

**AVALIAÇÃO DO NÍVEL DE AVERSÃO AO RISCO NOS
MODELOS COMPUTACIONAIS DO SETOR ELÉTRICO**

Ciclo 2025/2026

GT-Calibração CVaR – CT PMO/PLD

Fev/2025

Sumário

1.	Introdução.....	4
2.	Sumário Executivo.....	5
3.	Mecanismo de aversão ao risco internalizados nos modelos computacionais.....	10
3.1	Volume Mínimo Operativo (VMinOp).....	11
3.1.1	Atualização dos valores de VMinOp.....	11
3.2	Valor Condicionado a um Dado Risco (Conditional Value at Risk - CVaR).....	12
3.2.1	Metodologia para seleção dos parâmetros do CVAR.....	13
4.	Estudos de avaliação da aversão ao risco nos processos de planejamento e programação da operação e formação de preço de curto prazo.....	16
4.1	Premissas dos estudos prospectivos.....	16
4.1.1.	Curva Referencial para o ano de 2026.....	17
4.2	Avaliação do nível de atendimento a CRef.....	18
4.3	Resultados operativos do estudo prospectivo.....	24
4.3.1	Cenário E80A25.....	24
4.3.2	Cenário E60A25.....	28
4.3.3	Cenário E60A21.....	32
4.3.4	Cenário E80A21.....	36
4.4	Avaliação dos impactos financeiros e tarifários.....	40
4.4.1	Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).....	40
4.4.2	Encargo de Segurança do Sistema (ESS).....	42
4.4.3	Impacto tarifário.....	42
4.4.3.1	Desenho do estudo conduzido.....	44
4.4.3.2	Resultados para os prospectivos.....	45
5.	Estudos de compatibilidade do nível de aversão ao risco dos modelos.....	51
5.1	Premissas dos estudos prospectivos.....	51
5.2	Resultados operativos do estudo prospectivo.....	51
5.2.1	Cenário E80A25.....	51
5.2.2	Cenário E60A25.....	59
5.2.3	Cenário E60A21.....	67
5.2.4	Cenário E80A21.....	74
5.3	Resumo da compatibilização.....	82

6. Conclusões.....	86
7. Referências Bibliográficas	90
ANEXO A – Estudos complementares	91
A.1 Introdução.....	91
A.2 Avaliação da família $\alpha = 15\%$	92
A.3 Avaliação DESSEM.....	103

1. Introdução

Em atendimento a Resolução CMSE nº 01/2025 [1], o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vêm trabalhando conjuntamente no âmbito do Comitê Técnico (CT) PMO/PLD, desenvolvendo subsídios à avaliação do nível de aversão ao risco dos modelos computacionais pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A definição dos parâmetros de aversão ao risco pelo CMSE deve ocorrer até dia 20 de maio de 2026, com vigência a partir da primeira semana operativa de janeiro de 2027 para os processos de planejamento e programação da operação e formação de preço de curto prazo.

Essa iniciativa está sendo conduzida em conformidade com as diretrizes estabelecidas no artigo 4º da Resolução CNPE nº 01/2024 [2], que atribui ao CMSE a competência para avaliar e aprovar a manutenção ou eventuais alterações no nível de aversão ao risco a ser utilizado nos modelos computacionais do setor elétrico, garantindo sua aderência ao nível de aversão ao risco adotado na política operativa.

Nesse contexto, esta nota técnica tem como objetivo apresentar uma breve explicação sobre os principais mecanismos de aversão a risco internalizados nos modelos, VMinOp (Volume Mínimo Operativo) e CVaR (Conditional Value at Risk), e apresentar os estudos de avaliação dos parâmetros de aversão ao risco.

