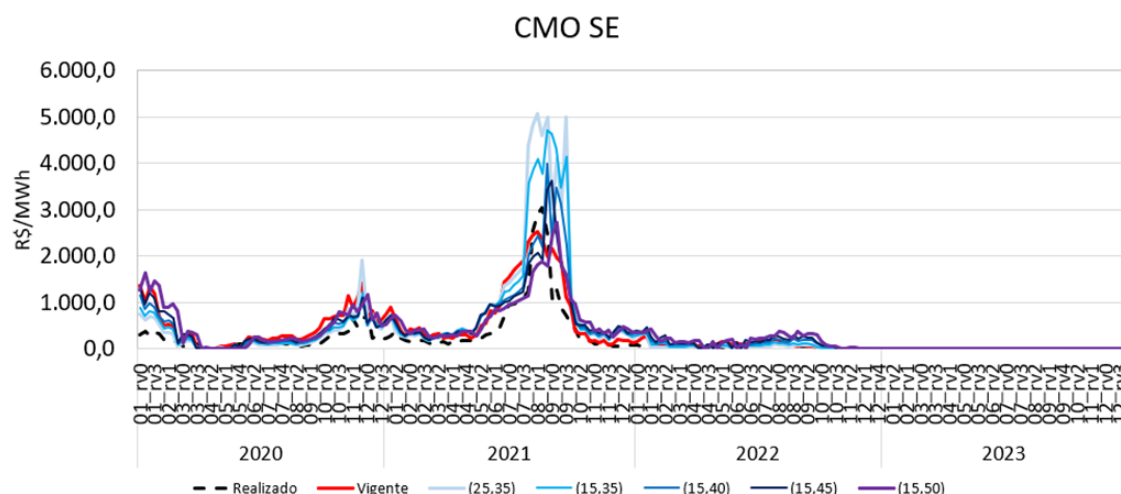


Figura 86 - Custo Marginal de Operação do Submercado Sudeste – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 16 - Médias anuais do Custo Marginal de Operação do Submercado Sudeste (R\$/MWh) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
2020	176	453	293	304	345	395	466
2021	530	790	1207	1146	900	833	751
2022	31	76	50	71	105	138	164
2023	0	0	0	0	0	0	0
2020-2023	186	332	391	384	340	344	347

Com relação ao vertimento para os diferentes pares, não foi observada uma alteração significativa nos resultados do modelo DECOMP quando o acoplamento é feito com FCF agregada ou individualizada. De modo geral, existe um comportamento de todos os casos analisados de possuir vertimento turbinável e vertimento não-turbinável menores que o Realizado ao longo de 2021 e 2022.

Na Figura 87 e Tabela 17 encontram-se os resultados do vertimento turbinável para o modelo DECOMP. Nota-se que tanto o caso Vigente quanto os casos híbridos não apresentam diferenças significativas nas médias anuais entre si, com diferenças de no máximo 100 MWm entre as médias dos casos para um mesmo período.

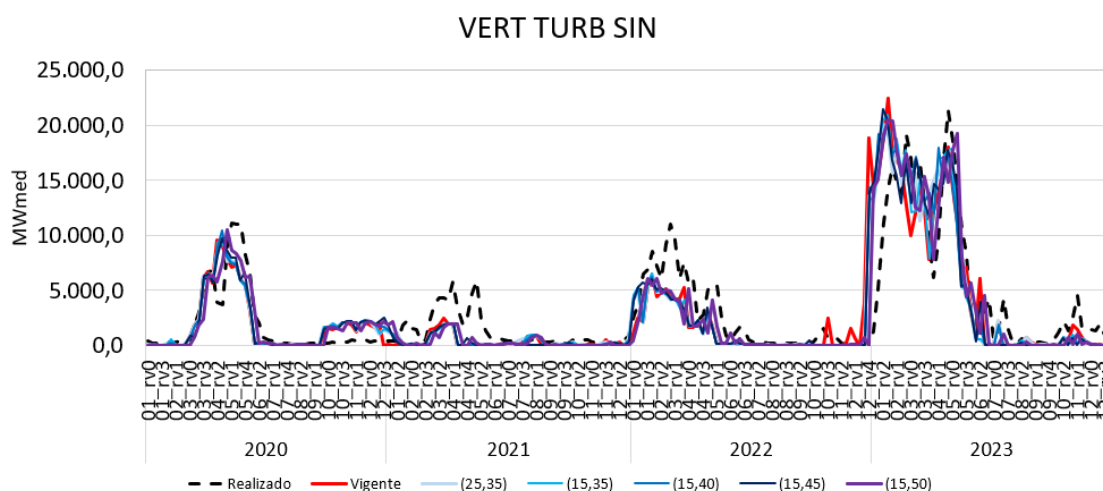


Figura 87 - Vertimento Turbinável SIN – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 17 - Médias anuais do Vertimento Turbinável SIN (MWm) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	25x35	15x35	15x40	15x45	15x50
2020	2011	1983	2038	2059	2064	2061	2069
2021	1310	325	404	394	386	365	377
2022	2593	1386	1277	1334	1307	1398	1379
2023	6066	6308	6363	6367	6507	6420	6332
2020-2023	2987	2490	2510	2528	2555	2551	2529

Além disso, a Figura 88 e a Tabela 18 mostram que para o vertimento não-turbinável também existe uma diferença pouco significativa para os anos de 2020 e 2021. Já no ano de 2022, é visível que os pares de CVaR com $\alpha = 15\%$ promovem uma redução significativa da ordem de 600 MWm para o CVaR(15,35), incrementando ligeiramente conforme o aumento da aversão ao risco. Em 2023 acontece um comportamento semelhante, porém o aumento da aversão ao risco promove monotonamente o aumento do vertimento.

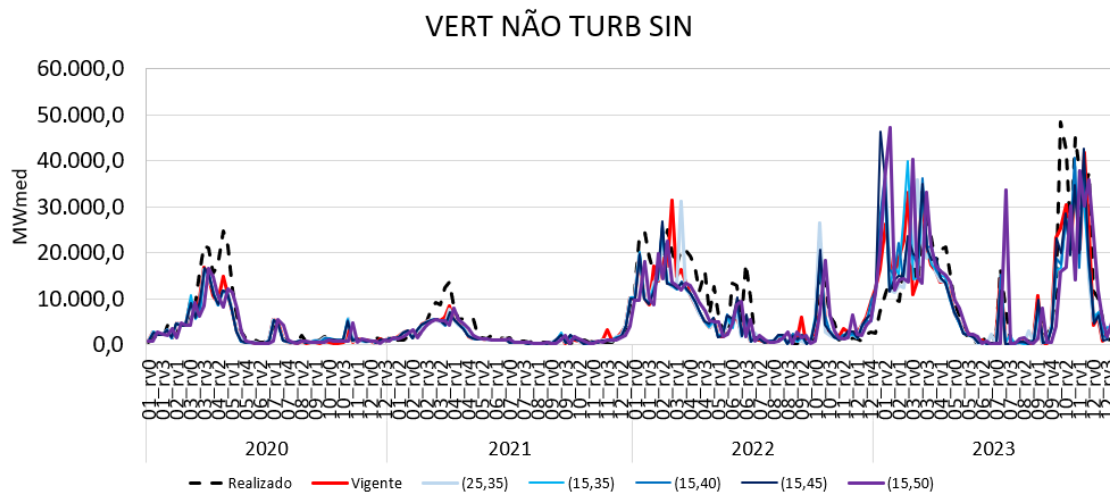


Figura 88 - Vertimento Não-Turbinável SIN – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 18 - Médias anuais do Vertimento Não-Turbinável SIN (MWm) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
2020	4434	3216	3254	3240	3228	3255	3207
2021	2648	1948	1874	1847	1842	1847	1857
2022	8629	6664	6304	6015	6112	6196	6315
2023	12559	11739	11240	11672	11773	11980	12796
2020-2023	7046	5873	5650	5675	5720	5800	6024

E relação à energia armazenada do SIN, ilustrada na Figura 89 e Tabela 19, é um comportamento comum a todos os casos híbridos a obtenção de valores inferiores ao Vigente ao final do ano de 2020, exceto para o caso com CVaR(15,50), que atingiu armazenamento aproximadamente 0.7 p.p. maior.

Embora os casos híbridos, com exceção do CVaR(15,50), iniciem o ano de 2021 com armazenamentos inferiores ao Vigente, a operação realizada pelo modelo DECOMP com FCF individualizada produzida pelo NEWAVE Híbrido foi capaz de chegar ao final do ano, no qual se destacam as baixas afluências, com um maior acúmulo de recursos armazenados em relação ao Vigente. O caso CVaR(25,35) terminou o ano de 2021 com um armazenamento aproximadamente 4.7% maior em relação a 2020.

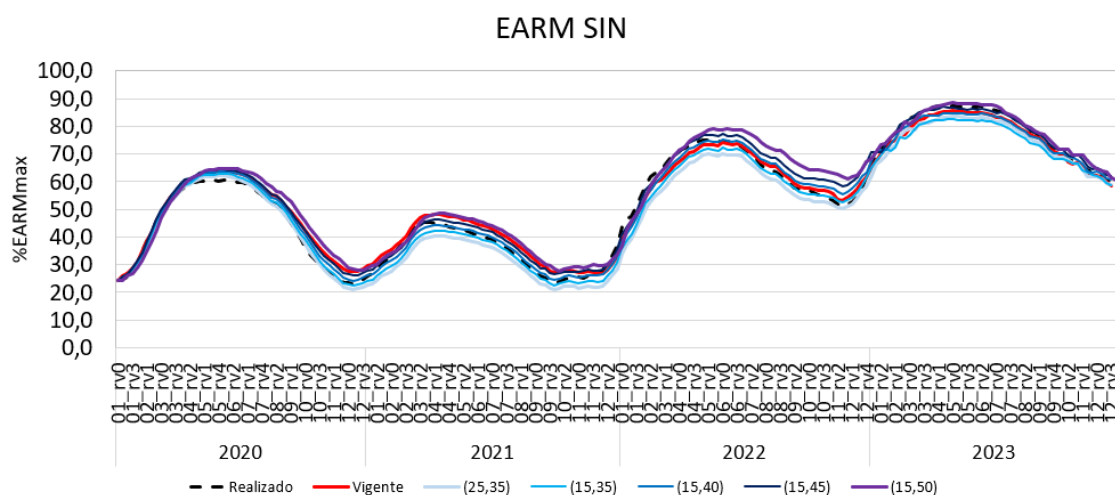


Figura 89 - Energia Armazenada SIN – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 19 - Energia Armazenada SIN ao final de cada ano (% EARM_{Máx.}) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Dez/20	24.91	27.46	21.26	22.67	24.34	26.25	28.12
Dez/21	37.05	29.89	25.93	27.93	30.30	31.10	33.84
Dez/22	61.69	59.71	56.39	58.89	62.17	64.49	67.15
Dez/23	59.80	58.34	58.80	58.64	60.58	62.04	60.43

Para os casos híbridos com CVaR(15,35) e CVaR(15,40) destaca-se um ganho ainda mais elevado de armazenamento durante do ano de 2021, de aproximadamente 5.2% e 6.0%, respectivamente. Para o caso Vigente, o ganho de armazenamento foi de 2.5%. Vale ressaltar que a partir da aversão ao risco do CVaR(15,40), os casos híbridos chegaram ao final de 2021 com valores de armazenamento superiores ao caso Vigente.

A partir da complementariedade esperada com o resultado obtido para a geração térmica, nota-se um aumento da geração hidrelétrica para os casos menos avessos híbridos com parametrizações de menor aversão ao risco, conforme observado na Figura 90 e na Tabela 20. Ao longo de 2020, apenas o caso com CVaR(15,50) produziu geração hidráulica média inferior ao caso Vigente. Todavia, ao longo de 2021, todos os casos híbridos reduziram o seu despacho hidráulico para valores inferiores ao Vigente, o que é coerente com os resultados observados de energia armazenada.

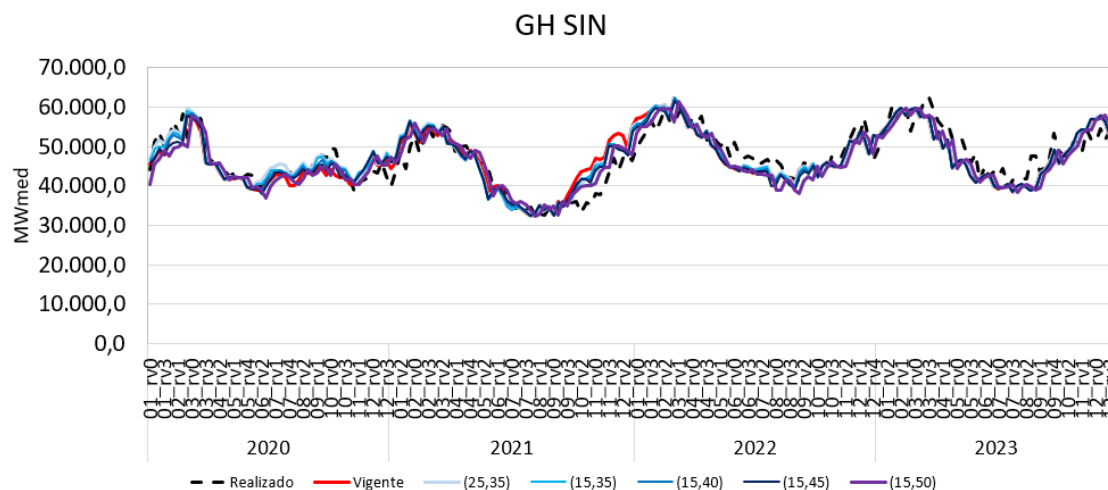


Figura 90 - Geração Hidrelétrica SIN – Modelo DECOMP – *backtest*.

Tabela 20 - Médias anuais da Geração Hidrelétrica SIN (MWm) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Ano	Realizado	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
2020	46.113	44.750	46.236	45.893	45.494	45.022	44.566
2021	42.517	44.521	44.006	43.978	43.910	43.954	43.965
2022	50.022	49.394	49.493	49.422	49.151	48.903	48.582
2023	50.450	49.117	49.119	49.120	49.120	49.119	49.121
2020-2023	47.253	46.934	47.198	47.088	46.904	46.736	46.546

Durante o ano de 2022, os casos com CVaR(25,35) e CVaR(15,35) obtiveram médias de geração hidráulica aproximadamente iguais ao caso Vigente. Para os demais casos híbridos, as médias anuais de geração foram inferiores ao Vigente neste ano. Ao longo de 2023, todos os casos obtiveram valores extremamente próximos de geração hidráulica, o que indica a operação próxima à inflexibilidade.

5.3. Mudanças na operação hidráulica decorrentes da modelagem híbrida no médio prazo

O ONS busca fazer a gestão dos recursos hídricos visando explorar as bacias com maior recurso disponível para geração hidráulica, enquanto preserva aquelas que estão em condição menos favorável. Esse gerenciamento leva em consideração as restrições

hidráulicas e operativas declaradas para as usinas, buscando equilibrar os recursos armazenados entre diferentes cascatas para atender à demanda futura de forma confiável e segura.

Atualmente, o modelo de médio prazo adota uma representação agregada, onde as restrições hidráulicas de todas as usinas em um mesmo REE são tratadas de forma conjunta, supondo uma operação em paralelo. No entanto, essa abordagem pode não proporcionar uma sinalização precisa da distribuição da água dentro de uma cascata. A representação individualizada do parque gerador hidráulico melhora a assertividade do planejamento da operação energética uma vez que permite uma alocação espacial mais eficaz do armazenamento de água entre as usinas e, conseqüentemente, entre as cascatas, assim como enxergar melhor a distribuição espacial da energia natural afluente. Os resultados apresentados nas Figura 91 e Figura 92, extraídos do estudo *backtest*, permitem observar a evolução do armazenamento das bacias do Grande e Paranaíba ao longo do período de 2020 a 2023, considerando todas as usinas pertencentes às duas cascatas e somente as usinas representativas de cabeceira, respectivamente. Os valores são calculados como percentual do armazenamento máximo. Comparando com os resultados do caso REE (Vigente), é possível notar que nos casos híbridos, a evolução dos armazenamentos das duas bacias está mais próxima, indicando um maior equilíbrio na operação dessas cascatas.

Além disso, foi realizada uma comparação entre os volumes armazenados (em percentual do VARMáx.) das bacias do Grande e Paranaíba, obtidos pelos modelos ao considerar: (i) configuração agregada, (ii) configuração híbrida, e com os valores observados durante a operação do SIN no mesmo horizonte utilizado para o estudo *backtest*. É possível verificar nas Figuras Figura 93 e Figura 94 que o comportamento alcançado ao considerar a configuração híbrida se assemelha mais aos valores reais observados durante a operação. Na Figura 55 são destacados os casos REE e 25x35, que possuem o mesmo valor de parâmetros do mecanismo de aversão ao risco.

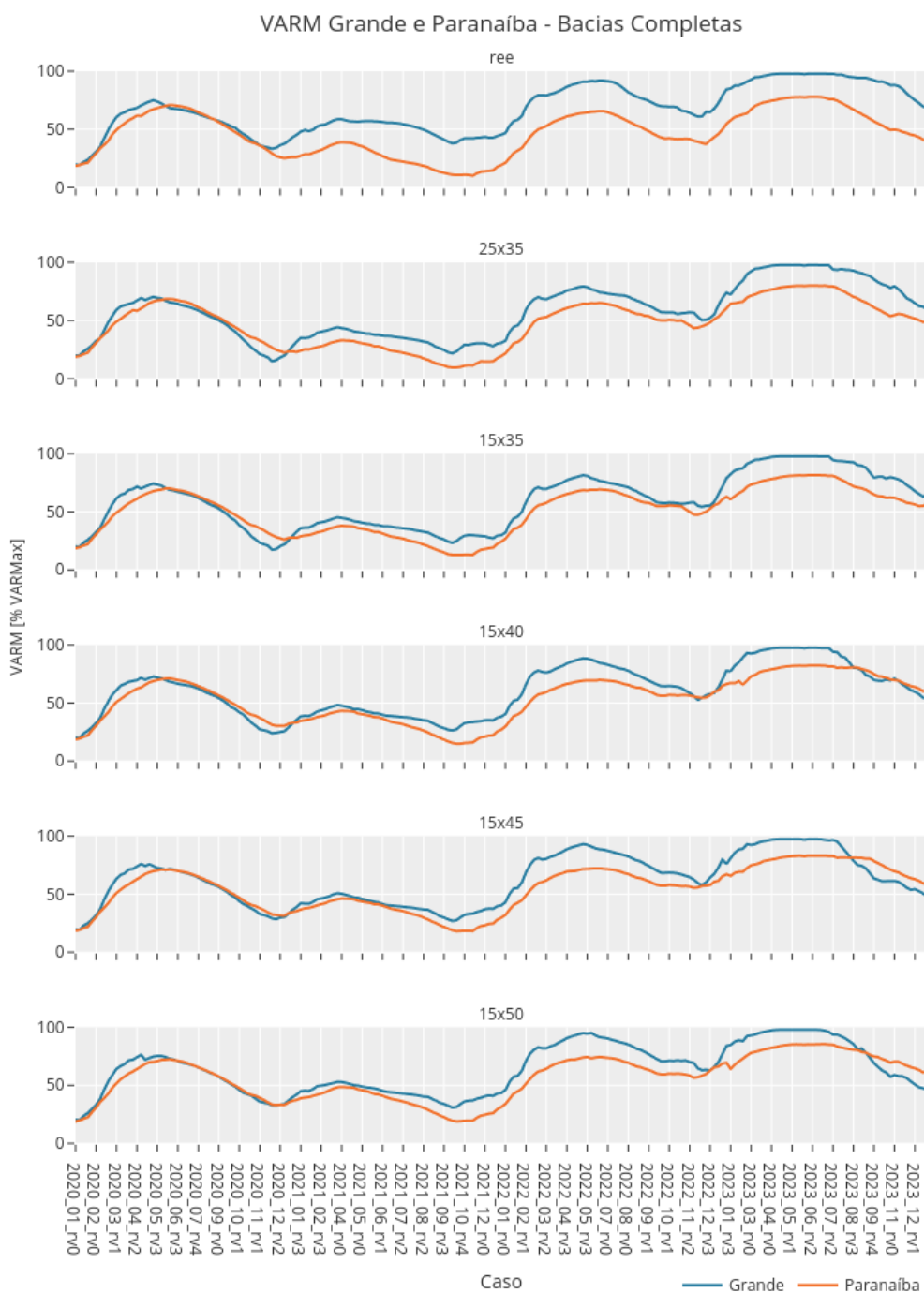


Figura 91 - Volume armazenado (em percentual do VARMáx.) nos reservatórios existentes nas bacias do Grande e do Paranaíba – Modelo DECOMP – backtest.

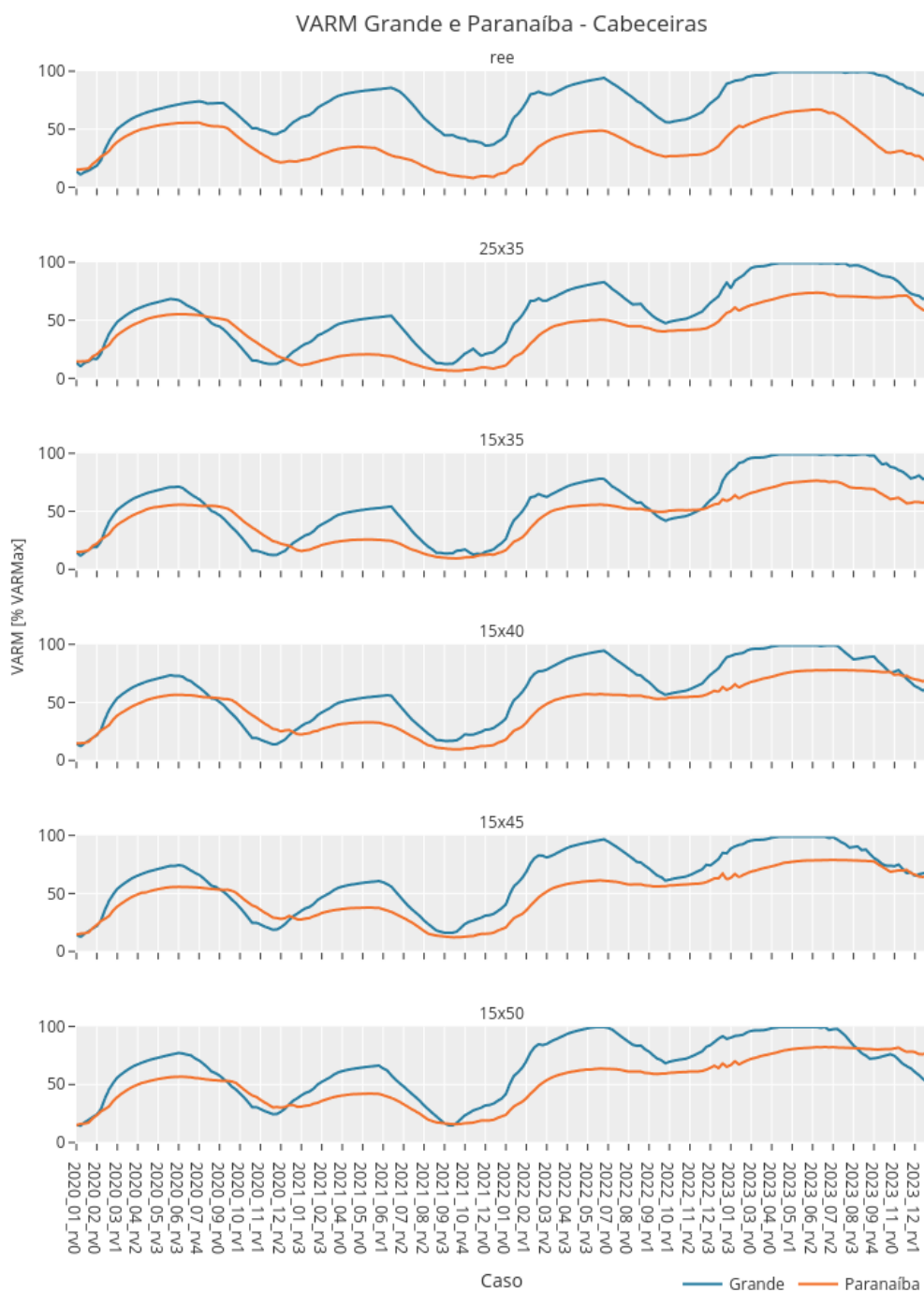


Figura 92 - Volume armazenado (em % do VARMáx.) nos reservatórios de cabeceira existentes nas bacias do Grande e do Paranaíba – Modelo DECOMP – *backtest*.

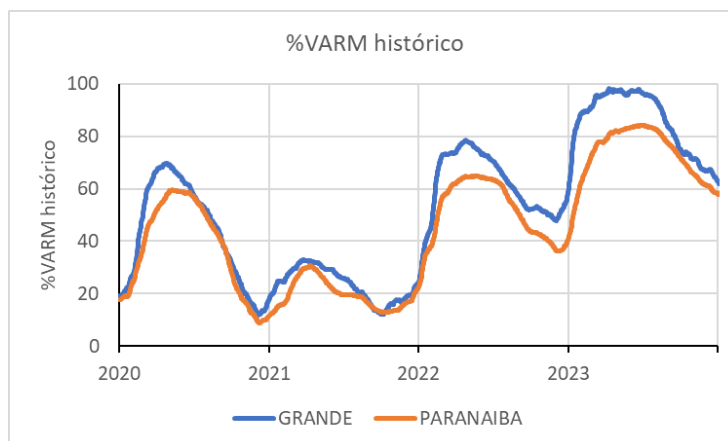


Figura 93 - Volume armazenado (em % do VARMáx.) nos reservatórios existentes nas bacias do Grande e do Paranaíba – Valores observados.

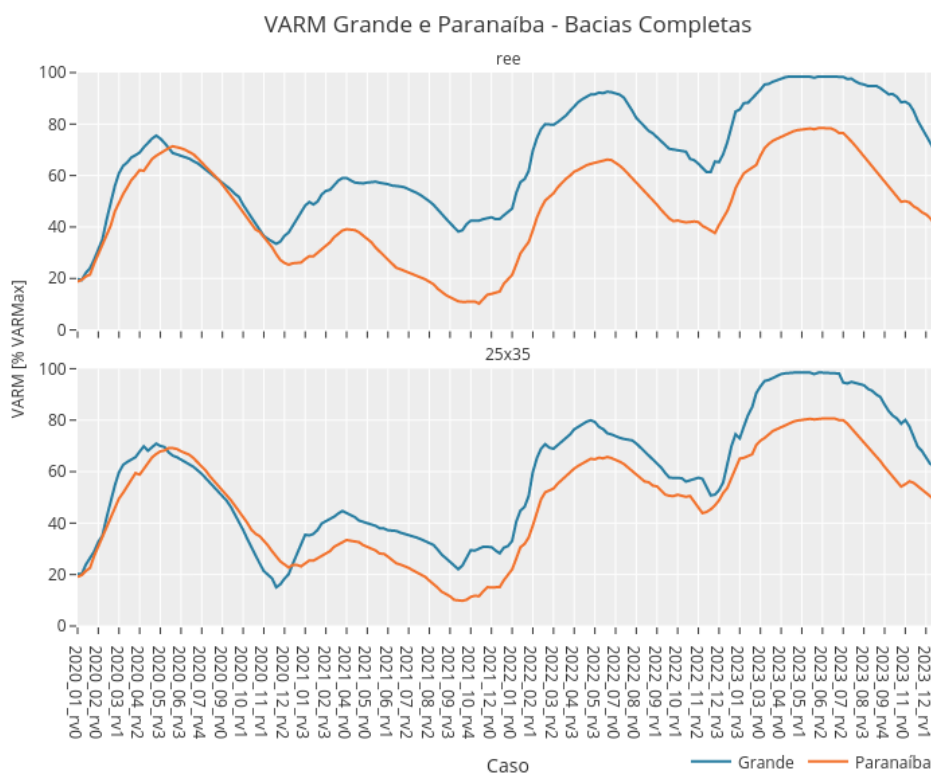


Figura 94 - Volume armazenado (em % do VARMáx.) nos reservatórios existentes nas bacias do Grande e do Paranaíba nos casos REE e 25x35 – Modelo DECOMP – *backtest*.

Em termos numéricos, foi avaliada a diferença do armazenamento percentual médio ao longo do horizonte para as usinas de reservatório pertencentes às bacias em questão. A diferença ao longo do horizonte do *backtest* pode ser vista na Figura 95, enquanto os valores médios para o horizonte se encontram na Tabela 21.

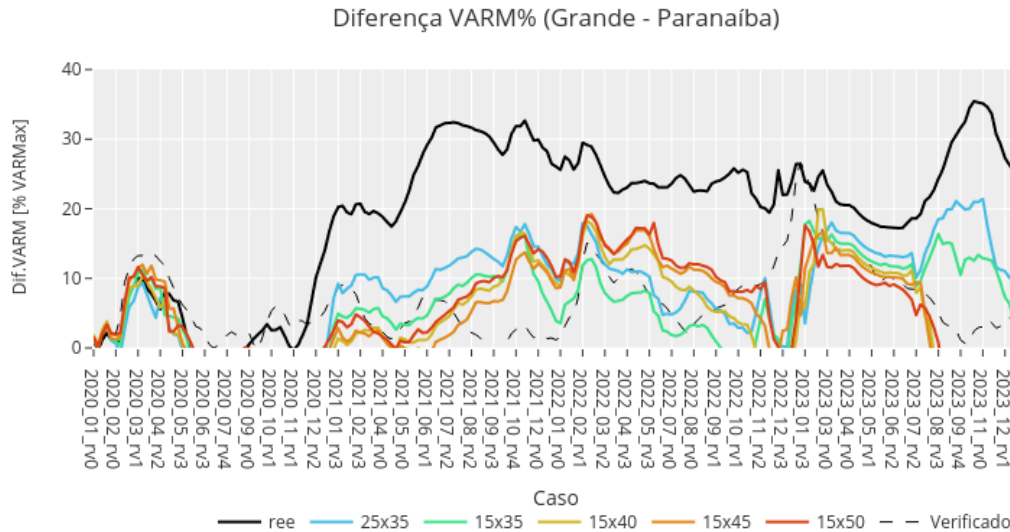


Figura 95 - Diferença nos volumes armazenados (em % do VARMáx.) nos reservatórios existentes nas bacias do Grande e do Paranaíba – Valores simulados e observados.

Tabela 21 - Diferença média nos volumes armazenados (em % do VARMáx) – Modelo DECOMP – *backtest*.

Caso	Diferença (%)
Vigente	19.20
25x35	7.83
15x35	5.55
15x40	4.10
15x45	4.35
15x50	5.33
Verificado	6.67

Nota-se que o caso REE (Vigente) apresenta uma discrepância significativa na forma de gerir os recursos entre ambas as bacias, com os armazenamentos percentuais do Grande ficando significativamente maiores que os do Paranaíba. Todos os casos Híbridos apresentam uma maior proximidade em relação a como estas bacias são balanceadas a operação verificada o horizonte do *backtest*.

6. Estudos encadeados - prospectivos

6.1.Premissas

O prospectivo foi realizado para o período de janeiro de 2024 a dezembro de 2024. As versões dos modelos utilizadas nesse estudo foram:

- GEVAZP: versão 9.1.6;
- DECOMP: versão 31.21; e
- NEWAVE: versão 28.16.4 para o caso Vigente e 28.16.4_micropen para os casos híbridos.

Para o emprego do modelo híbrido com individualização das usinas hidrelétricas nos 12 primeiros meses, foram feitos ajustes nos arquivos dger.dat, ree.dat, penalid.dat do NEWAVE, além da inclusão das restrições de turbinamento mínimo estruturais declaradas via FSARH, que já eram utilizadas pelo DECOMP, mas não pelo NEWAVE.

Alguns arquivos foram inseridos no NEWAVE devido à evolução do modelo: volref_saz.dat, arquivo com os volumes de referência para ajuste da reta que modela a evaporação linear nos estágios individualizados; indices.csv, para informar ao modelo o emprego dos arquivos polinjus.csv através do card HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE, e de volumes de referência para consulta aos polinômios de jusante através do card HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO; polinjus.csv, semelhante ao arquivo do DECOMP; volumes-referencia.csv, contendo a informação dos volumes de referência para consulta aos polinômios de jusante, sazonalizados por usina hidrelétrica e mês do ano.

Para melhorar o tempo de execução do estudo, foi utilizada a funcionalidade de cortes externos. Para tal, o NEWAVE de janeiro de 2024 de cada cenário e sensibilidade de CVaR foi executado a priori de forma completa para originar os cortes externos. Desse modo, os respectivos cortes de cada cenário e sensibilidade de CVaR foram adicionados a todos os decks de NEWAVE no processo encadeado, inclusive o próprio mês de janeiro foi executado novamente com o emprego do corte externo.

Os cenários de vazão e armazenamentos foram: ENA 60% da MLT, com armazenamento igual ao de janeiro de 2021 (E60A21), representando um cenário de hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos; ENA 60% da MLT, com armazenamento igual ao de janeiro de 2024 (E60A24), representando um cenário de

hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados; ENA 80% da MLT, com armazenamento igual ao de janeiro de 2021 (E80A21), cenário de hidrologia baixa e reservatórios baixos; e, por fim, ENA 80% da MLT, com armazenamento igual ao de janeiro de 2024 (E80A24), cenário de hidrologia baixa e reservatórios preservados.

6.2.Resultados

Os resultados para o caso E60A21 são apresentados na Figura 96 à Figura 103. Na Figura 96 e Figura 97 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente. A Tabela 22 apresenta os valores de energia armazenada do SIN para os meses de novembro (início do período úmido) e dezembro. Os resultados mostram que conforme maior o nível de aversão ao risco, maior é a energia armazenada final, como esperado. Destaca-se que para o SIN, os casos Híbridos com CVaR(15,40) e CVaR(15,45) alcançaram valores próximos de armazenamento em relação ao modelo vigente no mês de novembro e dezembro.

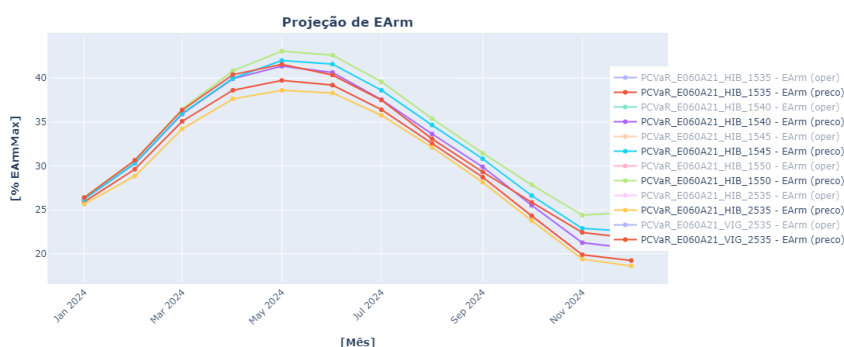


Figura 96 – Energia armazenada do SIN - Prospectivo E60A21.

Tabela 22 – Energia armazenada do SIN de novembro e dezembro de 2024 - Prospectivo E60A21.

Caso	Nov/24 (%EARMmax)	Dez/24 (%EARMmax)
Vigente	22,4	21,8
Híbrido com CVaR(25,35)	19,4	18,6
Híbrido com CVaR(15,35)	19,9	19,2
Híbrido com CVaR(15,40)	21,3	20,6
Híbrido com CVaR(15,45)	22,9	22,5
Híbrido com CVaR(15,50)	24,4	24,7

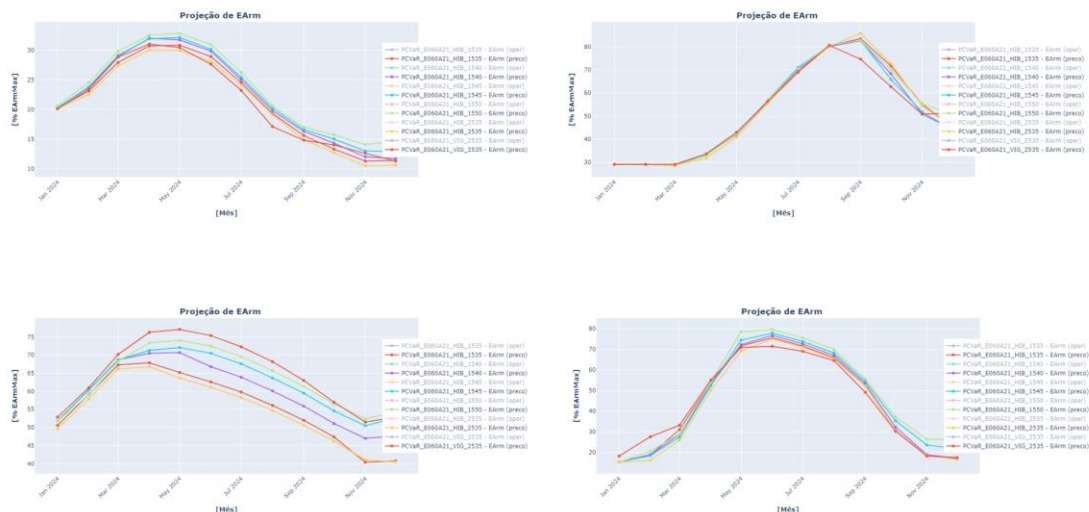


Figura 97 - Energia armazenada por submercado - Prospectivo E60A21.

A Figura 98 e a Figura 99 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e por cada submercado, respectivamente. Os valores médios de geração hidrelétrica do SIN são apresentados na Tabela 23. De forma análoga ao armazenamento, quanto maior a aversão ao risco, menor é a geração hidrelétrica.

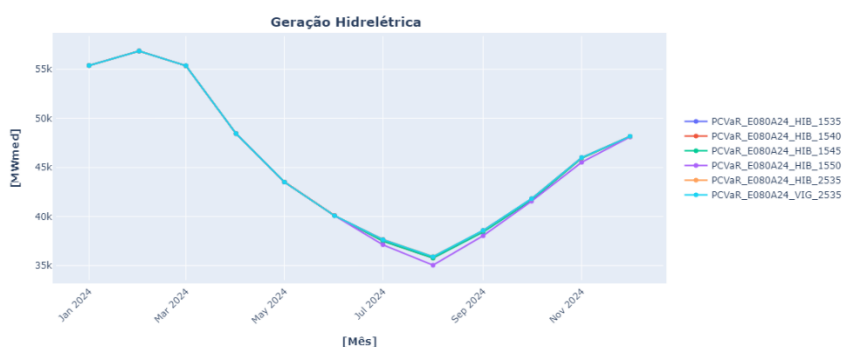


Figura 98 - Geração hidrelétrica do SIN - Prospectivo E60A21.

Tabela 23 - Geração hidrelétrica média do SIN - Prospectivo E60A21.

Caso	GH SIN (MWm)
Vigente	37.285
Híbrido com CVaR(25,35)	38.051
Híbrido com CVaR(15,35)	38.003
Híbrido com CVaR(15,40)	37.728
Híbrido com CVaR(15,45)	37.272
Híbrido com CVaR(15,50)	36.732

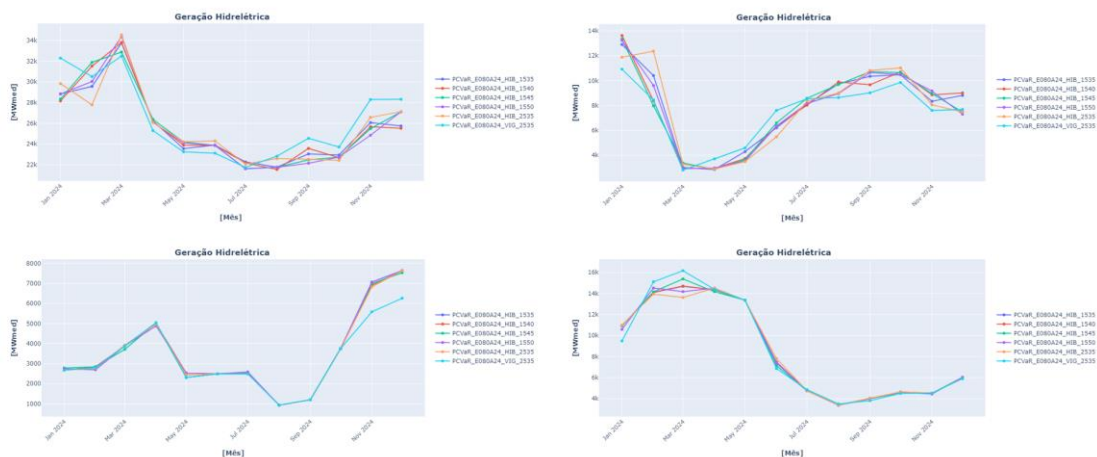


Figura 99 - Geração hidrelétrica por submercado - Prospectivo E60A21.

A Figura 100 e a Figura 101 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente. Os valores médios de geração termelétrica do SIN são apresentados na Tabela 24. De forma coerente aos resultados de armazenamento e geração hidráulica, quanto maior a aversão ao risco, maior é a geração termelétrica. Destaca-se que para o SIN, os casos Híbridos com CVaR(15,40) e CVaR(15,45) alcançaram valores médios próximos de geração térmica ao modelo vigente.

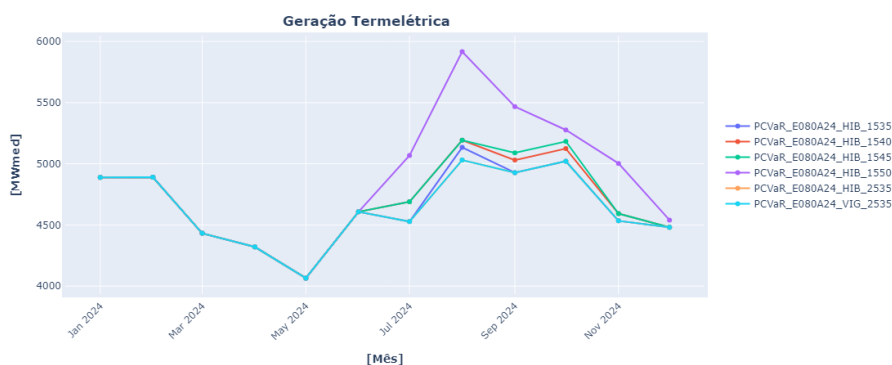


Figura 100 - Geração termelétrica do SIN - Prospectivo E60A21.

Tabela 24 - Geração termelétrica média do SIN - Prospectivo E60A21.

Caso	GT SIN (MWmed)
Vigente	13.006
Híbrido com CVaR(25,35)	12.241
Híbrido com CVaR(15,35)	12.289
Híbrido com CVaR(15,40)	12.564
Híbrido com CVaR(15,45)	13.020
Híbrido com CVaR(15,50)	13.559

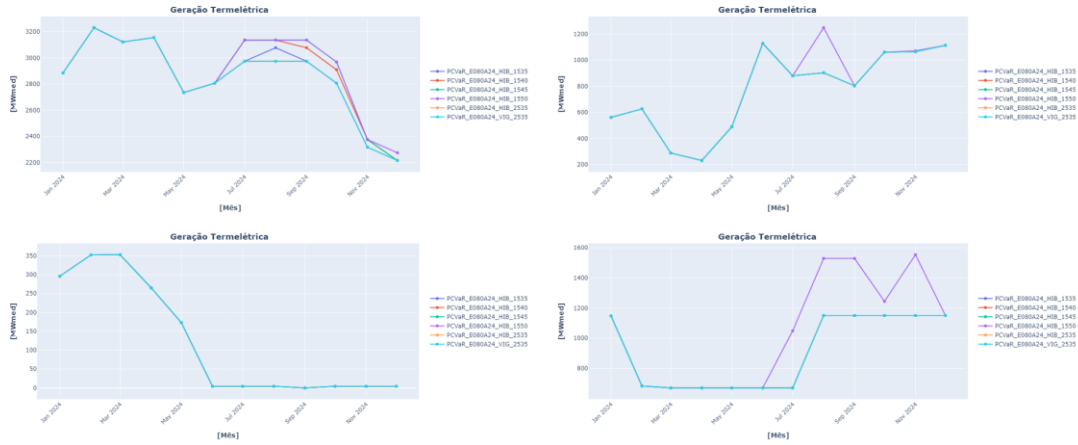


Figura 101 - Geração termelétrica por submercado - Prospectivo E60A21.

O PLD é apresentado na Figura 102. Os valores médios de PLD do Sudeste (sem piso e sem teto) ao longo do período são apresentados na Tabela 25. Desse modo, de forma análoga ao despacho térmico, o aumento da aversão ao risco impactou na média do PLD, mas mesmo o CVaR mais avesso ao risco ainda se mantém próximo do PLD médio Vigente.