2. Sumário Executivo

Este documento apresenta os resultados do estudo da avaliação do nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico realizado pelo CT PMO/PLD, com a participação da EPE, para apoiar a deliberação do CMSE. Embora nenhuma nova metodologia tenha sido empregada nos modelos computacionais desde a última avaliação da aversão ao risco dos modelos, atualizações dos dados de entrada relativos aos processos de formação de preço, planejamento e programação da operação foram realizados assim como a atualização da Curva Referencial de Armazenamento (CRef) através da NT-ONS DPL 0127-2025 [3]. Os dados de entrada em vigência no Programa Mensal da Operação (PMO) de janeiro de 2026 nos processos oficiais do ONS e CCEE foram considerados no estudo, assim como a recomendação de atualização dos valores de VMinOp de 28% para 27,8% no Norte e 23,3% para 23,1% para Nordeste, conforme NT-ONS DPL 0127-2025 [3]. Portanto, o objetivo dessa seção é apresentar os principais pontos do relatório de forma sumarizada.

Em conformidade com o inciso I do artigo 2º da Resolução CMSE nº 01/2025, em 03 de dezembro de 2025 [4], o CMSE orientou que a percepção de risco adotada nos modelos computacionais do setor elétrico fosse mantida conforme aquela oficialmente considerada na base de dados vigente. Atendendo a essa diretriz, o grupo técnico conduziu avaliações considerando pares de CVaR distribuídos de forma simétrica em relação ao par atualmente utilizado, abrangendo opções tanto mais avessas quanto menos avessas ao risco.

Assim, foram realizados estudos prospectivos encadeados com os modelos NEWAVE e DECOMP, considerando o caso Vigente – CVaR(15,40) - e casos com os parâmetros de CVaR menos e mais avessos ao risco: (15,30), (15,35), (15,40), (15,45) e (15,50).

O estudo prospectivo considerou o horizonte de janeiro de 2026 a dezembro de 2026 para diferentes cenários hidrológicos: (i) 60% da MLT (Média de Longo Termo) iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2021 – hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos (cenário E60A21); (ii) 80% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2021 – hidrologia baixa e reservatórios baixos (cenário E80A21); (iii) 60% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2025 – hidrologia extremamente baixa e

reservatórios preservados (cenário E60A25); e (iv) 80% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2025 - hidrologia baixa e reservatórios preservados (cenário E80A25). As execuções consideraram os potenciais comandos do CMSE de despacho por segurança energética em caso de necessidade quando confrontados com a CRef.

Para a avaliação da aversão ao risco do CVaR, a metodologia de comparação dos resultados prospectivos com a indicação de despacho térmico pela CRef [5], aprovada pelo CMSE em 03/12/2025 [4], foi aplicada. Os resultados do nível de atendimento a CRef e custo de geração termelétrica são apresentados na Figura 1. Considerando a meta de 100% de atendimento à CRef, o primeiro par de CVaR que atende ou supera a meta é o CVaR(15,35). Considerando como referência o caso Vigente, o caso com CVaR(15,40) é aquele que mais se aproxima do nível de aversão ao risco atual.