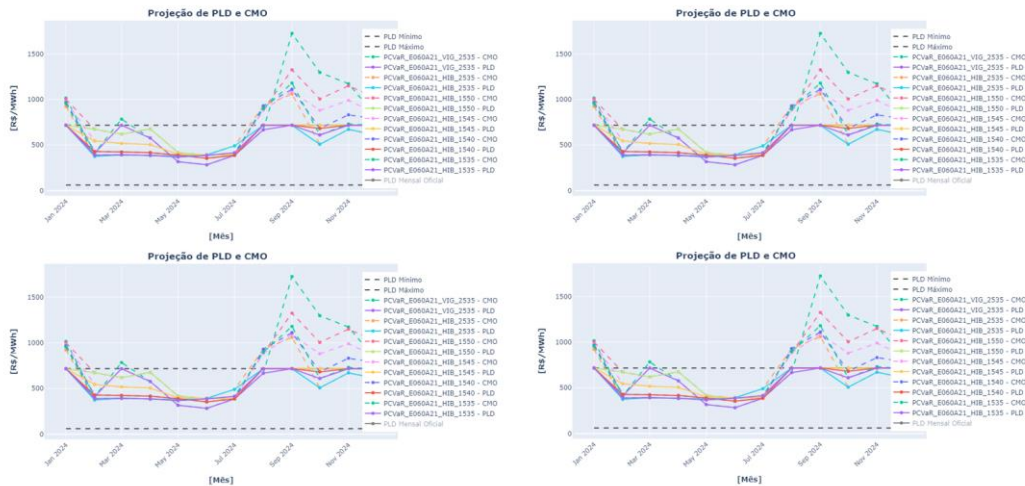


Figura 102 – PLD de todos os submercados - Prospectivo E60A21.

Tabela 25 - Média do PLD do Sudeste - Prospectivo E60A21.

Caso	PLD SE (R\$/MWh)
Vigente	787,4
Híbrido com CVaR(25,35)	592,9
Híbrido com CVaR(15,35)	618,6
Híbrido com CVaR(15,40)	642,1
Híbrido com CVaR(15,45)	701,5
Híbrido com CVaR(15,50)	795,8

Por fim, a Figura 103 e a Tabela 26 apresentam os resultados de vertimento turbinável do SIN. Desse modo, os resultados mostram que o aumento da aversão ao risco não culminou em aumento dos valores médios de vertimento.

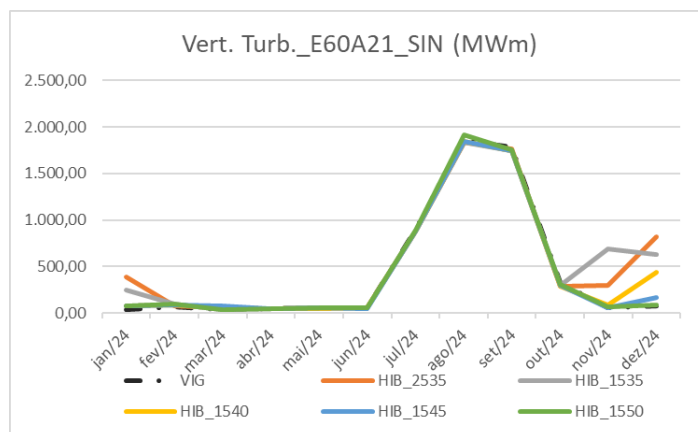


Figura 103 - Vertimento turbinável do SIN - Prospectivo E60A21.

Tabela 26 – Vertimento turbinável médio do SIN - Prospectivo E60A21.

Caso	VT SIN (MWm)
Vigente	441
Híbrido com CVaR(25,35)	545
Híbrido com CVaR(15,35)	550
Híbrido com CVaR(15,40)	470
Híbrido com CVaR(15,45)	448
Híbrido com CVaR(15,50)	448

Em sequência são apresentados os resultados para o caso E60A24 na Figura 104 à Figura 111. Na Figura 104 e na Figura 105 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente. A Tabela 27 apresenta os valores de energia armazenada do SIN para os meses de novembro (início do período úmido) e dezembro. Destaca-se que para o SIN, os casos Híbridos com aversão ao risco igual ou superior ao CVaR(15,40) alcançaram valores iguais ou superiores de armazenamento em relação ao modelo vigente no mês de novembro.

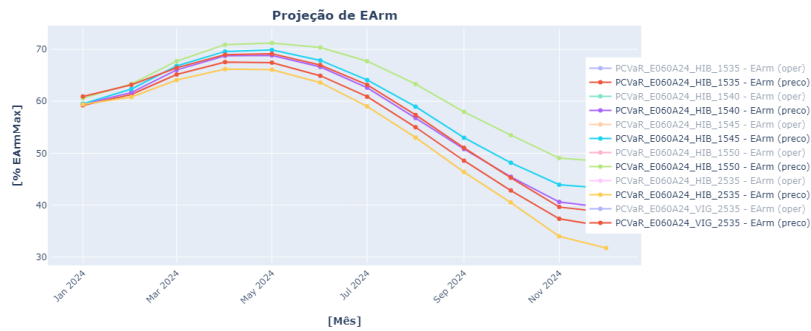


Figura 104 - Energia armazenada do SIN - Prospectivo E60A24.

Tabela 27 - Energia armazenada do SIN de novembro e dezembro de 2024 - Prospectivo E60A24.

Caso	Nov/24 (%EARMmax)	Dez/24 (%EARMmax)
Vigente	39,6	38,6
Híbrido com CVaR(25,35)	34,0	31,8
Híbrido com CVaR(15,35)	37,4	35,9
Híbrido com CVaR(15,40)	40,6	39,5
Híbrido com CVaR(15,45)	43,9	43,2
Híbrido com CVaR(15,50)	49,1	48,4

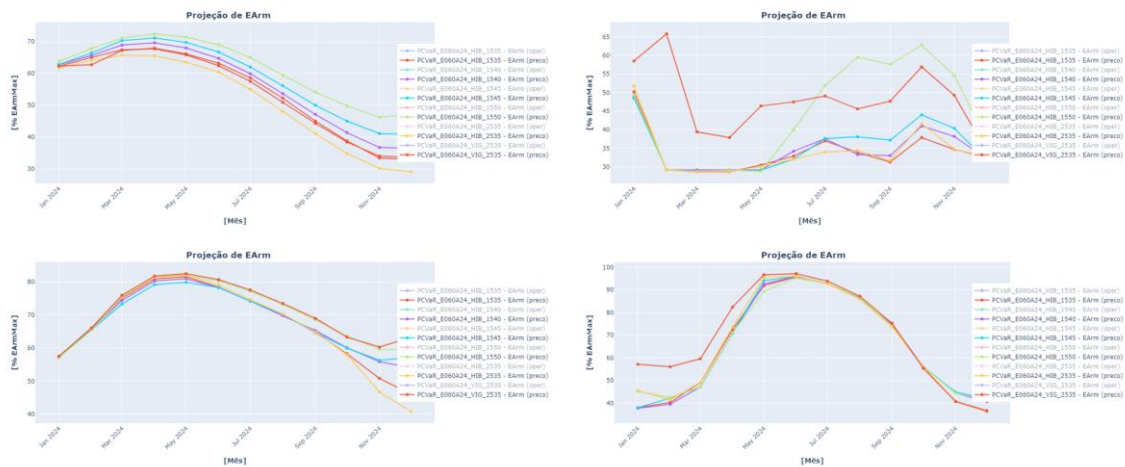


Figura 105 - Energia armazenada por submercado - Prospectivo E60A24.

A Figura 106 e Figura 107 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e para cada submercado, respectivamente. Os valores médios de geração hidrelétrica do SIN são apresentados na Tabela 28.

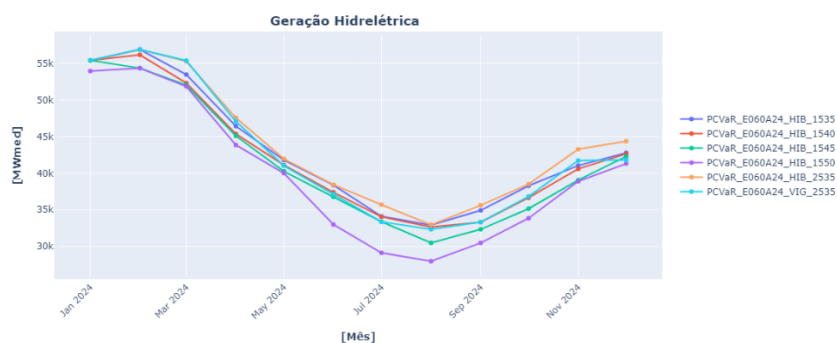


Figura 106 - Geração hidrelétrica do SIN - Prospectivo E60A24.

Tabela 28 - Geração hidrelétrica média do SIN - Prospectivo E60A24.

Caso	GH SIN (MWh)
Vigente	42.688
Híbrido com CVaR(25,35)	43.825
Híbrido com CVaR(15,35)	43.031
Híbrido com CVaR(15,40)	42.300
Híbrido com CVaR(15,45)	41.384
Híbrido com CVaR(15,50)	39.884

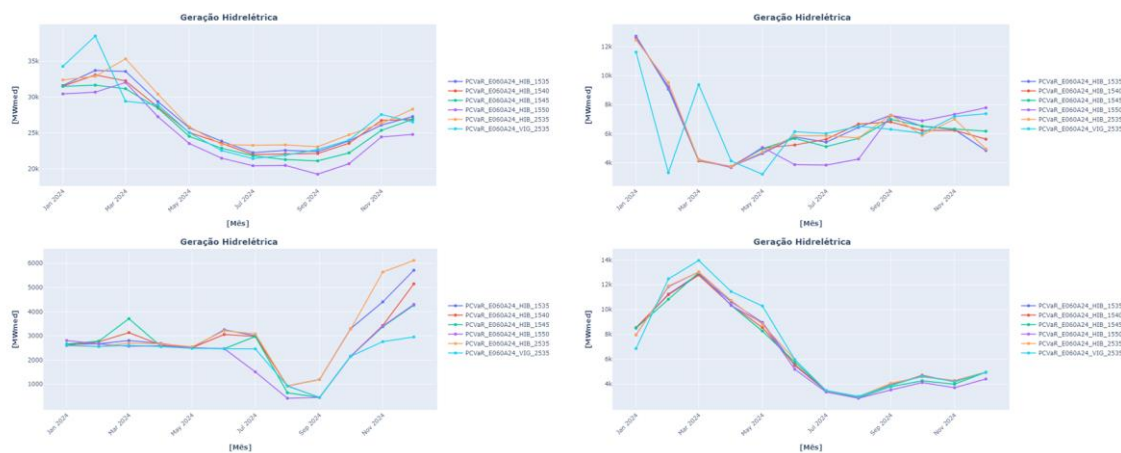


Figura 107 - Geração Hidrelétrica por submercado - Prospectivo E60A24.

A Figura 108 e a Figura 109 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente. Os valores médios de geração termelétrica do SIN são apresentados na Tabela 29. Destaca-se que para o SIN, os casos Híbridos com aversão ao risco superior ao CVaR(15,40) alcançaram valores superiores de geração térmica em relação ao modelo Vigente.

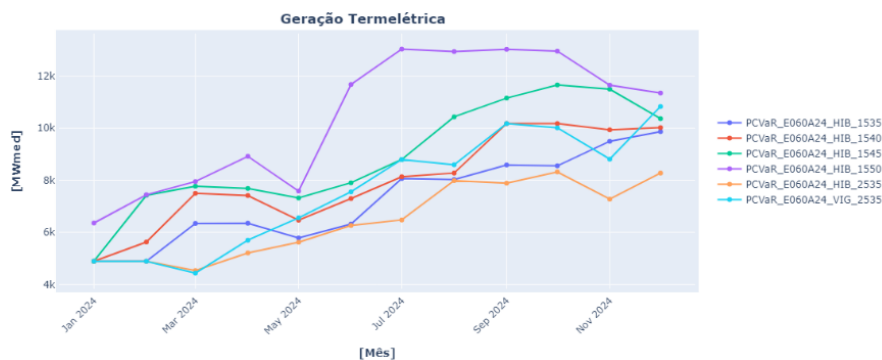


Figura 108 - Geração termelétrica do SIN - Prospectivo E60A24.

Tabela 29 - Geração termelétrica média do SIN - Prospectivo E60A24.

Caso	GT SIN (MWh)
Vigente	7.604
Híbrido com CVaR(25,35)	6.469
Híbrido com CVaR(15,35)	7.264
Híbrido com CVaR(15,40)	7.993
Híbrido com CVaR(15,45)	8.908
Híbrido com CVaR(15,50)	10.408

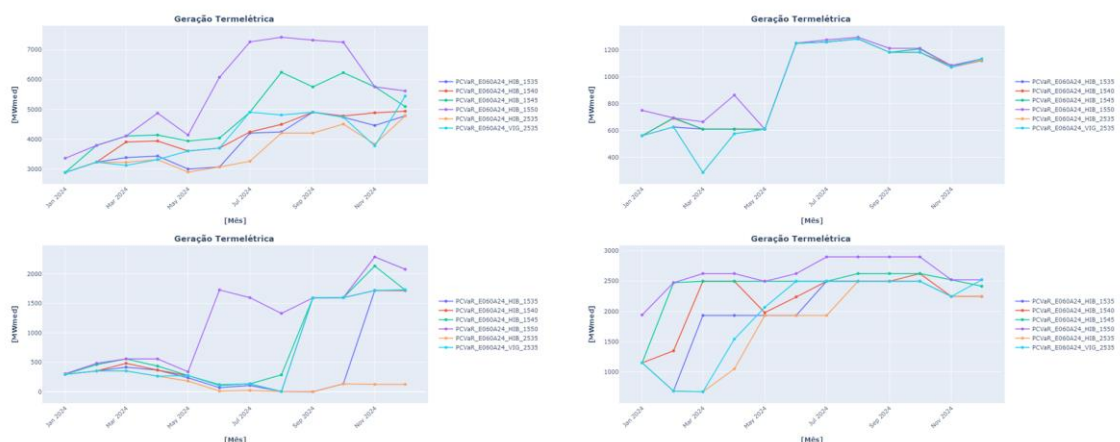


Figura 109 - Geração termelétrica por submercado - Prospectivo E60A24.

O PLD é apresentado na Figura 110 e na Figura 102. Os valores médios de PLD do Sudeste (sem piso e sem teto) ao longo do período são apresentados na Tabela 30. Desse modo, o aumento da aversão ao risco impactou no aumento da média do PLD.

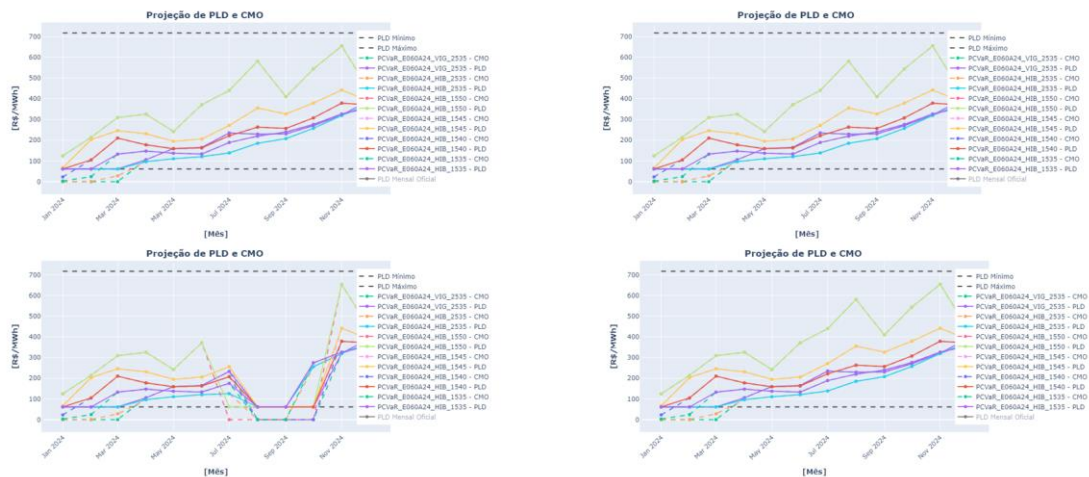


Figura 110 – PLD de todos os submercados - Prospectivo E60A24.

Tabela 30 – Média do PLD do SE - Prospectivo E60A24.

Caso	PLD SE (R\$/MWh)
Vigente	175,4
Híbrido com CVaR(25,35)	152,9
Híbrido com CVaR(15,35)	182,0
Híbrido com CVaR(15,40)	219,4
Híbrido com CVaR(15,45)	275,6
Híbrido com CVaR(15,50)	387,8

Por fim, a Figura 111 e a Tabela 31 apresentam os resultados de vertimento turbinável do SIN. Desse modo, os resultados mostram que o aumento da aversão ao risco não representa um aumento significativo dos valores médios de vertimento.

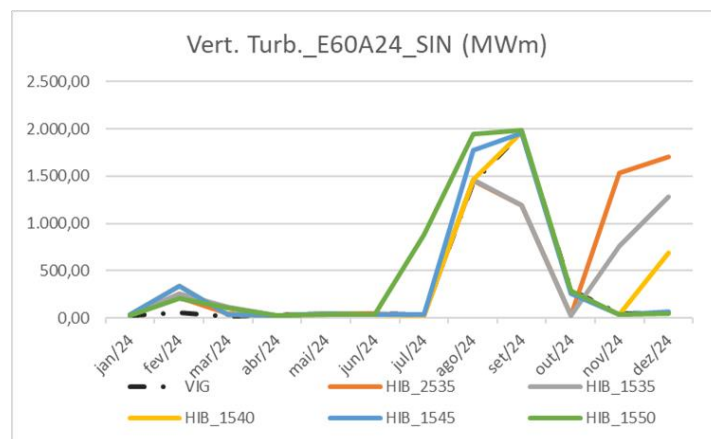


Figura 111 - Vertimento turbinável do SIN - Prospectivo E60A24.

Tabela 31 – Vertimento turbinável médio do SIN - Prospectivo E60A24.

Caso	VT SIN (MWm)
Vigente	338
Híbrido com CVaR(25,35)	530
Híbrido com CVaR(15,35)	438
Híbrido com CVaR(15,40)	415
Híbrido com CVaR(15,45)	385
Híbrido com CVaR(15,50)	468

Dando prosseguimento, são apresentados na Figura 112 à Figura 119 os resultados para o caso E80A21. Na Figura 112 e na Figura 113 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente. Os valores de energia armazenada para o mês de novembro (início do período úmido) e dezembro, são apresentados na Tabela 32. Os resultados mostram que, conforme o esperado, quanto maior o nível de aversão ao risco, maior é a energia armazenada final. Destaca-se que para o SIN, todos os casos Híbridos da família $\alpha=15$ alcançaram valores superiores de armazenamento em relação ao modelo vigente nos meses de novembro e dezembro.

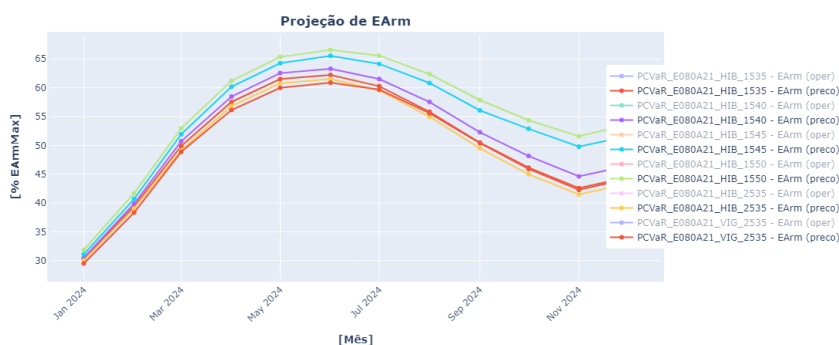


Figura 112 - Energia armazenada do SIN - Prospectivo E80A21.

Tabela 32 - Energia armazenada do SIN de novembro e dezembro de 2024 - Prospectivo E80A21.

Caso	Nov/24 (%EARMmax)	Dez/24 (%EARMmax)
Vigente	42,3	44,2
Híbrido com CVaR(25,35)	41,5	43,3
Híbrido com CVaR(15,35)	42,6	44,5
Híbrido com CVaR(15,40)	44,6	46,4
Híbrido com CVaR(15,45)	49,8	51,6
Híbrido com CVaR(15,50)	51,6	53,6

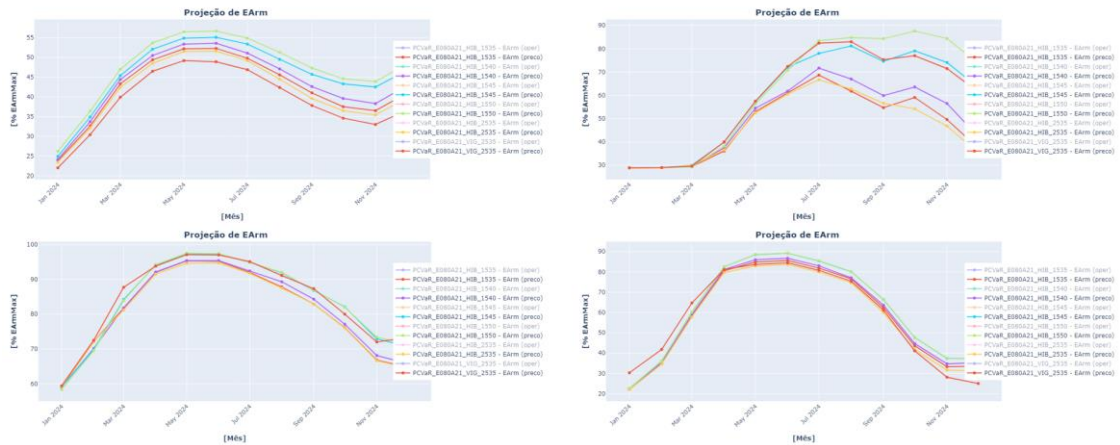


Figura 113 - Energia armazenada por submercado - Prospectivo E80A21.

A Figura 114 e a Figura 115 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e para cada submercado, respectivamente. Os valores médios de geração hidrelétrica do SIN são apresentados na Tabela 33. De forma análoga ao armazenamento, quanto maior a aversão ao risco, menor é a geração hidrelétrica.

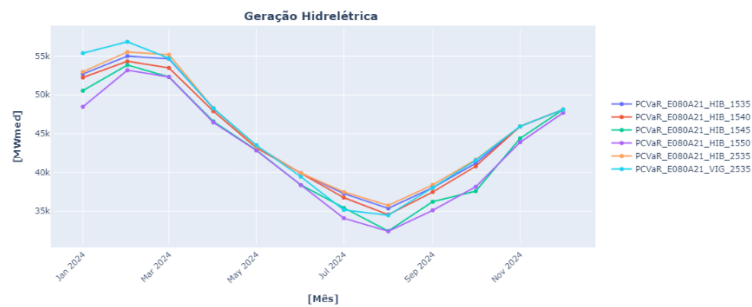


Figura 114 - Geração hidrelétrica do SIN - Prospectivo E80A21.

Tabela 33 - Geração hidrelétrica média do SIN - Prospectivo E80A21.

Caso	GH SIN (MWm)
Vigente	45.127
Híbrido com CVaR(25,35)	45.220
Híbrido com CVaR(15,35)	44.987
Híbrido com CVaR(15,40)	44.560
Híbrido com CVaR(15,45)	43.236
Híbrido com CVaR(15,50)	42.753

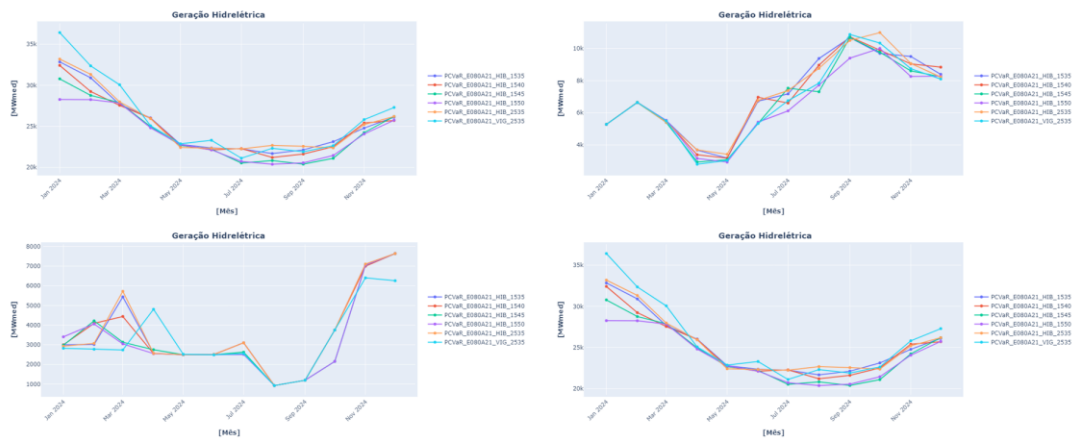


Figura 115 - Geração hidrelétrica por submercado - Prospectivo E80A21.

A Figura 116 e a Figura 117 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente. Os valores médios de geração termelétrica do SIN são apresentados na Tabela 34. De forma coerente aos resultados de armazenamento e geração hidráulica, quanto maior a aversão ao risco, maior é a geração termelétrica. Destaca-se que para o SIN, todos os casos Híbridos apresentaram na média valores próximos ou superiores de geração térmica em relação ao modelo vigente.

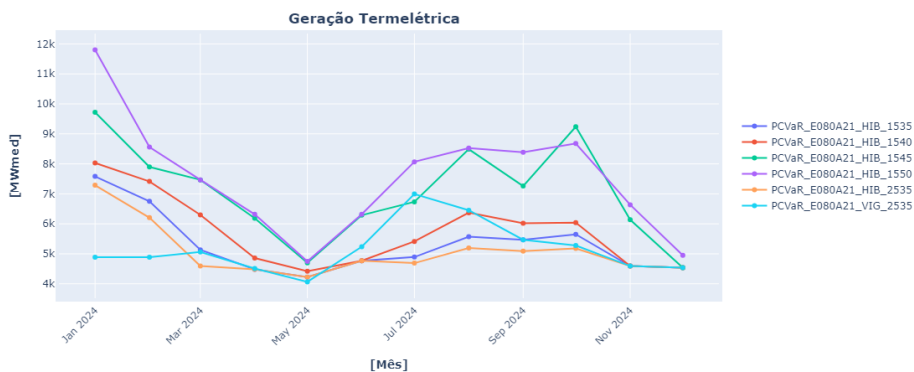


Figura 116 - Geração termelétrica do SIN - Prospectivo E80A21.

Tabela 34 - Geração termelétrica média do SIN - Prospectivo E80A21.

Caso	GT SIN (MWm)
Vigente	5.165
Híbrido com CVaR(25,35)	5.071
Híbrido com CVaR(15,35)	5.305
Híbrido com CVaR(15,40)	5.731
Híbrido com CVaR(15,45)	7.055
Híbrido com CVaR(15,50)	7.538

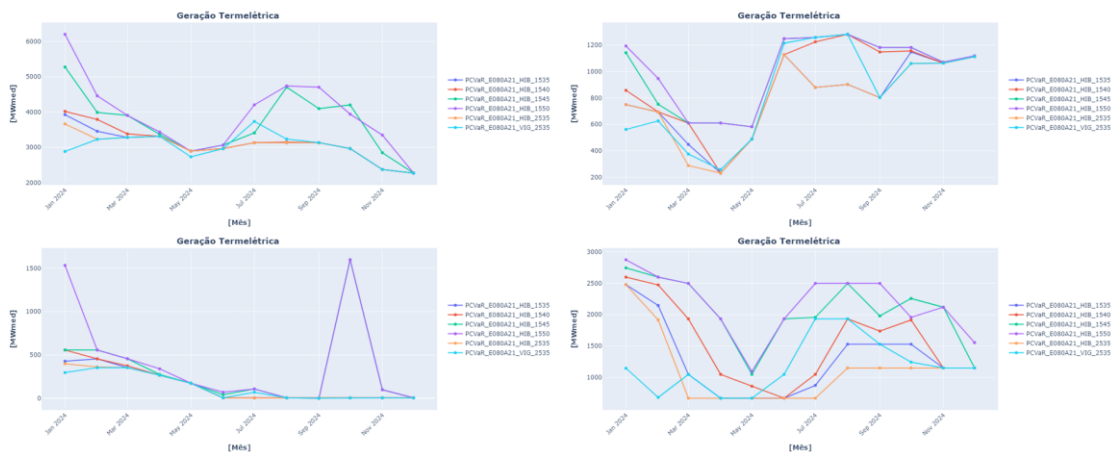


Figura 117 - Geração termelétrica por submercado - Prospectivo E80A21.

O PLD é apresentado na Figura 118. Os valores médios de PLD do Sudeste (sem piso e sem teto) ao longo do período são apresentados na Tabela 35. Desse modo, de forma análoga ao despacho térmico, o aumento da aversão ao risco impactou no aumento da média do PLD.

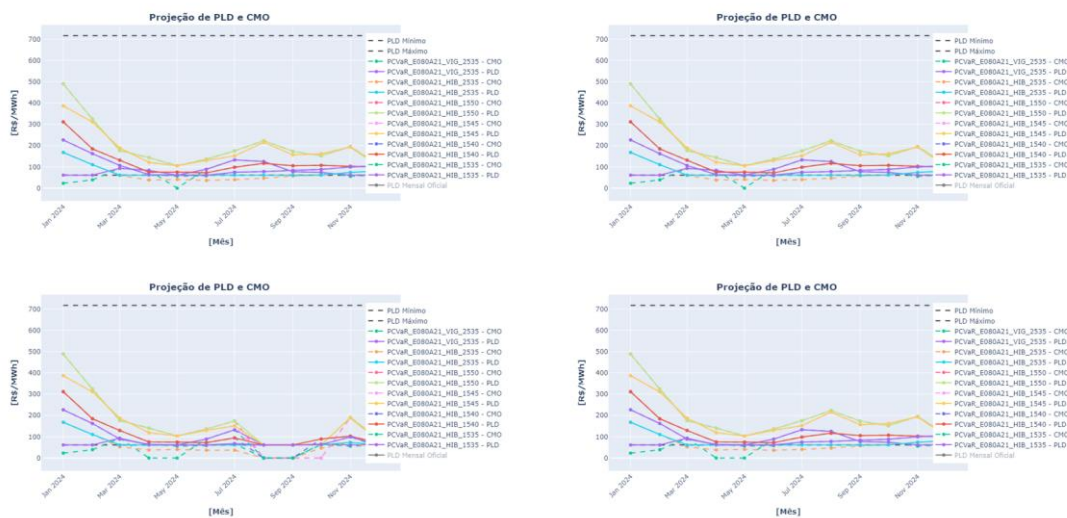


Figura 118 – PLD de todos os submercados - Prospectivo E80A21.

Tabela 35 – Média do PLD do Sudeste - Prospectivo E80A21.

Caso	PLD SE (R\$/MWh)
Vigente	71,2
Híbrido com CVaR(25,35)	67,8
Híbrido com CVaR(15,35)	100,0
Híbrido com CVaR(15,40)	123,3
Híbrido com CVaR(15,45)	185,3
Híbrido com CVaR(15,50)	200,5

A Figura 119 e a Tabela 36 apresentam os resultados de vertimento turbinável do SIN. Desse modo, os resultados mais uma vez mostram que o aumento da aversão ao risco não culminou em aumento dos valores médios de vertimento.

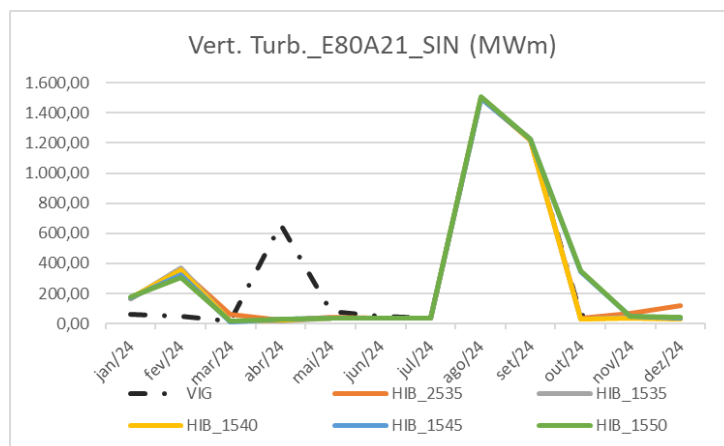


Figura 119 - Vertimento turbinável do SIN - Prospectivo E80A21.

Tabela 36 – Vertimento turbinável médio do SIN - Prospectivo E80A21.

Caso	VT SIN (MWh)
Vigente	318
Híbrido com CVaR(25,35)	305
Híbrido com CVaR(15,35)	292
Híbrido com CVaR(15,40)	289
Híbrido com CVaR(15,45)	316
Híbrido com CVaR(15,50)	317

Por último, a Figura 120 à Figura 127 apresentam os resultados para o caso E80A24. Na Figura 120 e na Figura 121 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente. Os valores de energia armazenada do SIN para o mês de novembro (início do período úmido) e dezembro são apresentados na Tabela 37. Os resultados mostram que todos os casos apresentaram um armazenamento em torno de 73% EARMmax e 75% EARMmax em novembro e dezembro, respectivamente.

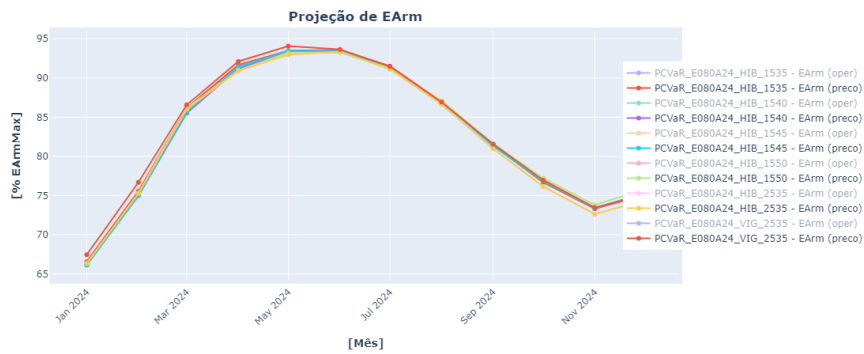


Figura 120 - Energia armazenada do SIN – Prospectivo E80A24.

Tabela 37 - Energia armazenada do SIN de novembro e dezembro de 2024 - Prospectivo E80A24.

Caso	Nov/24 (%EARMmax)	Dez/24 (%EARMmax)
Vigente	73,5	75,1
Híbrido com CVaR(25,35)	72,6	74,4
Híbrido com CVaR(15,35)	73,3	75,1
Híbrido com CVaR(15,40)	73,4	75,3
Híbrido com CVaR(15,45)	73,4	75,2
Híbrido com CVaR(15,50)	73,8	75,8

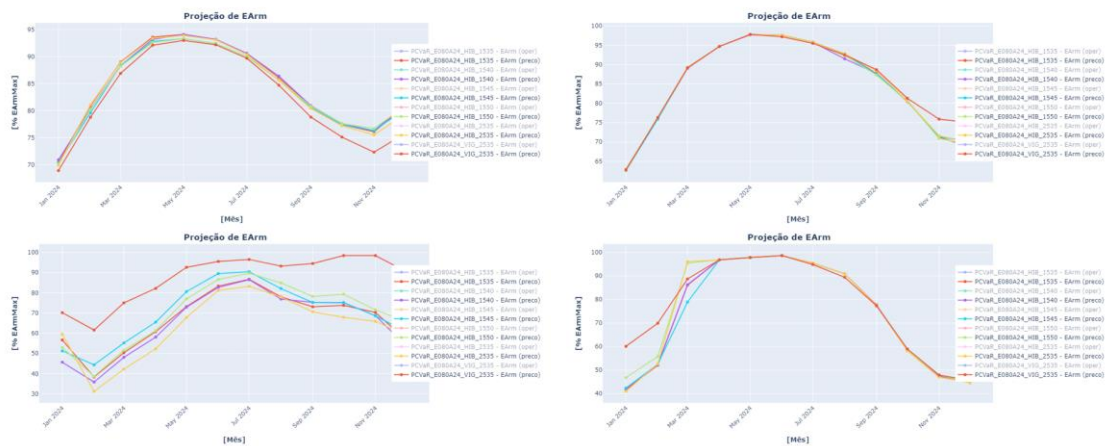


Figura 121 - Energia armazenada por submercado – Prospectivo E80A24.

A Figura 122 e a Figura 123 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e para cada submercado, respectivamente. Os valores médios de geração hidrelétrica do SIN são apresentados na Tabela 38. Para o SIN, quase todos os casos geraram na média em torno de 45,6 GWm. Apenas o Híbrido com CVaR(15,50) gerou em torno de 45,4 GWm.

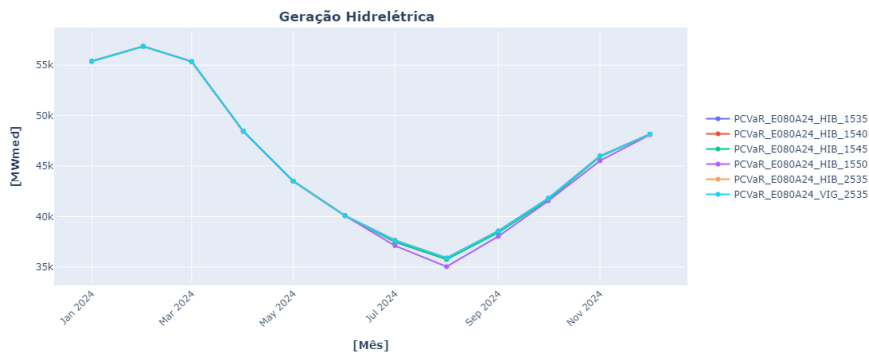


Figura 122 - Geração hidrelétrica do SIN – Prospectivo E80A24.

Tabela 38 - Geração hidrelétrica média do SIN - Prospectivo E80A24.

Caso	GH SIN (MWh)
Vigente	45.648
Híbrido com CVaR(25,35)	45.650
Híbrido com CVaR(15,35)	45.641
Híbrido com CVaR(15,40)	45.601
Híbrido com CVaR(15,45)	45.591
Híbrido com CVaR(15,50)	45.420

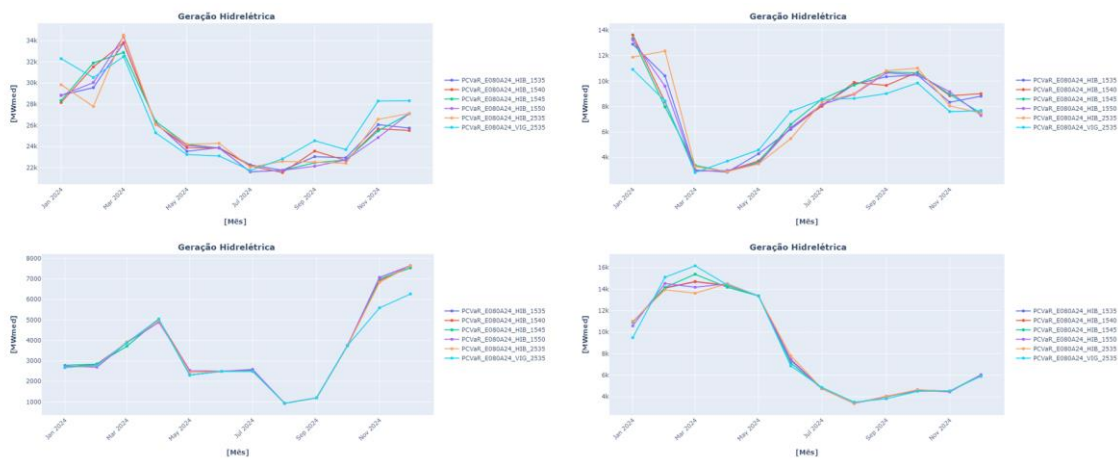


Figura 123 - Geração hidrelétrica por submercado – Prospectivo E80A24.

A Figura 124 e a Figura 125 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente. Os valores médios de geração termelétrica do SIN são apresentados na Tabela 39. Para o SIN, os casos geraram na média do período entre 4,6 GWm e 4,8 GWm, estando a geração bem próxima da inflexibilidade termelétrica, mesmo com o aumento do CVaR.

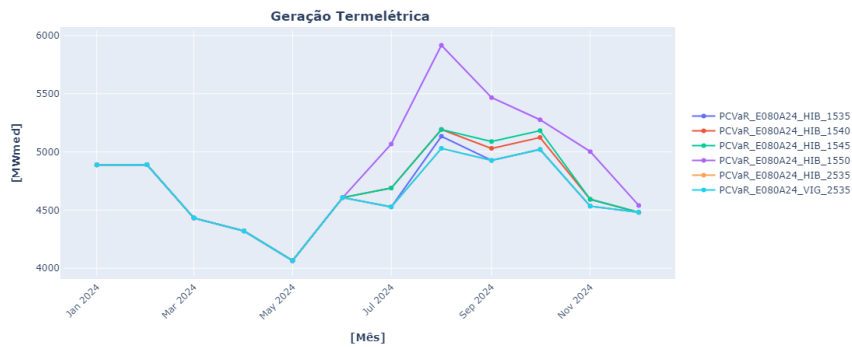


Figura 124 - Geração termelétrica do SIN – Prospectivo E80A24.

Tabela 39 - Geração termelétrica média do SIN - Prospectivo E80A24.

Caso	GT SIN (MWm)
Vigente	4.644
Híbrido com CVaR(25,35)	4.644
Híbrido com CVaR(15,35)	4.652
Híbrido com CVaR(15,40)	4.693
Híbrido com CVaR(15,45)	4.703
Híbrido com CVaR(15,50)	4.873

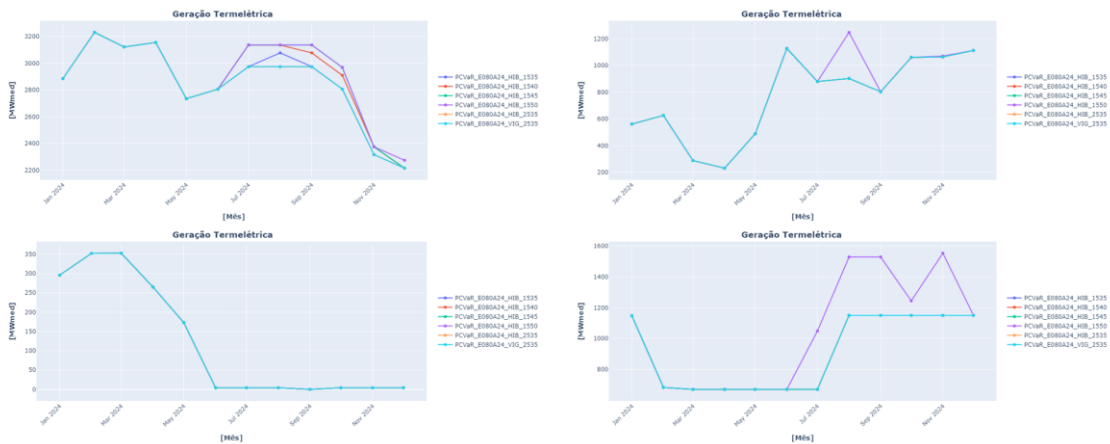


Figura 125 - Geração termelétrica por submercado – Prospectivo E80A24.

O PLD é apresentado na Figura 126. Os valores médios de PLD do Sudeste (sem piso e sem teto) ao longo do período são apresentados na Tabela 40. Refletindo a geração térmica próxima da inflexibilidade, os preços ficaram abaixo do piso.

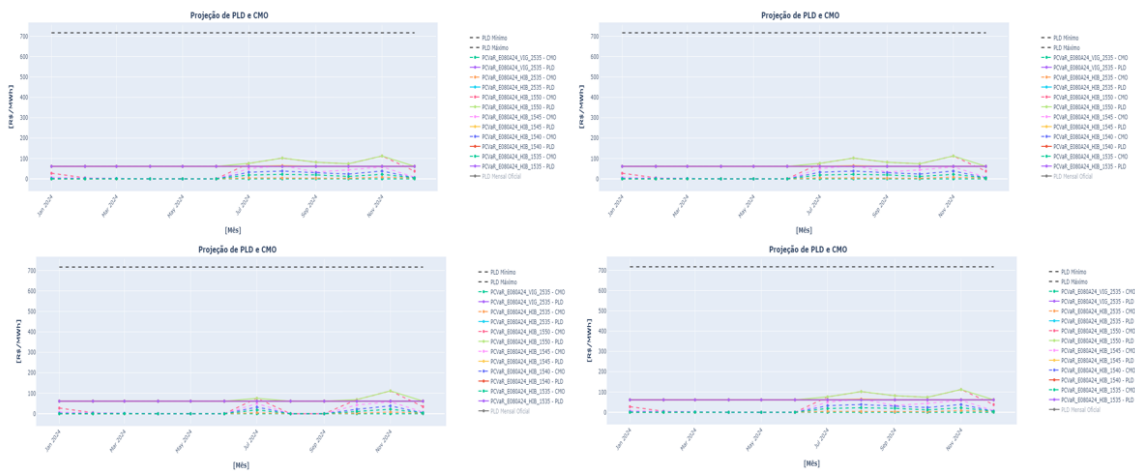


Figura 126 – PLD de todos os submercados – Prospectivo E80A24.