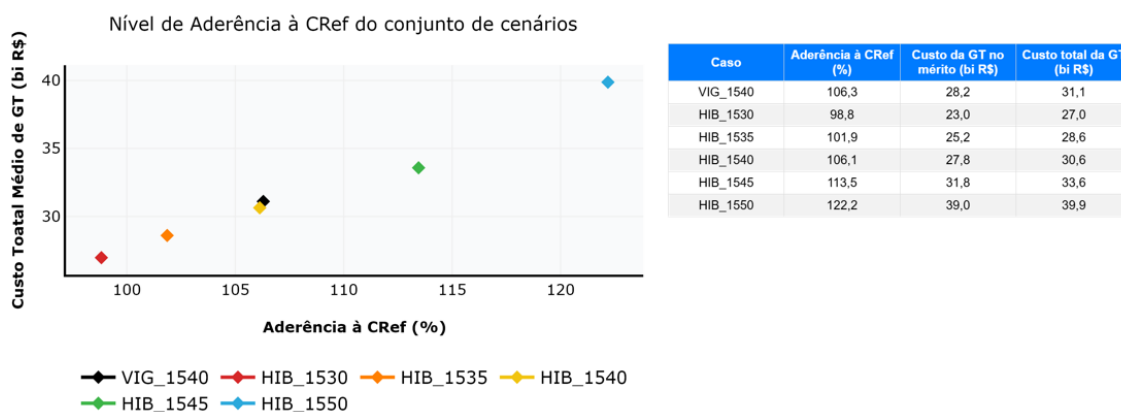


Figura 1 – Avaliação da aversão ao risco – Resumo do nível de atendimento a CRef

Em complemento aos resultados, foram realizados estudos estimativos de impactos financeiros proporcionados pelos diferentes níveis de CVaR. 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 do MRE. Em adição, também foram realizados estudos de impacto tarifário. A Tabela 1 à Tabela 4 apresentam um resumo dos impactos para os diferentes pares de CVaR avaliados no Capítulo 4. A coloração esverdeada indica melhores resultados em relação ao caso vigente - enquanto a coloração amarela indica piores resultados.

Tabela 1 – Resumo dos impactos do cenário E080A25

ENA80_ARM25 - EARM inicial 50.0 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	70.5	-0.92	-0.15	0.3	2.46	4.44
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	174.0	-53.0	-43.0	-1.0	-14.0	-4.0
Δ de geração térmica [MWmed]	5894.0	-403.0	-203.0	-4.0	478.0	885.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	10.3	-0.4	-0.2	0.0	0.7	1.9
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	121.02	-28.98	-17.13	14.92	80.74	133.87
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	123.23	-31.19	-19.21	12.79	78.53	131.66
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	41.21	-27.17	-21.46	2.3	48.48	67.55
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	33.1	-12.34	-3.29	14.3	-8.85	-3.78
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	82.87	0.71	0.36	0.01	-0.84	-1.56
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-3.9	1.23	0.89	-0.38	-3.22	-6.32
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-0.06	0.18	0.29	1.18	2.08

Tabela 2 – Resumo dos impactos do cenário E060A25

ENA60_ARM25 - EARM inicial 50.0 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	126.3	115.2	121.2	125.2	135.7	154.3
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	43.39	-6.85	-3.6	0.31	3.17	12.86
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	126.0	176.0	57.0	58.0	119.0	-46.0
Δ de geração térmica [MWmed]	12416.0	-1639.0	-857.0	-4.0	867.0	3127.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	31046.0	-14016.0	-6768.0	-1021.0	10866.0	34607.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	35.1	-8.7	-4.6	-0.5	4.2	21.6
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	681.51	-118.0	-51.85	6.82	106.61	386.36
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	645.56	-89.29	-33.73	9.51	98.45	139.71
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	147.04	8.01	29.01	25.62	15.6	-5.42
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	19.03	1.43	-1.98	-4.16	-9.55	-19.03
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	71.4	2.87	1.5	0.0	-1.52	-5.5
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-40.49	7.16	2.33	-0.38	-5.47	-13.32
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-2.22	-0.64	0.04	1.3	3.84

Tabela 3– Resumo dos impactos do cenário E060A21

ENA60_ARM21 - EARM inicial 23.12 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	111.6	96.3	100.9	110.9	124.1	135.1
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	27.86	-2.96	-2.07	-0.36	1.54	3.61
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	277.0	-28.0	-53.0	-11.0	-59.0	-126.0
Δ de geração térmica [MWmed]	15586.0	-846.0	-613.0	-140.0	394.0	750.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	18914.0	-25294.0	-17355.0	-1221.0	17891.0	32038.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	58.2	-6.6	-4.8	-1.2	3.1	6.1
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	988.16	-150.13	-85.21	25.46	143.48	420.62
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	779.52	-61.59	-30.84	-1.11	5.75	5.75
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	147.49	40.76	19.26	1.9	17.59	-6.43
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	4.11	8.61	5.68	-1.7	-4.11	-4.11
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	65.81	1.49	1.08	0.25	-0.69	-1.31
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-53.81	4.46	2.72	0.56	-1.06	-2.24
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	1.19	0.88	0.73	-0.01	-0.42	-1.19
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-1.12	-0.61	-0.14	0.2	0.55