Tabela 40 – Média do PLD do Sudeste - Prospectivo E80A24.

Caso	PLD SE (R\$/MWh)
Vigente	0,0
Híbrido com CVaR(25,35)	2,2
Híbrido com CVaR(15,35)	8,2
Híbrido com CVaR(15,40)	14,5
Híbrido com CVaR(15,45)	22,6
Híbrido com CVaR(15,50)	43,0

Por fim, a Figura 127 e a Tabela 41 apresentam os resultados de vertimento turbinável do SIN. Desse modo, os resultados mostram que o aumento da aversão ao risco não culminou em aumento dos valores médios de vertimento mesmo em momentos com abundância hídrica.

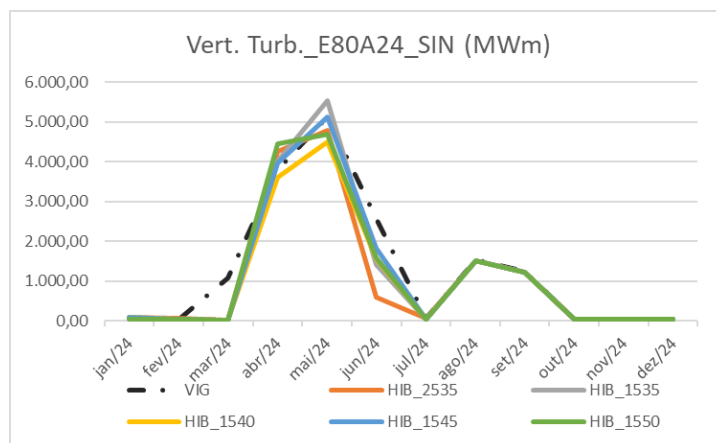


Figura 127 - Vertimento turbinável do SIN – Prospectivo E80A24.

Tabela 41 – Vertimento turbinável médio do SIN - Prospectivo E80A24.

Caso	VT SIN (MWm)
Vigente	1.299
Híbrido com CVaR(25,35)	1.061
Híbrido com CVaR(15,35)	1.164
Híbrido com CVaR(15,40)	1.058
Híbrido com CVaR(15,45)	1.162
Híbrido com CVaR(15,50)	1.143

7. Avaliação de impactos comerciais

Para um melhor entendimento dos possíveis impactos comerciais oriundos das implementações propostas pela Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP nos modelos computacionais, esta seção apresenta a avaliação comparativa do despacho térmico, custo total de geração térmica, custos referentes à parcela de geração fora da ordem de mérito, GSF (fator de ajuste do MRE) e o impacto financeiro no MRE. Para tal, os resultados estão divididos em duas seções: 7.1, relacionada ao despacho térmico e custos associados; e 7.2, onde são apresentados os impactos relacionados à geração hidráulica no MRE.

7.1.Custos relacionados ao despacho térmico

Esta seção apresenta os resultados referentes ao despacho termelétrico obtido nos casos simulados do *backtest* e do prospectivo e os custos de geração associados à operação. Adicionalmente, os casos do *backtest* são comparados com a geração termelétrica e importação realizadas, obtidos com base no sistema de Divulgação de Resultados e Informações, DRI, disponibilizado pela CCEE. Para a compatibilização dos dados de geração termelétrica indicada pelos modelos com o valor realizado, foram considerados apenas os dados de geração realizados das usinas que compõem o deck do DECOMP de cada revisão. A Figura 128 e a Figura 129 apresentam os montantes de geração térmica, em MWm, para o *backtest* e prospectivo, respectivamente.

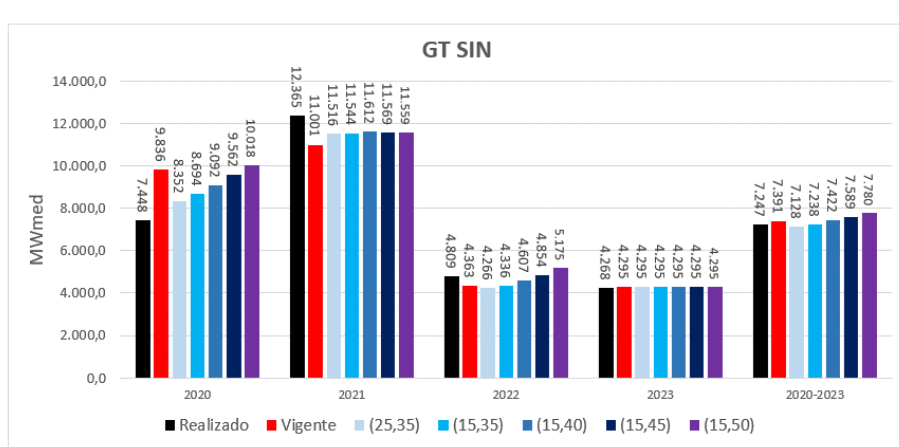


Figura 128 - Geração térmica por ano e total obtida na simulação retrospectiva encadeada e realizada (incluindo importação).

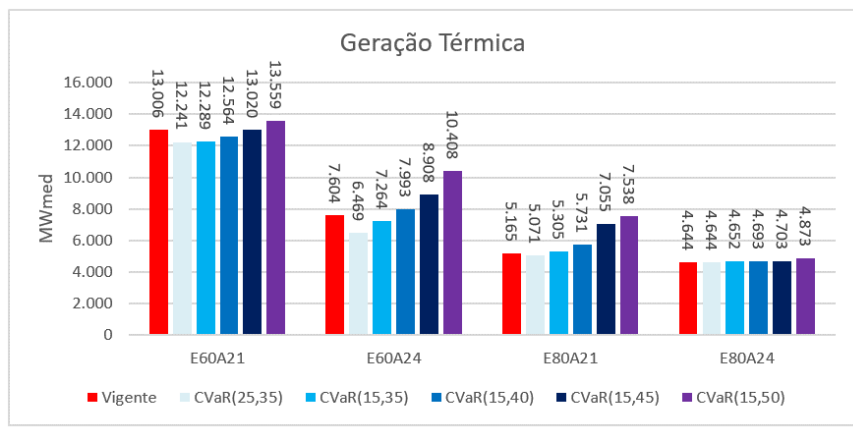


Figura 129 - Geração térmica obtida no prospectivo.

Na Figura 130 e na Figura 131 são apresentados os custos totais dos despachos termelétricos obtidos nos estudos retrospectivos e prospectivos, respectivamente. Como esperado, os casos com maior aversão ao risco tendem a se apresentarem mais custos devido ao maior despacho termelétrico indicado pelo modelo. Além disso, nota-se que todas as execuções do *backtest* indicaram um menor custo que o total realizado no período. Observa-se que os custos apresentados não estão considerando os possíveis encargos devido à geração fora da ordem de mérito.

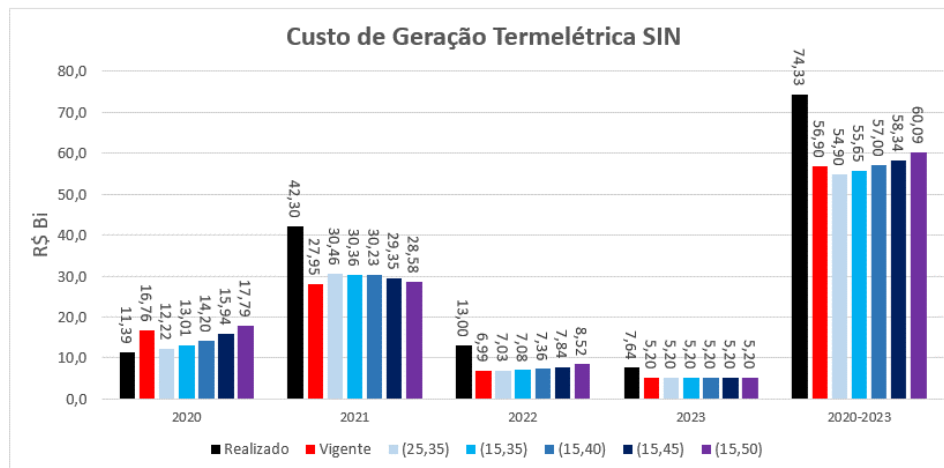


Figura 130 - Custo geração termelétrica (acrescida da importação para o realizado) obtido na simulação retrospectiva encadeada.

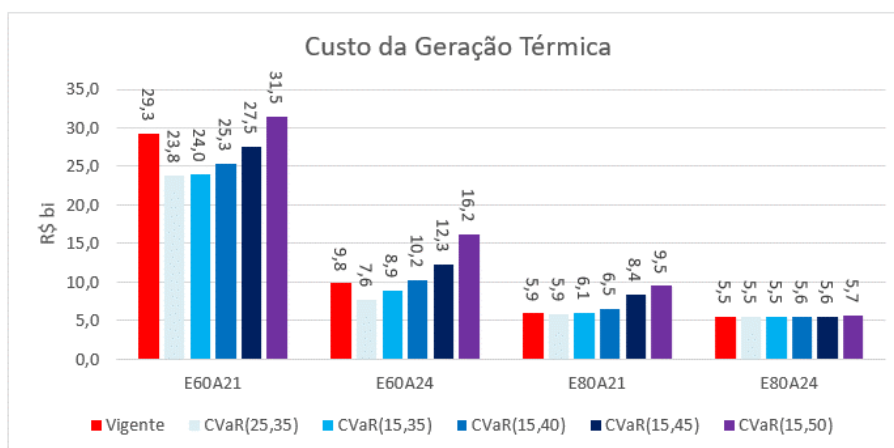


Figura 131 - Custo geração térmica obtido no prospectivo.

7.2.GSF e impacto financeiro no MRE no período do *backtest*

Nesta seção, são apresentados os resultados e as premissas utilizadas para calcular o GSF e o impacto financeiro ao MRE. Os dados de geração hidráulica do MRE em base semanal, garantia física sazonal e GSF realizados em base mensal foram obtidos na DRI da CCEE.

Para os valores de geração hídrica do MRE obtidas como resultados das simulações retrospectivas encadeadas dos modelos NEWAVE e DECOMP, foi feito um batimento das usinas que fazem parte do MRE. Para a inclusão das usinas não simuladas e consideração da geração no centro de gravidade, foram empregados fatores com base na proporção histórica. A trajetória dos valores de geração hídrica do MRE considerados são apresentados na Figura 132.

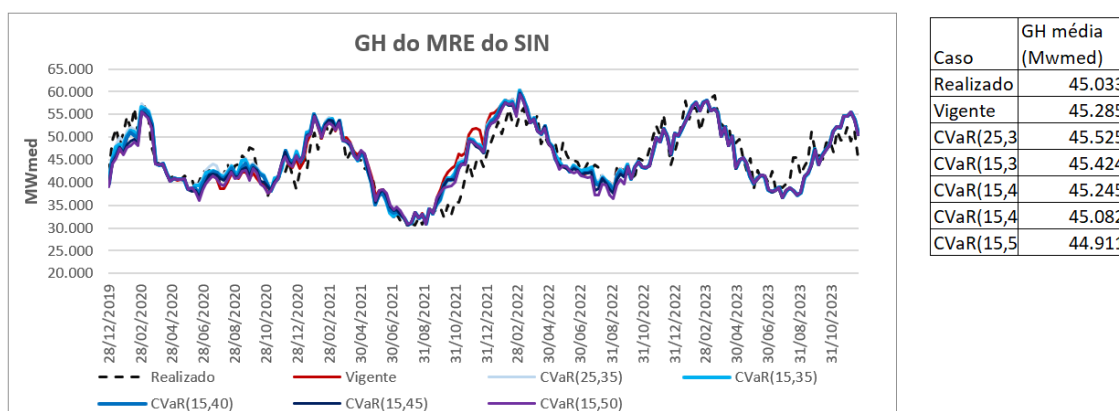


Figura 132– Geração hídrica do MRE.

A Figura 133 mostra as implicações das alterações de geração hidrelétrica nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF). No geral, não foi notado grandes diferenciais entre os casos simulados.

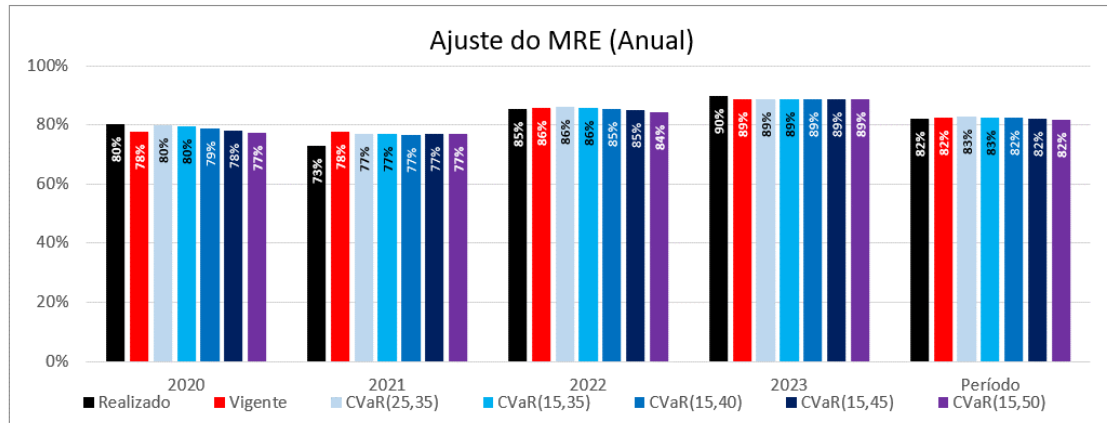


Figura 133- Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada.

Considerando a hipótese de que toda a garantia física das usinas do MRE estivessem 100% contratadas, uma estimativa do impacto financeiro pode ser vista na Figura 134. Essa considera o impacto no Mercado de Curto Prazo (MCP) como a valoração da diferença entre a geração hídrica (GH) no MRE e a garantia física (GF) sazonalizada ao PLD, como demonstrado pela equação (5).

$$Impacto\ no\ MCP_{caso} = PLD_{caso} * (GH_{caso} - GF_{periodo}) \quad (5)$$

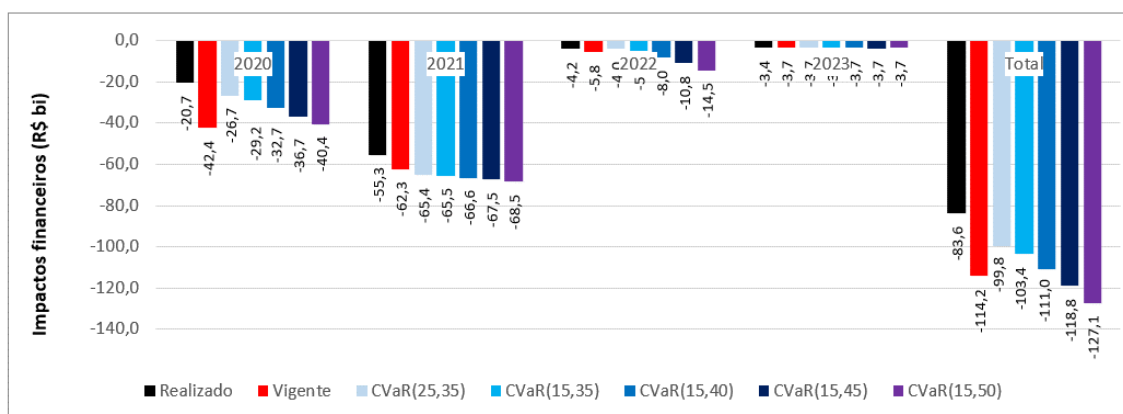


Figura 134 - Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada.

8. Avaliação dos impactos tarifários

As tarifas de energia elétrica constituem importante segmento de atenção para as iniciativas de calibração da aversão a risco endógena aos modelos computacionais, responsáveis pelo planejamento e programação da operação e pela formação do preço no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Desde a criação do mecanismo das Bandeiras Tarifárias, os custos variáveis vinculados à operação do sistema têm sido alocados dinamicamente nas tarifas via acionamento de patamar adicional correspondente. O incremento de receita arrecadado deve guardar compatibilidade com o grau de escassez da oferta de energia elétrica e, por conseguinte, com o custo incorrido na operação do sistema, todos computados em janela temporal coincidente (granularidade mensal). Os consumidores cativos de eletricidade devem suportar financeiramente os adicionais tarifários arrecadados no âmbito do mecanismo das Bandeiras Tarifárias. Exceção é conferida aos consumidores localizados em regiões não conectadas ao SIN, os sistemas isolados. Os custos que são cobertos pelas Bandeiras Tarifárias são alocados às distribuidoras de energia elétrica e vinculam-se a rubricas financeiras cuja origem provém de parcelas variáveis previstas em contratos por disponibilidade de usinas termelétricas e de exposição de contratos de geração e de carga (consumo) no âmbito do MCP.

A sistemática de acionamento e o regramento de cobrança dos adicionais tarifários estão disciplinados nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), Submódulo 6.8. Abaixo apresenta-se o trecho da norma do qual constam os custos abarcados pelo mecanismo:

- a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – CCEAR-D;
- b) Exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência contratual em relação à carga realizada;
- c) Encargo de Serviços do Sistema – ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com

Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD;

d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1o da Lei no 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);

e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada das usinas hidrelétricas no âmbito do MRE, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Resolução no 684, de 11 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos CCEARs); e

f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

8.1. Desenho do estudo conduzido pela ANEEL

Diante das simulações exercidas pela CCEE e pelo ONS (*backtests* e prospectivos), a ANEEL confeccionou rotina de cálculo *ad hoc* para o cômputo do impacto tarifário, cuja estrutura foi desenvolvida em plataforma computacional R e abarcou as seguintes etapas:

- i) Leitura dos arquivos de saída do modelo DECOMP, produzidos no âmbito de simulações sequenciais totalizando os dois horizontes do estudo (*backtests*: jan/2020 a dez/2023; e prospectivos: jan/2024 a dez/2024);
- ii) Extração e organização da informação de interesse à sistemática de Bandeiras Tarifárias, para tanto observando as distintas

granularidades temporais e espaciais associadas à formatação de cada vertente de simulação e ao mecanismo tarifário *per se*.

- iii) Acoplamento das variáveis de interesse à rotina de simulação do acionamento e da performance financeira da Conta Bandeiras, ambas baseadas nas premissas e parâmetros da ANEEL, esculpidos na Resolução Homologatória (REH) n. 3.051, de 21 de junho de 2022, vigentes até março de 2024.
- iv) Definição de configuração de referência do SIN ao longo de todo o horizonte simulado (configuração estática), para tanto observando as condições de contorno empregadas no PMO de maio de 2022.
- v) Compilação dos resultados em formatos gráficos e de tabelas, almejando sua melhor compreensão e análise.

Importante sublinhar que os valores aqui apresentados devem ser interpretados com cautela no que tange às cifras absolutas. Primeiramente porque as simulações da operação emulam o processo real, assim conferindo-lhe condições sintéticas e necessariamente distintas da vivenciada na prática. Da mesma forma, os cálculos atrelados à sistemática das Bandeiras Tarifárias são simplificados em relação à granularidade espacial real (privilegia-se a construção de uma distribuidora hipotética, com escala condizente à dimensão do SIN, em detrimento de se considerarem as especificidades de cada jurisdição tarifária) e temporal (simplifica-se o calendário de reajustes tarifários, assumindo que os resultados de todos eles sejam concentrados ao fim de cada ano civil). Além disso, o emprego do paradigma de configuração estática exige algumas adaptações de escala, mormente no que se refere às janelas do *backtest* (2020-2023) e dos prospectivos (2024). Conforme apontado, a configuração do SIN empregada no dimensionamento das Bandeiras Tarifárias é de maio de 2022. Com efeito, a configuração e os parâmetros do SIN nessa data podem diferir bastante daqueles observados em instantes dos horizontes simulados, sobretudo em meses mais distantes desse marco temporal.

Todavia, para tornar compatíveis os cálculos relacionados à rubrica risco hidrológico, o fator de ajuste de escala foi a garantia física do parque hidrelétrico. Ao se

dividir a geração hidráulica do parque simulado (cuja configuração é dinâmica) pela garantia física à época correspondente, assegura-se que o GSF resultante contenha o ajuste de dimensão condizente com a escala do parque gerador à época em operação. Ademais, a observação dos custos marginais de operação (CMOs) e dos PLDs resultantes dos *backtests* e dos prospectivos assegurou base de comparação homogênea para cada sensibilidade aferida para a rubrica CCEAR-D.

A mesma abordagem foi empregada para a mensuração do encargo de energia de reserva (EER) e do balanço de contrato das distribuidoras no MCP (rubrica doravante denominada apenas MCP), ambas parametrizadas segundo as condições de contorno médias vislumbradas para o ano de 2022. Também nesses casos, o CMO e o PLD das simulações exerceram papel de moduladores de seus respectivos montantes financeiros em cada intervalo de tempo.

Assim, as diferenças relativas entre os cenários de sensibilidade e o caso de referência (*baseline*) são os achados mais importante deste trabalho. Tais diferenças exprimem o objetivo central desta análise, que é o de contabilizar os possíveis impactos tarifários das distintas vertentes de aversão ao risco (parâmetros do CVaR) em comparação à parametrização hoje existente (valores incrementais).

Finalmente, importante sublinhar que o impacto tarifário aqui medido é uma *proxy* do real valor a ser percebido pelos consumidores. A base tarifária considerada baseou-se exclusivamente no custo médio simulado, em todo o horizonte do *backtest*, para o cenário de referência (métrica de aversão a risco e pacote metodológico vigentes dos modelos computacionais). Essa relação não reflete fielmente a base tarifária hoje experimentada pelos consumidores cativos, tampouco será aquela percebida no médio prazo, quando da vigência dos avanços metodológicos e de aversão a risco aqui testados no âmbito da constituição da política operativa e formação do PLD. Trata-se de um valor estimado e, à época de sua formulação, representativo para o ano de 2022.

A relação utilizada como padrão para a caracterização da cobertura tarifária, para o caso do *backtest* 2020/2023, é exibida na Tabela 42.

Tabela 42 - Razão adotada para a cobertura anual tarifária (*backtest* 2020/2023).

cobertura tarifária média anual = R\$ 36,29 bilhões	razão Bandeira/Tarifa
receita esperada segmento distribuição = R\$ 230 bilhões	15,78%

8.2. Resultados para o horizonte do *backtest*

O dimensionamento da rubrica risco hidrológico no âmbito das Bandeiras Tarifária (REH 3.051/2022) carrega consigo a conjuntura experimentada pelo mecanismo nos últimos anos, onde eventos com energia secundária têm ocorrido com menor frequência, porquanto influenciando diretamente a cobertura tarifária embutida no patamar Verde.

O resultado para as simulações da variável GSFband é exibido na Figura 135. Nela também se dispõe o comportamento do PLDgatilho, onde o acrônimo “NP” refere-se aos casos com os novos parâmetros em estudo pela CPAMP, e “Ref”, ao caso de referência.

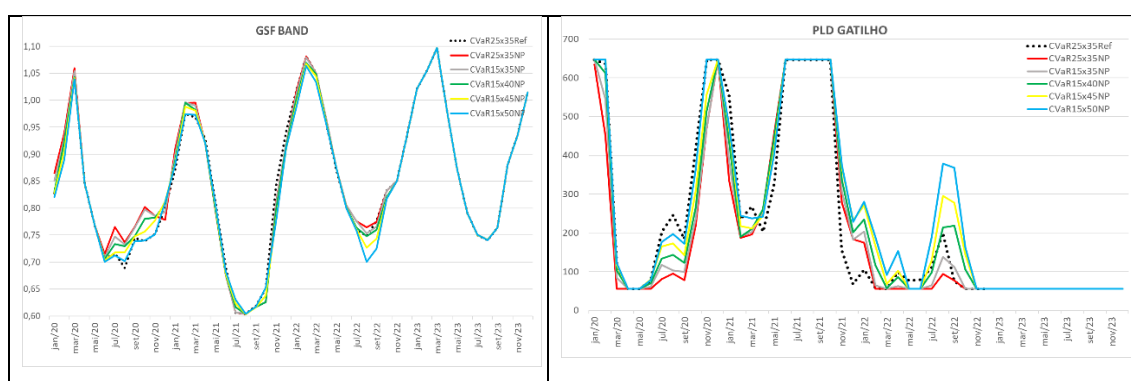


Figura 135 – GSFband e PLDgatilho.

Nota-se que, de maneira geral, o recrudescimento da aversão ao risco levou à diminuição do índice de GSF, concomitantemente à elevação do PLD, movimentos que repercutem diretamente sobre a sistemática de acionamento. Isso quando comparados cenários com pacotes metodológicos compatíveis entre si.

Chama a atenção, contudo, que nos cenários NP (particularmente em função do NEWAVE híbrido), via de regra, houve elevação da geração hidráulica com correspondentes impactos sobre o GSF e o PLD, em comparação à mesma trajetória, produzida com o modelo NEWAVE na modalidade reservatório equivalente de energia (REE). Mas não se pode afirmar que essa foi uma tendência inequívoca, vez que exceção relevante pode ser notada no início do período úmido 2021-2022.

Seguindo a mesma tendência das variáveis de controle do acionamento, quanto maior foi a aversão a risco, maior também foi a frequência de chamadas de Bandeiras

Amarelas ou Vermelhas (Figura 136), sendo que a intensidade delas também manteve coerência com a gradação de gerenciamento de risco do algoritmo de otimização. Novamente chama-se a atenção para validade dessa afirmação, que exige que as comparações sejam feitas entre paradigmas de constituição da política operativa compatíveis entre si. Todavia, em face dos distintos graus de aversão a risco empregados, diferentes também foram as intensidades de antecipação do despacho termelétrico. Essas distinções promoveram, em algumas janelas do horizonte de simulação, acionamentos de bandeiras mais intensos para vertentes menos avessas ao risco. Trata-se de inversões pontuais e circunscritas, influenciadas pelas trajetórias das políticas ótimas de operação concebidas em cada qual das vertentes simuladas.

As mais avessas, ao sistematicamente antecipar decisões de despacho termelétrico, também podem produzir custos de oportunidades inferiores em alguns estágios do horizonte, quando comparadas a opções menos gravosas. Todavia, é possível afirmar que as políticas mais avessas produziram acionamento estruturalmente mais intensos (mais bandeiras amarelas e vermelhas) do que aquelas com pares de CVaR menos gravosos.

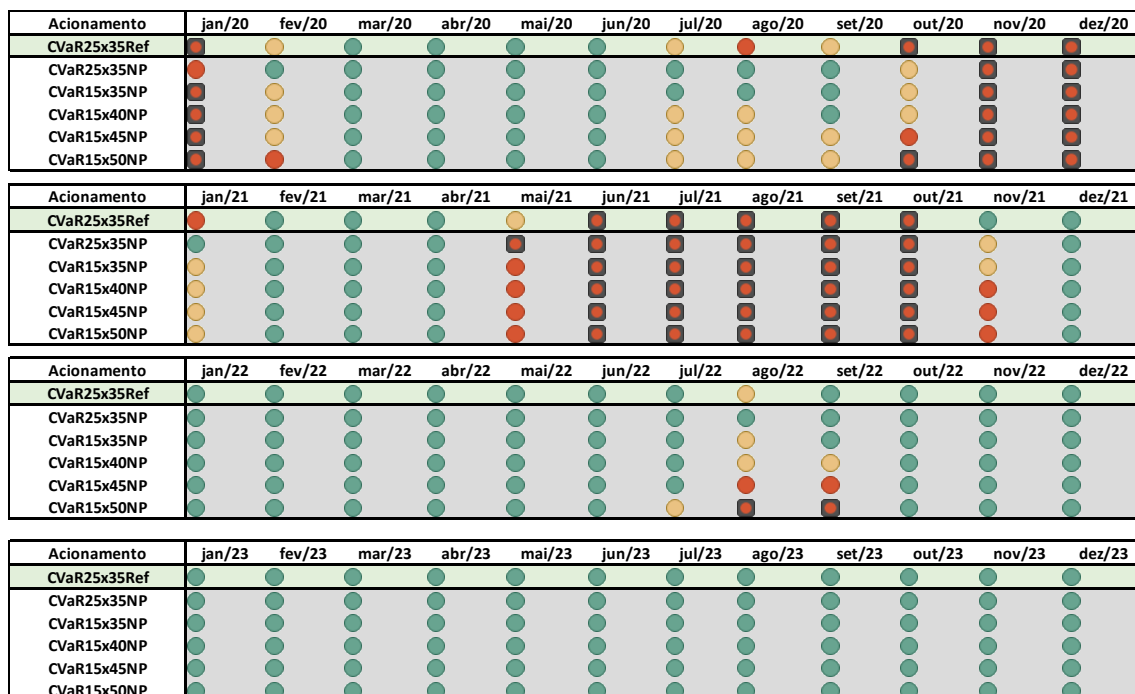


Figura 136 - Simulação do Acionamento em 2020-2023.

Sobre o desempenho financeiro da Conta Bandeiras, novamente nota-se compatibilidade entre o desempenho financeiro e o grau de aversão a risco previamente

fixado. Quanto maior foi esse último, maior foi o impacto na sistemática tarifária e, consequentemente, o rebatimento na tarifa final de energia elétrica.

Verificou-se, na média dos 4 anos, alívio tarifário dos cenários “NP” para os pares de CVaR 25x35 e 15x35 em relação à condição “Ref” vigente. O cenário CVaR25x35NP foi o que apresentou o maior deságio médio em relação à configuração de referência, em função da elevação da geração hidráulica promovida pelo NEWAVE híbrido, que melhora o índice GSF e reduz o PLD, dois fatores de custos importantes. Na outra ponta, o cenário CVaR15x50NP apresentou a trajetória média de 1,16% acima dos custos tarifários de referência. A síntese desses resultados está disposta na Figura 137.

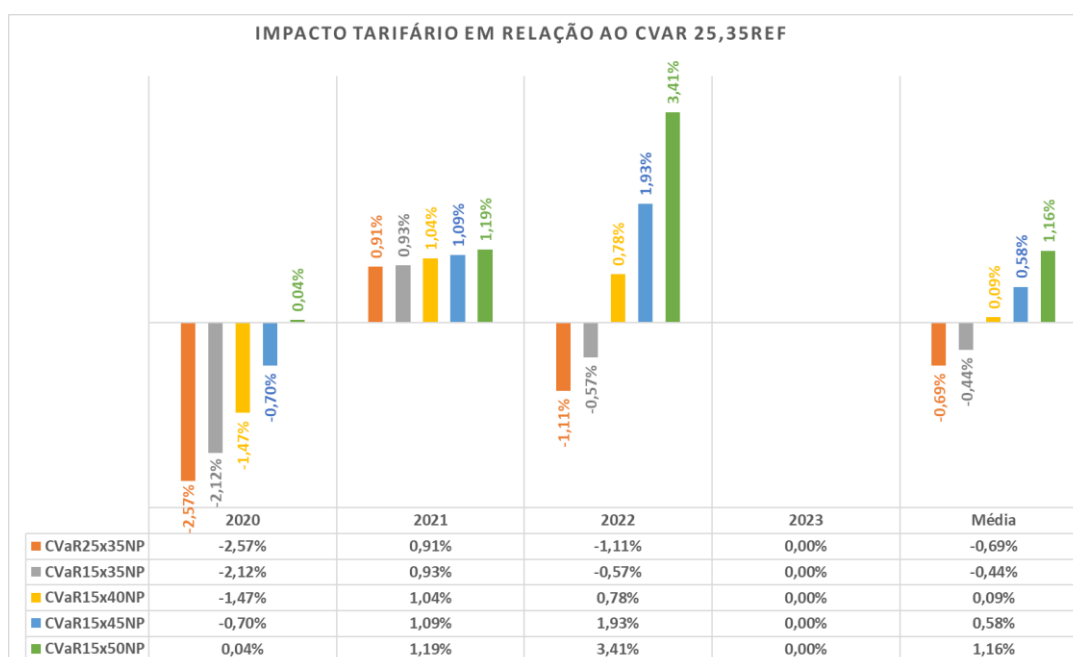


Figura 137 – Síntese dos resultados.

A receita total para o segmento de distribuição considerada neste estudo foi a compatível com a realidade média brasileira em 2022, algo em torno de R\$230 bilhões. O cenário *baseline* (CVAR_2535_Ref), por sua vez, movimentou um custo médio anual de R\$36,29 bilhões no horizonte de simulação. Esses resultados mostram impactos computados sobre essas duas referências. Nota-se que eles foram progressivos e apresentaram crescimento não linear.

Importante destacar que os resultados acima referem-se à média dos desvios computados ao longo do horizonte simulado (4 anos). Trata-se, portanto, de um efeito de maior alcance temporal. Em alguns anos, as direções entre as diferenças de longo

prazo alteraram-se entre si, em consonância com a política operativa construída em cada caso.

Em realidade, é de se esperar que, no curto prazo, haja incremento de custos na tarifa quando se eleva a aversão a risco responsável pela definição da política operativa e pelo cálculo do PLD. Os paradigmas de manejo dos reservatórios entre as vertentes híbrida e REE também influenciam decisivamente os resultados. Esse impacto será mais ou menos intenso a depender da conjuntura do sistema na ocasião, com destaques para as condições de armazenamento e perspectivas hidrológicas futuras. Esse tipo de sensibilidade foi medido com as combinações exercitadas nos cenários prospectivos. O resultado disso em termos tarifários será exibido no próximo item.

Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2020	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
CVaR25x35Ref	R\$ 17.552	R\$ 21.517	R\$ 4.241	-R\$ 1.546	R\$ 41.764	-	-	-
CVaR25x35NP	R\$ 11.286	R\$ 16.936	R\$ 6.489	R\$ 249	R\$ 34.960	-R\$ 6.804	-16,29%	-2,57%
CVaR15x35NP	R\$ 12.385	R\$ 18.080	R\$ 5.896	-R\$ 210	R\$ 36.151	-R\$ 5.612	-13,44%	-2,12%
CVaR15x40NP	R\$ 13.844	R\$ 19.236	R\$ 5.429	-R\$ 630	R\$ 37.879	-R\$ 3.884	-9,30%	-1,47%
CVaR15x45NP	R\$ 15.714	R\$ 20.511	R\$ 4.816	-R\$ 1.127	R\$ 39.913	-R\$ 1.850	-4,43%	-0,70%
CVaR15x50NP	R\$ 17.320	R\$ 21.721	R\$ 4.307	-R\$ 1.469	R\$ 41.879	R\$ 115	0,28%	0,04%

Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2021	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
CVaR25x35Ref	R\$ 28.586	R\$ 28.518	R\$ 2.193	-R\$ 3.192	R\$ 56.105	-	-	-
CVaR25x35NP	R\$ 31.588	R\$ 30.323	R\$ 1.348	-R\$ 3.929	R\$ 59.330	R\$ 3.224	5,75%	0,91%
CVaR15x35NP	R\$ 31.504	R\$ 30.638	R\$ 1.282	-R\$ 4.024	R\$ 59.400	R\$ 3.294	5,87%	0,93%
CVaR15x40NP	R\$ 31.799	R\$ 31.131	R\$ 1.068	-R\$ 4.193	R\$ 59.804	R\$ 3.699	6,59%	1,04%
CVaR15x45NP	R\$ 31.926	R\$ 31.507	R\$ 900	-R\$ 4.337	R\$ 59.996	R\$ 3.890	6,93%	1,09%
CVaR15x50NP	R\$ 32.104	R\$ 32.083	R\$ 675	-R\$ 4.539	R\$ 60.324	R\$ 4.218	7,52%	1,19%

Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2022	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
CVaR25x35Ref	R\$ 3.099	R\$ 6.419	R\$ 10.982	R\$ 4.139	R\$ 24.639	-	-	-
CVaR25x35NP	R\$ 2.017	R\$ 5.118	R\$ 11.319	R\$ 4.454	R\$ 22.908	-R\$ 1.731	-7,03%	-1,11%
CVaR15x35NP	R\$ 2.551	R\$ 5.881	R\$ 11.086	R\$ 4.237	R\$ 23.755	-R\$ 884	-3,59%	-0,57%
CVaR15x40NP	R\$ 3.974	R\$ 7.798	R\$ 10.447	R\$ 3.644	R\$ 25.862	R\$ 1.222	4,96%	0,78%
CVaR15x45NP	R\$ 5.318	R\$ 9.617	R\$ 9.715	R\$ 2.999	R\$ 27.649	R\$ 3.009	12,21%	1,93%
CVaR15x50NP	R\$ 7.148	R\$ 11.318	R\$ 9.040	R\$ 2.462	R\$ 29.967	R\$ 5.328	21,62%	3,41%

Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2023	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
CVaR25x35Ref	R\$ 1.832	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.636	-	-	-
CVaR25x35NP	R\$ 1.832	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.636	R\$ 0	0,00%	0,00%
CVaR15x35NP	R\$ 1.831	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.636	-R\$ 1	0,00%	0,00%
CVaR15x40NP	R\$ 1.831	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.635	-R\$ 1	0,00%	0,00%
CVaR15x45NP	R\$ 1.831	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.636	-R\$ 1	0,00%	0,00%
CVaR15x50NP	R\$ 1.831	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.635	-R\$ 1	0,00%	0,00%

Figura 138 - Impactos tarifários: rubricas (GSF, CCEAR-D, EER, MCP).

Por fim, indicam-se na Figura 138 os mesmos resultados dos *backtests*, agora incluindo as quatro rubricas que compuseram os valores finais: GSF, CCEAR-D, EER e MCP. Como as simulações computacionais, por definição, emulam uma política operativa determinística e ortodoxa, sem incorporação dos inevitáveis desvios de grandezas operativas que ocorrem em tempo de programação ou em tempo real, ou mesmo de eventuais medidas de segurança energética promovidas pelo CMSE, não foram incluídos montantes relacionados a encargos de serviço de sistema (ESS).

8.3. Resultados para os prospectivos

A principal contribuição dos cenários prospectivos sobre a dimensão tarifária foi a de combinar condições de contorno conjunturais relevantes para a operação do sistema (armazenamentos e energia naturais afluentes) e, a partir daí, medir seus reflexos em grandezas físicas e comerciais, também em uma perspectiva de curto prazo. Esse exercício traz uma dimensão importante aos impactos que podem suceder na tarifa, sensíveis às condições particulares em que o sistema se encontre, mormente no ano seguinte ao início de sua efetiva implementação.

Importante destacar que para cada qual das quatro vertentes consideradas, há um correspondente cenário com a parametrização do CVAR, além das demais condições de contorno vigentes, que constituirá o *benchmark* tarifário para aferição dos impactos causados pelas demais vertentes de aversão a risco, dados de entrada e evoluções metodológicas incluídos na análise.

A seguir, os resultados das simulações para o caso Prospectivo 2024. As relações exibidas na Tabela 43, utilizadas como padrão para a caracterização da cobertura tarifária, consideraram uma receita esperada de 230 bilhões para o segmento distribuição (estimativa de referência para o ano de 2022).

Tabela 43 - Razão adotada entre a cobertura anual da Bandeira Tarifária e a Receita Esperada pelo Segmento Geração para as quatro configurações do Prospectivo 2024.

Referência	cobertura tarifária anual	Razão p/ impacto tarifário:
VIG_60_21 25x35	R\$ 58,6bi	25,48%
VIG_60_24 25x35	R\$ 28,7bi	12,49%
VIG_80_21 25x35	R\$ 22,7bi	9,87%
VIG_80_24 25x35	R\$ 22,5bi	9,77%

Na Figura 139 sintetizam-se os resultados dos impactos tarifários em relação à configuração de referência para os quatro cenários.

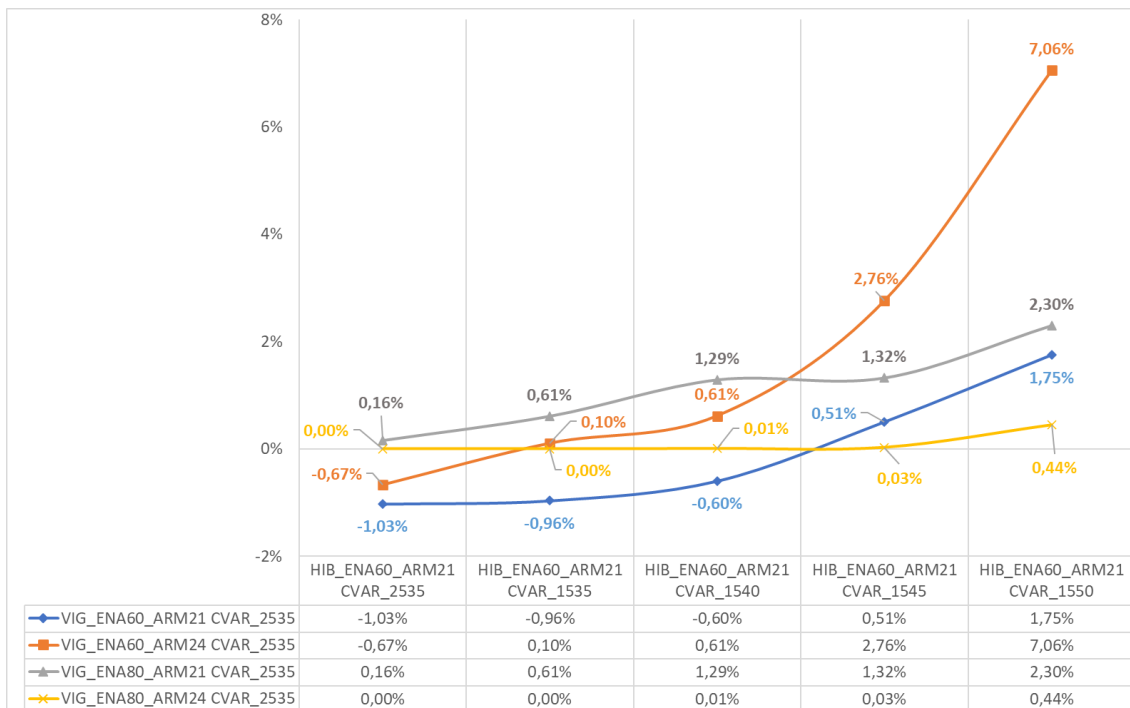


Figura 139 - Impacto Tarifário das quatro trajetórias prospectivas.

Primeiro apontamento refere-se ao escalonamento dos custos computados em cada cenário com as condições de contorno sistêmicas consideradas. Nos casos intermediários (ENA_60_EARM_2024 e ENA_80_EARM_2021), as simulações “HIB” apresentaram a conhecida relação de quanto maior a aversão ao risco, menores os alívios tarifários em termos absolutos. Esse achado está sintetizado nas trajetórias laranja e cinza da Figura 139.

Novamente vale repisar que a condição “HIB” segue resultado diverso da condição “VIG”, sobretudo porque representa formulação distinta para a gestão do parque hidrelétrico (REE), com condições que interferem diretamente na valoração da água e, por conseguinte, nas políticas de despacho termelétrico e formação de custos marginais de operação.

O segundo corolário da investigação foi o de que os impactos de curto prazo nas tarifas seriam maiores quanto mais agudas fossem as condições de criticidade para a composição da oferta hidrelétrica. De outro modo, quanto mais favorável fosse a combinação entre ENA e armazenamento, menores as influências entre as distintas formulações e parametrizações de algoritmos. No cenário em que as duas condições de contorno foram as mais favoráveis (e.g. armazenamento 2024 e ENA 80%MLT), os impactos revelaram-se de menor importância.

Isso porque se a oferta hidráulica na partida estivesse mais favorável, os mecanismos de segurança promovidos pelas vertentes de CVaR ou mesmo as distintas formulações para o manejo dos recursos hidráulicos (híbrido ou REE) não reuniriam os estímulos mínimos de criticidade necessários à antecipação do despacho termelétrico. Soma-se a isso a relevante influência que as expansões de oferta entre recursos energéticos distribuídos e/ou de fontes renováveis intermitentes exerceriam sobre a caracterização da demanda líquida objeto da otimização, diminuindo-a.