Tabela 4 – Resumo dos impactos do cenário E080A21

ENA80_ARM21 - EARM inicial 23.12 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	87.2	83.8	85.3	88.4	94.1	99.3
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	53.6	-1.8	-1.25	-0.19	2.94	7.11
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	214.0	49.0	-46.0	-8.0	-24.0	-5.0
Δ de geração térmica [MWmed]	8285.0	-359.0	-292.0	-5.0	774.0	1660.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	-12693.0	-2681.0	-1403.0	1120.0	6346.0	11878.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	20.8	-0.8	-0.4	-0.2	2.0	5.4
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	329.68	-74.42	-43.35	6.66	105.5	207.82
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	329.68	-74.42	-43.35	6.66	105.5	188.93
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	163.66	-36.47	-21.87	5.59	87.09	120.51
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	17.31	3.75	7.13	0.34	-0.31	7.65
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	78.66	0.63	0.51	0.01	-1.36	-2.92
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-14.88	3.3	1.35	-0.43	-5.51	-11.11
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	2.55	0.81	0.82	-0.31	-0.98	-1.83
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-1.39	-0.65	-0.11	1.44	2.68

Para avaliar a compatibilidade de nível de aversão ao risco entre o NEWAVE agregado por Reservatório Equivalente de Energia (REE), empregado nos processos da EPE, e o NEWAVE Híbrido, empregado nos processos do ONS e CCEE, foi realizado um segundo estudo prospectivo sem a consideração do despacho por segurança energética.

A fim de comparar os diferentes pares de CVaR, considerando os quatro cenários de forma integrada, foi calculada a média desses cenários para cada variável operativa

analisada no estudo de compatibilização. Essas diferenças são apresentadas em um mapa de cores, conforme ilustrado na Tabela 5, no qual os tons mais claros representam maior aderência ao caso de referência (REE (25x35)). De forma geral, o caso com o NEWAVE Híbrido com CVaR(15,40) é aquele que apresenta dados operativos mais próximos ao caso REE (25x35).

Tabela 5 – Resumo da comparação das variáveis operativas – Média dos cenários

MÉDIA DOS CENÁRIOS	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-3.0	-2.0	-0.7	1.6	3.4
ΔGeração térmica [MWm]	989.3	609.1	172.3	-569.2	-1307.9
ΔGeração hidráulica [MWm]	-982.5	-596.0	-169.5	566.4	1309.6
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	-25.3	-40.2	-31.7	-21.5	-20.2
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-112.0	-67.1	-51.6	51.7	211.9
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-51.9	-40.9	-12.2	61.6	169.5
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-60.1	-26.2	-39.3	-9.9	42.4

Visando a deliberação pelo CMSE até 20 de maio de 2026 dos parâmetros de aversão ao risco a serem empregados nos modelos computacionais a partir da primeira semana operativa de 2027, o grupo técnico recomenda a submissão do estudo ao processo de participação social, a ser conduzido pelo CT PMO/PLD.

3. Mecanismo de aversão ao risco internalizados nos modelos computacionais

Os modelos NEWAVE e DECOMP, empregados no planejamento da operação energética de médio e curto prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN) e no processo de formação de preços, foram originalmente concebidos com base no critério de minimização do valor esperado dos custos operativos. Essa formulação busca determinar uma política ótima de operação a partir da média ponderada dos custos associados a um conjunto representativo de cenários hidrológicos futuros.

No entanto, ao considerar exclusivamente o valor esperado, essa abordagem apresenta uma limitação importante: a ausência de mecanismos que representem a aversão a risco do setor frente à ocorrência de séries hidrológicas críticas. Em anos com afluências persistentemente desfavoráveis, a política resultante pode conduzir a níveis de armazenamento excessivamente baixos, comprometendo a segurança do suprimento e exigindo ações corretivas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito por garantia energética.

Para reduzir tais riscos e internalizar no modelo de otimização uma postura mais conservadora diante da incerteza hidrológica, em 2013 foram incorporados nos modelos NEWAVE e DECOMP mecanismos de aversão a risco [6]. Dentre os mecanismos disponíveis nos modelos NEWAVE e DECOMP, atualmente são utilizados os mecanismos CVaR e VMinOp, que desde 2020 atuam de forma complementar:

- Volume Mínimo Operativo (VMinOp): de natureza física, estabelece limites mínimos para os volumes armazenados nos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE), promovendo maior governabilidade da cascata e resiliência frente à variabilidade hidrológica;
- Valor Condicionado a um Dado Risco (Conditional Value-at-Risk – CVaR): de natureza econômica, altera a função objetivo do problema de otimização para incorporar, na ponderação da construção da função de custo futuro, maiores pesos aos piores cenários hidrológicos.

Enquanto o VMinOp está associado à segurança e à preservação da governabilidade hidráulica do sistema, o CVaR atua no sentido de limitar o risco econômico associado à operação dos cenários hidrológicos mais críticos. Ambos os

mecanismos contribuem para uma sinalização mais robusta dos custos da operação, reduzindo a necessidade de despachos fora da ordem de mérito e tornando a política resultante mais alinhada com os objetivos de segurança e eficiência econômica.

A seguir, detalham-se os fundamentos de cada um desses mecanismos de aversão a risco nos modelos NEWAVE e DECOMP.

3.1 Volume Mínimo Operativo (VMinOp)

Os níveis mínimos operativos dos reservatórios de cada usina são estabelecidos com base em condições operativas que assegurem usos múltiplos da água, definidas através de resoluções publicadas pela Agência Nacional de Águas (ANA) ou propostas por esta agência em consultas públicas em andamento, ou ainda na experiência do Operador com relação a governança da cascata.

A partir dos níveis mínimos por usina, são calculados os níveis mínimos de armazenamento para os reservatórios equivalentes de energia, representados como restrições de segurança nos modelos, a fim de evitar esvaziamentos que possam comprometer a controlabilidade das cascatas.

Atualmente, as restrições de armazenamento mínimo operativo no modelo NEWAVE são representadas por reservatório equivalente de energia (REE), e apenas a máxima violação destes requisitos é penalizada no mês escolhido como final do período de avaliação, em geral, é escolhido o final do período seco (mês de novembro), considerando um valor de penalidade igual ao maior CVU praticado no horizonte de estudo [7].

Com o objetivo de garantir maior consistência entre os modelos de médio e curto prazos, os níveis mínimos operativos definidos e utilizados no modelo NEWAVE também são representados no modelo DECOMP [8].

3.1.1 Atualização dos valores de VMinOp

A definição dos valores do VMinOp é realizada com base nos níveis de segurança ao final do período seco, considerados na construção das Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE para o acompanhamento da segurança de atendimento do SIN. Desse modo, com base na NT-ONS DPL 0127-2025 – Construção da Curva Referencial (CRef) para o ano de 2026 [3], recomenda-se a

atualização dos valores de VMinOp a partir da primeira semana operativa de 2026 conforme os valores apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – VMinOp por REE

REE	VMinOp (% EARMx)
SUDESTE	20%
PARANÁ	20%
PARANAPANEMA	20%
SUL	30%
IGUAÇU	30%
NORDESTE	23.1%
NORTE	27,8%

3.2 Valor Condicionado a um Dado Risco (Conditional Value at Risk - CVaR)

No contexto do planejamento da operação energética e formação de preços do SIN, a capacidade de lidar com a incerteza futura sobre a disponibilidade dos recursos é um fator crítico. O mecanismo de CVaR foi introduzido nos modelos como uma resposta a essa necessidade, com o objetivo de tornar a tomada de decisão mais conservadora diante da incerteza. Ao contrário de abordagens baseadas exclusivamente em métricas de valor esperado, o CVaR permite incorporar diretamente a aversão ao risco na formulação da política de operação, dando maior relevância aos cenários hidrológicos mais críticos.