Por outro lado, em condições mais desfavoráveis de armazenamento e/ou de ENA, os impactos seriam mais perceptíveis, com a intensidade variando segundo o grau com que cada qual dessas variáveis deteria sobre a sinalização de custo operativo, nele também somada a influência da parametrização de aversão a risco e das metodologias para o manejo dos recursos hidráulicos. Destaca-se particularmente a não linearidade de resultados dentro do espectro de cenários “VIG”, com os alívios tarifários apresentando oscilações de valores no domínio adotado para o parâmetro lambda.

O restante dos resultados dos prospectivos é apresentado na 140 e Figura 141, que se seguem.

Acionamento	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
VIG_ENA60_ARM21_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM21_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM21_1535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM21_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM21_1545	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM21_1550	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
VIG_ENA60_ARM24_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM24_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM24_1535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM24_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM24_1545	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA60_ARM24_1550	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
VIG_ENA80_ARM21_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM21_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM21_1535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM21_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM21_1545	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM21_1550	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
VIG_ENA80_ARM24_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM24_2535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM24_1535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM24_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM24_1545	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HIB_ENA80_ARM24_1550	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

Figura 140 - Simulação do Acionamento para o prospectivo 2024.

VIG_ENA60_ARM21 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual					diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
VIG_ENA60_ARM21 CVAR_2535	R\$ 34.659	R\$ 30.034	-R\$ 877	-R\$ 5.214	R\$ 58.601	-	-	-
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_2535	R\$ 32.362	R\$ 28.802	-R\$ 359	-R\$ 4.563	R\$ 56.243	-R\$ 2.358	-4,02%	-1,03%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1535	R\$ 32.482	R\$ 28.946	-R\$ 394	-R\$ 4.650	R\$ 56.384	-R\$ 2.217	-3,78%	-0,96%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1540	R\$ 33.319	R\$ 29.357	-R\$ 565	-R\$ 4.885	R\$ 57.226	-R\$ 1.375	-2,35%	-0,60%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1545	R\$ 35.697	R\$ 30.895	-R\$ 1.234	-R\$ 5.593	R\$ 59.765	R\$ 1.164	1,99%	0,51%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1550	R\$ 38.015	R\$ 32.230	-R\$ 1.439	-R\$ 6.173	R\$ 62.634	R\$ 4.033	6,88%	1,75%

VIG_ENA60_ARM24 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual					diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
VIG_ENA60_ARM24 CVAR_2535	R\$ 10.369	R\$ 12.558	R\$ 3.653	R\$ 2.144	R\$ 28.724	-	-	-
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_2535	R\$ 7.675	R\$ 11.447	R\$ 5.450	R\$ 2.601	R\$ 27.173	-R\$ 1.551	-5,40%	-0,67%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1535	R\$ 9.484	R\$ 13.100	R\$ 4.286	R\$ 2.089	R\$ 28.959	R\$ 236	0,82%	0,10%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1540	R\$ 11.059	R\$ 14.484	R\$ 3.077	R\$ 1.517	R\$ 30.137	R\$ 1.414	4,92%	0,61%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1545	R\$ 14.628	R\$ 17.477	R\$ 2.522	R\$ 454	R\$ 35.082	R\$ 6.359	22,14%	2,76%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1550	R\$ 23.368	R\$ 22.030	R\$ 1.223	-R\$ 1.655	R\$ 44.968	R\$ 16.244	56,55%	7,06%

VIG_ENA80_ARM21 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual					diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
VIG_ENA80_ARM21 CVAR_2535	R\$ 2.988	R\$ 5.832	R\$ 9.522	R\$ 4.361	R\$ 22.704	-	-	-
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_2535	R\$ 1.706	R\$ 5.689	R\$ 11.265	R\$ 4.402	R\$ 23.061	R\$ 357	1,57%	0,16%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1535	R\$ 2.149	R\$ 7.337	R\$ 10.728	R\$ 3.890	R\$ 24.105	R\$ 1.401	6,17%	0,61%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1540	R\$ 3.018	R\$ 9.104	R\$ 10.179	R\$ 3.367	R\$ 25.668	R\$ 2.965	13,06%	1,29%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1545	R\$ 5.850	R\$ 12.901	R\$ 4.852	R\$ 2.147	R\$ 25.753	R\$ 3.049	13,43%	1,33%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1550	R\$ 6.899	R\$ 13.915	R\$ 5.383	R\$ 1.804	R\$ 28.002	R\$ 5.299	23,34%	2,30%

VIG_ENA80_ARM24 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R\$) - Soma Anual					diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final			
VIG_ENA80_ARM24 CVAR_2535	R\$ 1.674	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.478	-	-	-
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_2535	R\$ 1.673	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.477	-R\$ 1	0,00%	0,00%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1535	R\$ 1.675	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.479	R\$ 1	0,01%	0,00%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1540	R\$ 1.685	R\$ 4.321	R\$ 11.683	R\$ 4.800	R\$ 22.490	R\$ 12	0,05%	0,01%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1545	R\$ 1.695	R\$ 4.370	R\$ 11.677	R\$ 4.795	R\$ 22.538	R\$ 60	0,26%	0,03%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1550	R\$ 2.349	R\$ 5.168	R\$ 11.427	R\$ 4.556	R\$ 23.500	R\$ 1.023	4,55%	0,44%

Figura 141 - Impactos tarifários: rubricas (GSF, CCEAR-D, EER, MCP) para o prospectivo 2024.

9. Avaliação do CVaR

9.1. Curva de Referência

A Curva de Referência (CRef) é uma ferramenta desenvolvida pelo ONS para servir como apoio às decisões tomadas pelo CMSE, que tem como responsabilidade o comando pelo acionamento de geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito.

A CRef é composta por três curvas referenciais de armazenamento, onde cada curva é estabelecida considerando que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador, um montante de geração termoelétrica previamente despachado e uma definição do nível de segurança para o final do período seco.

A construção da curva é realizada através de um processo recursivo, utilizando o modelo DECOMP em sua modalidade “PL único”. Para cada mês do horizonte de estudo, partindo do último em direção ao primeiro, são realizadas simulações com o modelo de modo a se alcançar determinado nível meta de armazenamento ao final do mês em análise.

Para a construção das curvas referenciais para o ano de 2024, as seguintes premissas, que constam na NT-ONS DPL 0131/2023 [1], foram consideradas:

- Curva verde: despacho pleno das usinas térmicas com CVU até 311,53 R\$/MWh, que equivale ao CVU da UTE J. Lacerda C, que foi adotada como último recurso térmico despachado na construção da CRef do ciclo de trabalho anterior. Despacho térmico de 9.660 MWm.
- Curva amarela: despacho pleno de todas as térmicas do SIN com CVU até 908,60 R\$/MWh, associado a UTE Termomacaé, que se caracteriza como a térmica mais cara a gás natural com disponibilidade não nula. Despacho térmico de 14.549 MWm.
- Curva vermelha: despacho pleno de todas as térmicas do SIN, incluindo aquelas a GNL com despacho antecipado. Despacho térmico de 18.657 MWm.

As curvas consideram um cenário de vazões selecionado a partir de 2000 cenários sintéticos, os quais foram ordenados pela energia natural afluyente – ENA, no período de maio a novembro, período seco, do reservatório equivalente do rio Paraná. A partir desta distribuição ordenada, escolheu-se o cenário resultante da aplicação do Conditional Value at Risk – CVaR 1%. A Curva Referencial de 2024 para o SIN é apresentada na Figura 142.

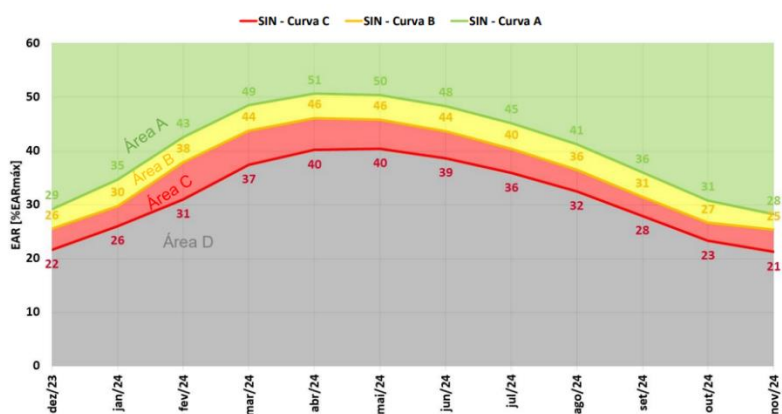


Figura 142 - Curva Referencial para o ano de 2024 [1].

9.2. Metodologia para calibração do CVaR

A metodologia para calibração do CVaR tem como meta identificar os parâmetros do CVaR que indiquem geração termelétrica aderente à geração termelétrica utilizada na construção da CRef a cada estágio, ao menor custo de operação [16]. Dessa maneira, entende-se que se mitiga a potencial necessidade do despacho da geração fora da ordem de mérito. Neste contexto, a metodologia consiste em:

1. Observar o nível de armazenamento para cada estágio e consultar a CRef para identificar a curva que determinará o montante de geração térmica necessária que o modelo precisa responder.
2. Verificar, em cada estágio, o máximo de geração termelétrica possível, levando em consideração o excedente de geração hidráulica compulsória. Assim, para se definir a geração térmica necessária, considera-se o menor valor entre o indicado pela CRef e o máximo valor de geração térmica possível de ser alocado.

3. Verificar o nível de atendimento energético da geração termelétrica (em termos % do total requisitado) ao longo do período analisado conforme Equação (6).

$$1 + \frac{\sum_{i=1}^n \min(Geração\ térmica\ simulada_i - Geração\ térmica\ necessária_i; 0)}{\sum_{i=1}^n Geração\ térmica\ necessária_i} \quad (6)$$

4. De acordo com o resultado dos indicadores, será selecionado um agrupamento de pares de CVaR considerando uma tolerância para o atendimento energético da geração termelétrica. Os pares pertencentes ao agrupamento selecionado serão ranqueados ao menor custo de geração termelétrica.
5. O primeiro colocado será o principal candidato a ser selecionado.
6. Os pares selecionados no Passo 4 serão levados para a avaliação dos impactos físicos, financeiros e tarifários.

9.3. Resultados

Os resultados da aplicação da metodologia descrita para os estudos de análises prospectivas em comparação com a Curva Referencial para o ano de 2024 [1] são apresentados pelas trajetórias de armazenamento da Figura 143.

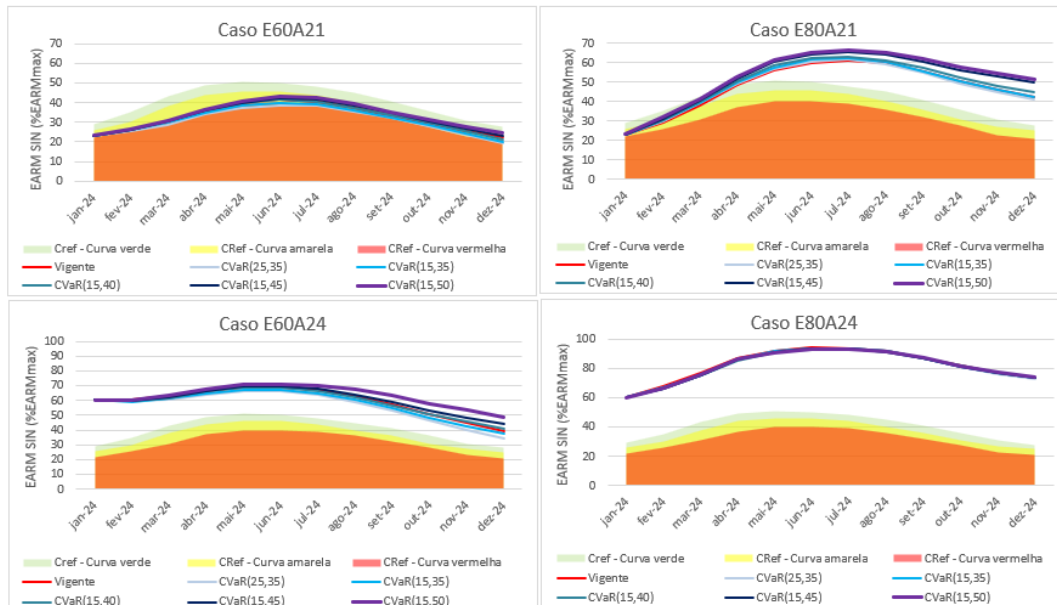


Figura 143 - Comparação da trajetória da energia armazenada simulada nos prospectivos com as curvas da CRef 2024.

Conforme se observa na Figura 143, apenas os cenários de menor armazenamento inicial E60A21 e E80A21 são os que requisitam algum despacho termelétrico. A diferença entre a geração termelétrica requisitada pela CRef e a atendida são apresentadas na Figura 144.

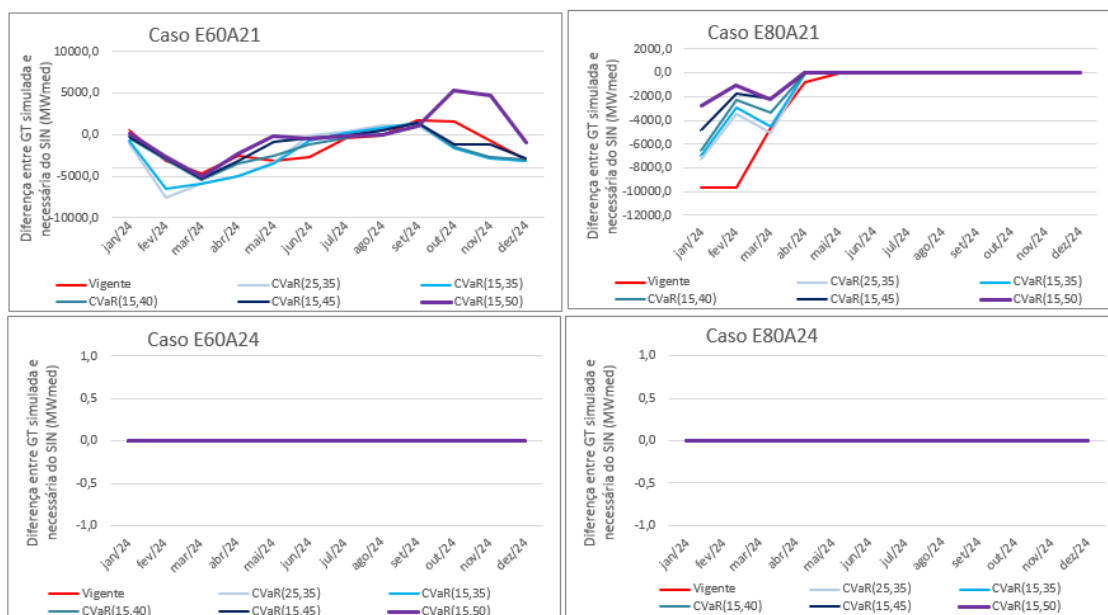


Figura 144 - Diferença entre a geração termelétrica simulada no prospectivo e a necessária do SIN.

Nas análises, observa-se que o caso híbrido consegue atender melhor ao requerimento da CRef no cenário E80A21. Uma vez que consegue ter um maior despacho termelétrico no início do ano, ele consegue aumentar seu armazenamento e mudar de faixa da CRef mais rapidamente.

Os níveis de atendimento à CRef para os estudos prospectivos são sumarizados na Figura 145 e Tabela 44 à Tabela 47.

Conforme indicado na Figura 143 e na Figura 144, os cenários que necessitam atender à CRef são o E60A21 (Tabela 44) e o E80A21 (Tabela 46). No cenário E60A21, se verifica que o modelo responde a uma maior aversão ao risco. Para esse cenário, a partir do CVaR(15,40) se tem um valor atingido próximo ao do caso Vigente. Para o cenário E80A21, todos os casos híbridos alcançaram um índice de atendimento à CRef maior que o do caso Vigente.

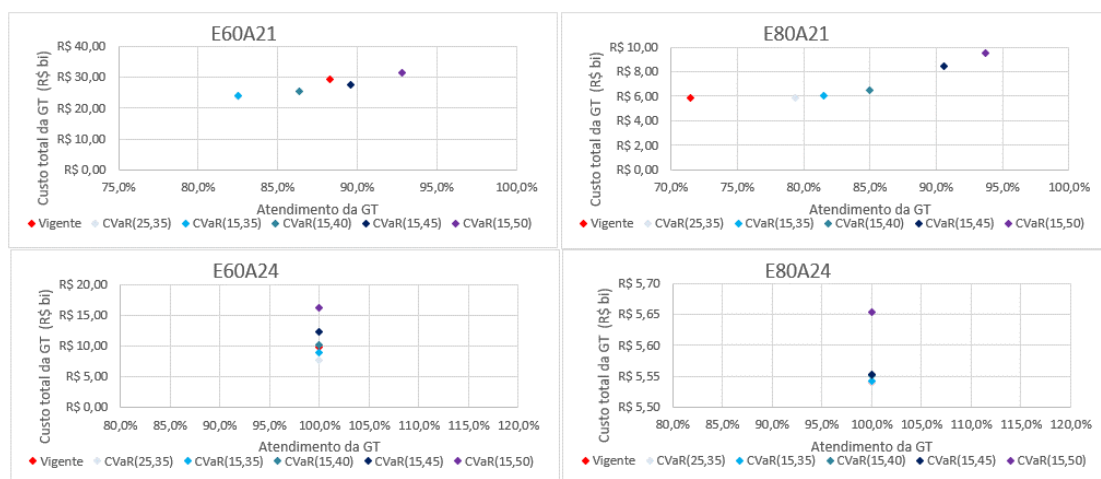


Figura 145 - Resumo dos resultados obtidos para o prospectivo pela metodologia para calibração do CVaR.

Tabela 44 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E60A21.

CVaR	Atendimento da GT mensal (%)	Custo total da GT no horizonte (R\$ bi)
Vigente	88,3%	R\$ 29,26
CVaR(25,35)	82,5%	R\$ 23,78
CVaR(15,35)	83,0%	R\$ 24,03
CVaR(15,40)	86,3%	R\$ 25,33
CVaR(15,45)	89,6%	R\$ 27,49
CVaR(15,50)	92,8%	R\$ 31,48

Tabela 45 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E60A24.

CVaR	Atendimento da GT mensal (%)	Custo total da GT no horizonte (R\$ bi)
Vigente	100,0%	R\$ 9,84
CVaR(25,35)	100,0%	R\$ 7,65
CVaR(15,35)	100,0%	R\$ 8,86
CVaR(15,40)	100,0%	R\$ 10,23
CVaR(15,45)	100,0%	R\$ 12,30
CVaR(15,50)	100,0%	R\$ 16,22

Tabela 46 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E80A21.

CVaR	Atendimento da GT mensal (%)	Custo total da GT no horizonte (R\$ bi)
Vigente	71,5%	R\$ 5,90
CVaR(25,35)	79,4%	R\$ 5,87
CVaR(15,35)	81,5%	R\$ 6,05
CVaR(15,40)	85,0%	R\$ 6,48
CVaR(15,45)	90,6%	R\$ 8,44
CVaR(15,50)	93,7%	R\$ 9,48

Tabela 47 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E80A24.

CVaR	Atendimento da GT mensal (%)	Custo total da GT no horizonte (R\$ bi)
Vigente	100,0%	R\$ 5,54
CVaR(25,35)	100,0%	R\$ 5,54
CVaR(15,35)	100,0%	R\$ 5,54
CVaR(15,40)	100,0%	R\$ 5,55
CVaR(15,45)	100,0%	R\$ 5,55
CVaR(15,50)	100,0%	R\$ 5,65

Desse modo, a análise da aderência à CRef diagnosticou que a utilização do modelo NEWAVE Híbrido com o CVaR(15,40), CVaR(15,45) e CVaR(15,50) auferem resultados semelhantes ou superiores aos dos casos vigentes.

Ressalta-se que essa análise não foi realizada para os estudos *backtests*, em razão da ausência de uma CRef daqueles anos compatível com a atual metodologia de construção da CRef, além dos resultados observados em situações de abundância hidrológica, sobretudo no ano de 2023, não oferecerem comparativos importantes para análise (curvas de armazenamento muito mais altas do que uma CRef que por ventura fosse utilizada).

10. Conclusões e recomendações

Na Seção 1, foi apresentada a introdução do presente relatório, a Seção 2 trouxe um resumo executivo e a Seção 3 retratou a metodologia e suas avaliações no Ciclo de Trabalhos 2023/2024. Em sequência, a Seção 4 apontou os estudos preliminares de verificação dos pares de CVaR a serem aprofundados pelos estudos de *backtest* e prospectivos, apresentados na Seção 5 e Seção 6, respectivamente. As avaliações dos impactos comerciais constam na Seção 7, onde foram analisados o comportamento da geração termelétrica e os custos associados, GSF e impactos no MRE. Na Seção 8, foi feita a avaliação de impacto tarifário. As avaliações de atendimento à CRef foram feitas na Seção 9.

Por fim, a Tabela 48 contém a compilação das principais conclusões dos estudos que foram desenvolvidos para avaliação do modelo NEWAVE Híbrido pela Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP durante o Ciclo de Trabalhos 2023/2024.

Tabela 48 - Conclusões da avaliação do NEWAVE Híbrido e parametrização do CVaR.

Conclusões gerais
A representação individualizada do parque gerador hidroelétrico de forma explícita no problema de otimização do modelo NEWAVE tem o potencial de sensibilizar o modelo DECOMP através de uma Função de Custo Futuro (FCF) mais próxima às suas dinâmicas de operação de curto prazo.
Recentemente, o tema ganhou especial atenção devido à situação energética vivenciada nos últimos anos, sendo discutido em diferentes instâncias setoriais, pelo Tribunal de Contas da União, pela Controladoria Geral da União e no Plano de Recuperação dos Reservatórios de Usinas Hidrelétricas do País (PRR) promovido pelo CNPE e coordenado pelo MME.
Simulações encadeadas retrospectivas
Observou-se que, em análises estruturais de longo prazo, as trajetórias de armazenamentos do modelo híbrido se aproximam mais dos valores reais observados durante a operação, ou seja, os aprimoramentos metodológicos

proporcionam políticas operativas (FCF) mais robustas, promovendo **uma maior coerência entre os resultados auferidos pelos modelos e a realidade sistêmica.**

O caso com a execução do modelo Híbrido com o par de CVaR (15,40) apresenta uma maior eficiência, alcançando **maiores níveis de armazenamento ao final de 2022 e 2023, com a adição de 2,5 p.p e 2,1 p.p, respectivamente, em relação à execução com o modelo Vigente, com o mesmo nível de geração termelétrica e custo associado.**

Simulações encadeadas prospectivas

Caso E60A21 (hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos) **NEWAVE Híbrido mais eficiente com CVaR(15,40)**, alcançando valores próximos de armazenamentos com relação ao modelo Vigente, com uma economia de aproximadamente R\$ 4 bilhões no ano em custos de geração termelétrica.

Caso E80A21 (hidrologia baixa e reservatórios baixos) O modelo híbrido tem uma resposta adequada ao acionar **maior geração térmica de forma antecipada**, provendo uma maior segurança energética devido à melhor aderência à CRef.

Caso E60A24 (hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados) O modelo híbrido também apresenta uma **melhor resposta (geração térmica antecipada)**, preservando os armazenamentos.

Caso E80A24 (hidrologia baixa e reservatórios preservados) O modelo híbrido “recolhe” a geração térmica (despacho apenas da inflexibilidade), não acarretando o aumento do vertimento turbinável.

A Tabela 49 contém as principais recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP.

Tabela 49 - Recomendações finais.

Recomendações

Para se garantir uma maior segurança energética estrutural ao SIN, é necessário que os modelos computacionais sejam constantemente aprimorados tendo em vista que

os resultados operativos se aproximem da realidade sistêmica. A proposta metodológica NEWAVE Híbrido traz importantes aprimoramentos nessa direção.

No modelo NEWAVE, tendo em vista o atual estágio de desenvolvimento, é recomendada a utilização do período de individualização de 12 meses **com a indicação de estudos para a total individualização de usinas hidrelétricas concomitantemente com outros estudos de redução de tempo computacional.**

Consideração no modelo NEWAVE das penalidades de turbinamento máximo e mínimo e as restrições de defluência e geração mínima baseadas no custo de térmica mais cara.

Recomendação de **alteração das micropenalidades de vertimento** em período individualizado no modelo NEWAVE para o valor “0.0003” e compatibilização das demais penalidades a ela associadas.

Atualização dos valores de VminOp de 22,5% para 19,1% no Norte, conforme NT-ONS DPL 0131-2023 [1].

Emprego da funcionalidade de **cortes externos**, com atualização nos processos oficiais de planejamento da operação e cálculo do PLD, ao menos nas revisões quadrimestrais.

Manutenção do critério de parada atual de 6 iterações consecutivas com delta de Zinf abaixo de 0,1%, limitado ao mínimo de 30 e máximo de 50 iterações para os processos de PMO e PLD.

Por fim, recomenda-se a utilização do modelo NEWAVE Híbrido avaliado no ciclo 2023/2024 com o par de CVaR ($\alpha = 15\%$ e $\lambda = 40\%$), para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025. Essa escolha é a mais apropriada, uma vez que apresenta benefícios econômicos (maior eficiência e menor custo de geração térmica) e aderência aos critérios de segurança energética do CMSE. Desta forma, procura-se aproximar à aversão ao risco do modelo Vigente, que deve permanecer em uso pela EPE durante a fase de transição.

Referências Bibliográficas

- [1] ONS, “CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2024,” NT-ONS DPL 0131/2023, 2023.
- [2] CPAMP, “Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2023 - Representação Híbrida de Usinas Hidrelétricas e Eficientização do Modelo NEWAVE,” 2023.
- [3] C. B. Cruz, A. L. Diniz, T. C. Justino e R. R. Barboza, “Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido,” Relatório Técnico CEPEL 1002/2022, 2022.
- [4] S. Rebennack, “Combining Sampling-based and Scenario-based Nested Benders' Decomposition Methods: Application to Stochastic Dual Dynamic Programming,” *athematical programming*, vol. 156, nº 1, pp. 343-389, 2016.
- [5] A. B. Philpott e V. L. de Matos, “Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion,” *European Journal of Operational research*, vol. 218, nº 2, pp. 470-483, 2012.
- [6] A. W. Rosemberg, A. Street, J. D. Garcia, D. M. Valladão, T. Silva e O. Dowson, “Assessing the Cost of Network Simplifications in Long-Term Hydrothermal Dispatch Planning Models,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, nº 1, pp. 196-206, 2022.
- [7] G. L. M. Fredo, E. C. Finardi, P. V. Larroyd e L. B. Picarelli, “Inflow Aggregation and Run-of-the-River Inflow Energy for Reducing Dimensionality in the Long-Term Generation Scheduling Problem,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 98542-98560, 2021.
- [8] P. V. Larroyd, R. Pedrini, F. Beltran, G. Teixeira, E. C. Finardi e L. B. Picarelli, “Dealing with Negative Inflows in the Long-Term Hydrothermal Scheduling Problem,” *Energies*, vol. 1, pp. 1-19, 2022.
- [9] G. Fredo e E. C. Finardi, “Assessing solution quality and computational performance in the long-term generation scheduling problem considering different hydro production function approaches,” *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 45-54, 2019.
- [10] F. D. Machado, A. L. Diniz e C. T. Borges, “Asynchronous parallel stochastic dual dynamic programming applied to hydrothermal generation planning,” *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106907, 2021.
- [11] C. B. Cruz, A. L. Diniz, T. C. Justino e R. d. R. Barboza, “Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido,” Relatório de Projeto – DSE – 1002 / 2022, 2020.

- [12] CPAMP, “Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 03-2023 - Avaliação da parametrização do CVaR com sumário executivo 2022/2023,” 2023.
- [13] MME/EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2031,” 2022.
- [14] EPE, “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2031,” 2021.
- [15] ONS, “ATUALIZAÇÃO DE DADOS CADASTRAIS E DA REPRESENTAÇÃO DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO BELO MONTE NA CADEIA DE MODELOS,” NT-ONS DPL 0017/2023, 2023.
- [16] Ramalho, G. M. et al, *Uma Proposta de Avaliação da Aversão ao Risco dos Modelos da Cadeia Principal de Otimização Energética Brasileira*, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil: XIX Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE, 2023.
- [17] C. B. Cruz, R. J. Pinto, A. L. Diniz e T. C. Justino, “Utilização de função de custo futuro externa como condição de contorno ao final do horizonte em substituição ao período pós estudo no modelo NEWAVE,” Relatório Técnico , 2023.
- [18] C. B. Cruz, R. J. Pinto e R. d. R. Barboza, “Aprimoramentos no processamento distribuído, gerenciamento de armazenamento e uso de memória no modelo NEWAVE,” Relatório Técnico CEPEL, Rio de Janeiro, 2023.
- [19] A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, C. L. Vasconcellos, D. D. J. Penna e C. B. Cruz, “Estratégia de seleção de cortes de Benders para redução do tempo computacional da programação dinâmica dual estocástica,” Relatório Técnico CEPEL nº 11138, 2017.
- [20] A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, D. D. J. Penna e C. B. Cruz, “A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, D. D. J. Penna, C.B.Cruz, “Estratégia de seleção de cortes de Benders para redução do tempo computacional da programação dinâmica dual estocástica,” em *LII Simpósio Brasileiro de Otimização Estocástica (SBPO)* , João Pessoa, Brasil, 2020.

Anexo I – Avaliação das execuções de acompanhamento

A fim de avaliar os impactos da implementação do NEWAVE Híbrido em comparação com os modelos vigentes, CCEE e ONS vem realizando execuções de acompanhamento dos decks processos de PMO e PLD. Essas execuções são uma sensibilidade dos casos oficiais a partir de janeiro de 2024 com a funcionalidade do NEWAVE Híbrido. Para cada mês estão sendo executados o modelo NEWAVE, a revisão 0 do DECOMP e um dia do DESSEM. Ressalta-se que, para estas execuções de acompanhamento, não há a troca dos parâmetros de CVAR. Em sequência são apresentados alguns resultados das execuções de acompanhamento dos casos de PLD. Esses decks têm sido disponibilizados no SINtegre⁴.

Execução de acompanhamento de janeiro de 2024

A Tabela 50 apresenta os principais Resultados de DECOMP da execução de acompanhamento de janeiro de 2024. Como pode ser notado, o modelo de curto prazo não indicou uma geração térmica além da inflexibilidade e, portanto, permanecendo com a indicação de PLD no mínimo regulatório.

Tabela 50 – Resultados da execução de acompanhamento da 1ª semana da RVO do DECOMP de janeiro de 2024.

Submercado	Armazenamento Inicial (%EARMmax)	Armazenamento Final (%EARMmax)	CMO (R\$/MWh)
Sudeste	60,9%	61,0%	0,06
Sul	93,4%	83,7%	0,06
Nordeste	49,0%	48,9%	0,06
Norte	46,1%	45,9%	0,06

Geração Hidráulica SIN (MWm)	53.802
Geração Térmica SIN (MWm)	4.929

⁴ Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/104/paginas/servicos/produtos-outros.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F103%2F104%2FDocuments%2FCPAMP%20ciclo%2023%2D24%2FRodadas%20de%20Acompanhamento&FolderCTID=0x012000776D8F3FE95C5A42900D7495128E4681&View=%7B60C71E3F%2D5CB1%2D4085%2DB59E%2D85EADB047941%7D>

Para a execução do DESSEM foi selecionado o dia 02 de janeiro (primeira terça-feira do mês operativo). A Figura 146 e Figura 147 apresentam os principais resultados para o primeiro dia do DESSEM. Mantendo a indicação do DECOMP, o DESSEM também manteve o PLD com o mínimo regulatório.

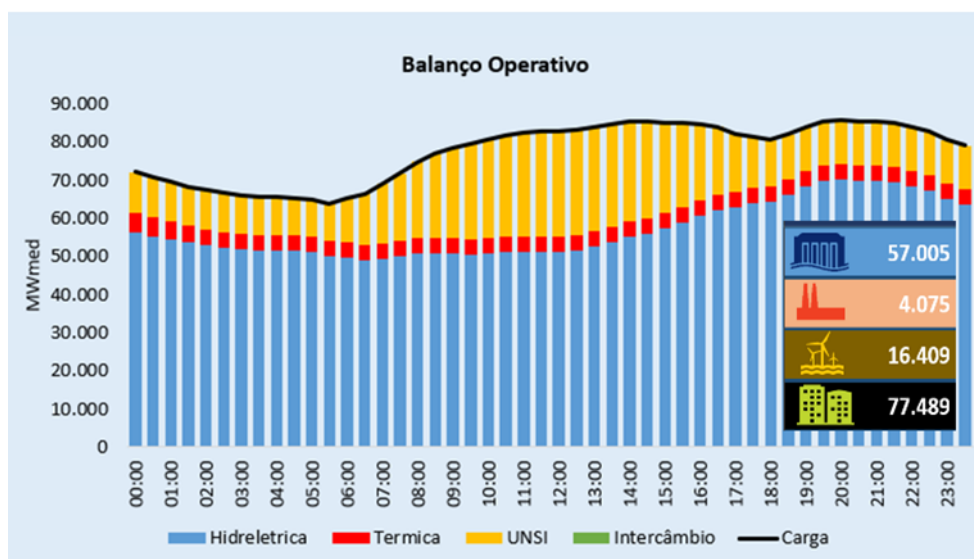


Figura 146 – Balanço operativo do DESSEM de acompanhamento do dia 02 de janeiro de 2024.

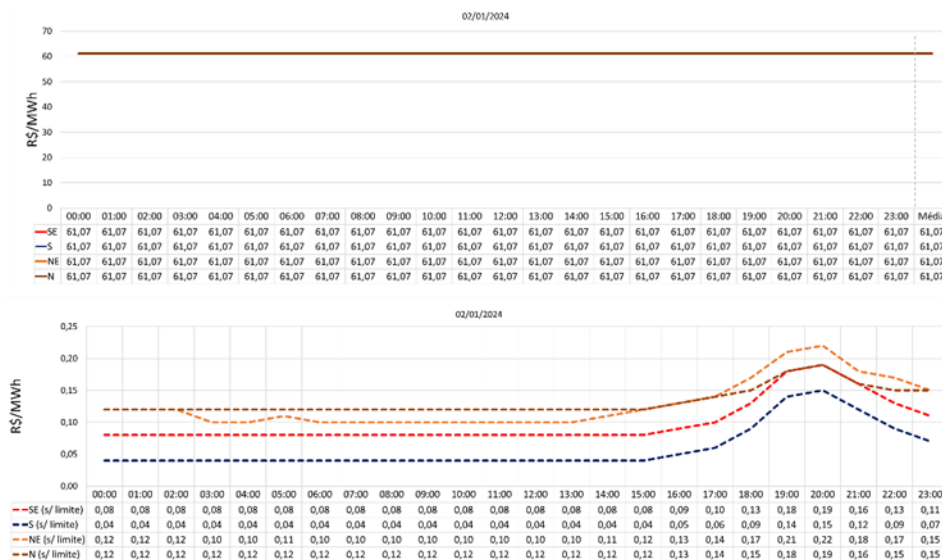


Figura 147 - PLD com e sem piso e teto para a execução de acompanhamento do DESSEM do dia 02 de janeiro de 2024.

Execução de acompanhamento de fevereiro de 2024

A Tabela 51 apresenta os principais Resultados de DECOMP da execução de acompanhamento de fevereiro de 2024. Assim como no caso anterior, o modelo de curto prazo não indicou uma geração térmica além da inflexibilidade e, portanto, permanecendo com a indicação de PLD no mínimo regulatório.

Tabela 51 - Resultados da execução de acompanhamento da 1ª semana da RVO do DECOMP de fevereiro de 2024.

Submercado	Armazenamento Inicial (%EARMmax)	Armazenamento Final (%EARMmax)	CMO (R\$/MWh)
Sudeste	60,9%	61,7%	0,09
Sul	81,4%	73,0%	0,09
Nordeste	52,4%	54,2%	0,09
Norte	48,6%	58,0%	0,09

Geração Hidráulica SIN (MWm)	58.806
Geração Térmica SIN (MWm)	5.159

Para a execução do DESSEM foi selecionado o dia 29 de janeiro (primeira segunda-feira do mês operativo). A Figura 148 e Figura 149 apresentam os principais dados do primeiro dia do DESSEM.

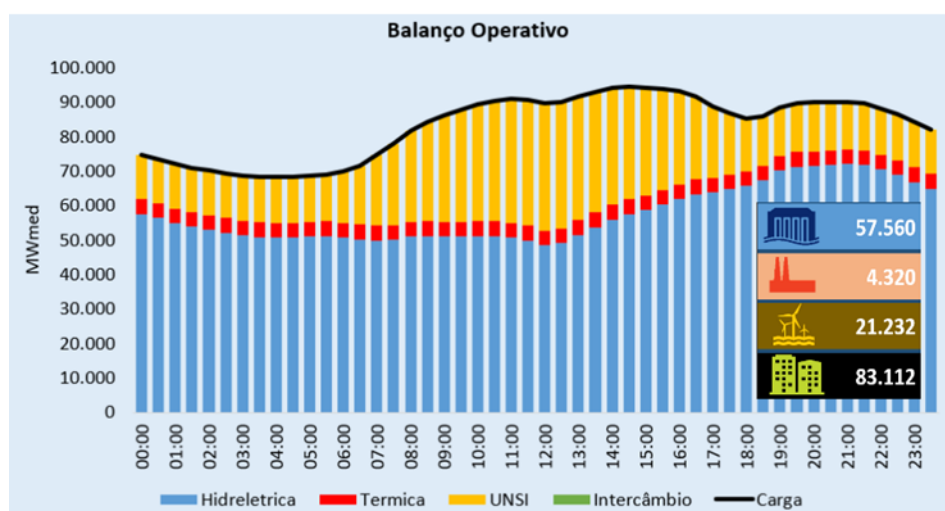


Figura 148 - Balanço operativo do DESSEM de acompanhamento do dia 29 de janeiro de 2024.

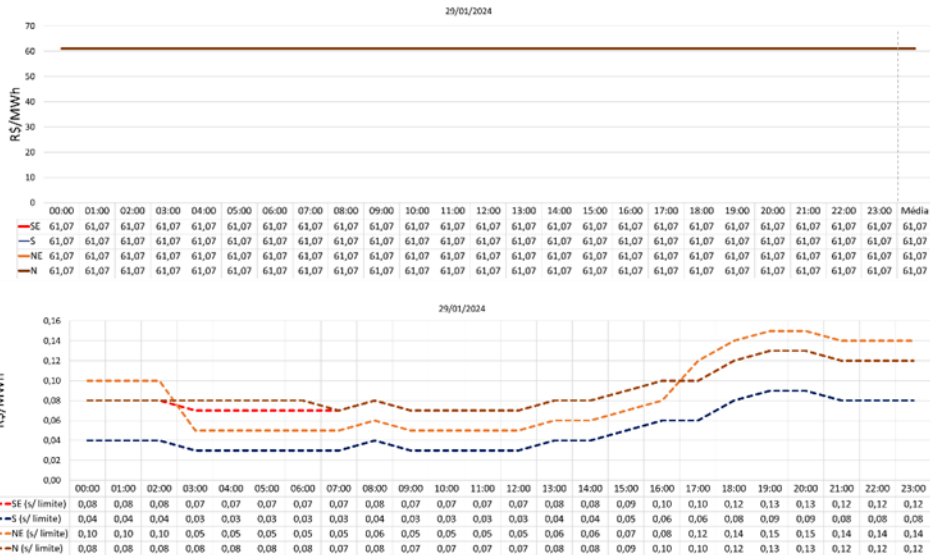


Figura 149 - PLD com e sem piso e teto para a execução de acompanhamento do DESSEM do dia 29 de janeiro de 2024.

Mantendo a indicação do DECOMP, o DESSEM também manteve o PLD com o mínimo regulatório.

Execução de acompanhamento de março de 2024

A Tabela 52 apresenta os principais Resultados de DECOMP para a execução de acompanhamento de março de 2024. Como pode ser notado, mais uma vez o modelo de curto prazo não indicou uma geração térmica além da inflexibilidade e, portanto, permanecendo com a indicação de PLD no mínimo regulatório.

Tabela 52 - Resultados da execução de acompanhamento da 1ª semana da RVO do DECOMP de março de 2024.

Submercado	Armazenamento Inicial (%EARMmax)	Armazenamento Final (%EARMmax)	CMO (R\$/MWh)
Sudeste	62,9%	64,8%	0,98
Sul	70,0%	67,5%	0,98
Nordeste	62,9%	65,4%	0,96
Norte	70,2%	86,0%	0,96

Geração Hidráulica SIN (MWm)	58.054
Geração Térmica SIN (MWm)	5.056

Para a execução do DESSEM foi selecionado o dia 29 de fevereiro (primeira quinta-feira do mês operativo). A Figura 150 e Figura 151 apresentam os principais resultados do primeiro dia do DESSEM.

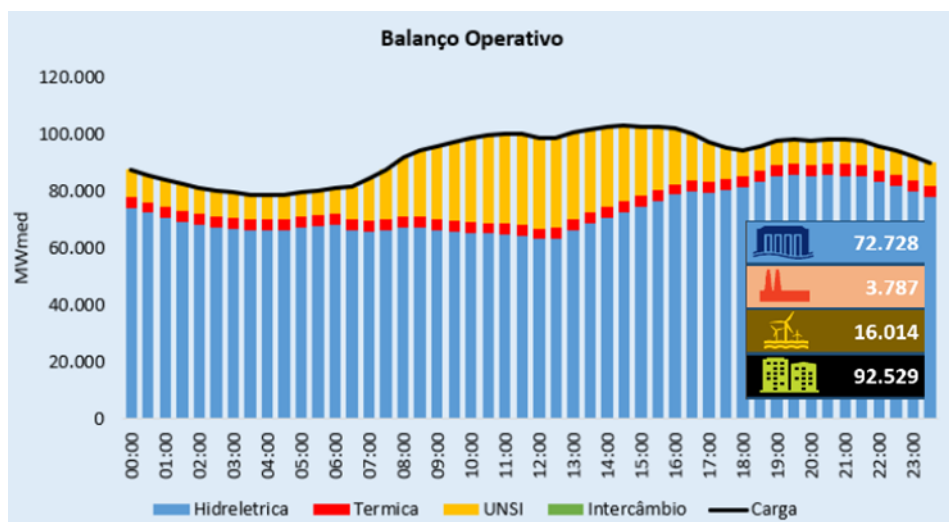


Figura 150 - Balço operativo do DESSEM de acompanhamento do dia 29 de fevereiro de 2024.

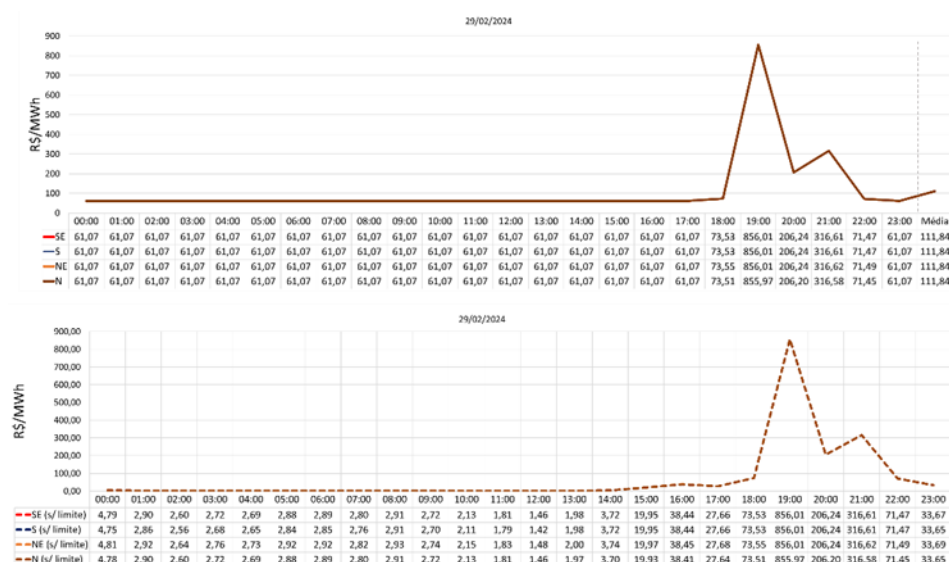


Figura 151 – PLD com e sem piso e teto para a execução de acompanhamento do DESSEM do dia 29 de fevereiro de 2024.

A escolha do dia foi para verificação do comportamento do aprimoramento em uma data em que houve um pico de demanda a partir das 17 horas, com a saída do PLD

do piso regulatório. Nesse caso, o pico de CMO ficou em aproximadamente 856 R\$/MWh, com o PLD diário de aproximadamente 112 R\$/MWh.