No setor elétrico brasileiro, modelos como o NEWAVE e o DECOMP utilizam o CVaR para ponderar os custos de operação de maneira diferenciada, atribuindo maior peso aos cenários com maiores custos totais. Essa abordagem reflete a necessidade de proteger o sistema contra condições adversas, mesmo que sua probabilidade seja reduzida. A função objetivo (FO) dos modelos passa, assim, a considerar duas componentes: o valor esperado do Custo Total de Operação (CTO), com peso $(1-\lambda)$, e o CVaR associado aos α cenários mais críticos, com peso λ :

$$FO = \min (1-\lambda) \times E[CTO] + \lambda \times CVaR_{\alpha}[CTO] \quad (1)$$

Desse modo, o parâmetro α define o subconjunto de cenários hidrológicos mais críticos que comporão a métrica de risco. Esse subconjunto é selecionado com base

em um percentil do total de cenários simulados, de forma que apenas os piores custos sejam considerados no cálculo do CVaR. Por sua vez, o parâmetro λ regula o peso da aversão ao risco na função objetivo. Esses dois parâmetros permitem calibrar a resposta do modelo conforme a percepção setorial de risco e estão ilustrados na Figura 2.

$$FO = \min (1-\lambda) \times E[CTO] + \lambda \times CVaR_{\alpha}[CTO]$$

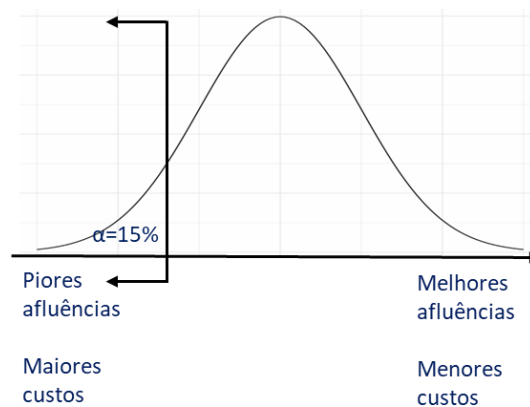


Figura 2 – Ilustração do mecanismo CVaR

É importante destacar que, diferentemente de restrições operacionais como o VMinOp – que impõe limites físicos mínimos aos volumes dos reservatórios – o CVaR é um instrumento puramente matemático e não possui relação direta com restrições físicas do sistema. Sua implementação proporciona maior flexibilidade para lidar com a incerteza futura sobre a disponibilidade dos recursos, induzindo a construção de políticas mais prudentes por parte dos modelos de otimização.

Essa prudência se reflete, por exemplo, na antecipação do despacho de usinas térmicas, mesmo em condições hidrológicas que, na média, não o exigiriam. O objetivo é garantir uma política mais segura, minimizando a dependência de chuvas futuras e evitando situações de risco elevado para o suprimento do setor.

3.2.1 Metodologia para seleção dos parâmetros do CVAR

Para a avaliação do nível de aversão ao risco do CVaR no presente estudo foi utilizada a metodologia [5] aprovada pelo CMSE em 03/12/2025 [4].

A proposta visa aperfeiçoar o processo de calibração dos parâmetros de aversão ao risco (CVaR), de forma a torná-lo mais transparente, robusto e aderente às orientações do CMSE, permitindo análises consistentes das alternativas de

parametrização e seus impactos econômicos, operativos e tarifários. A metodologia se baseia na comparação dos resultados das simulações prospectivas com a CRef [3], ferramenta utilizada pelo CMSE para auxiliar a tomada de decisão objetivando a manutenção da segurança energética do SIN.

Cada etapa desempenha um papel específico dentro do processo de calibração, desde a definição dos cenários sistêmicos até a indicação final dos parâmetros de aversão ao risco. A seguir, é apresentado o passo a passo da proposta do novo procedimento de calibração dos parâmetros de aversão ao risco:

1. Elaborar “C” cenários que reflitam condições sistêmicas distintas do SIN, considerando a configuração atualizada do parque gerador, assim como as alterações previstas ao longo do horizonte de planejamento.
2. Definir “P” alternativas de parametrização para o mecanismo CVaR a serem avaliadas, incluindo a parametrização atualmente vigente.
3. Executar estudo encadeado em duas fases para cada combinação de cenário **c** e alternativa de CVaR **p**. Serão realizados **C*P** estudos encadeados, cada um com horizonte de “M” meses.
4. Para cada estágio **m**, determinar o requisito de geração térmica (REQ_m) em função do nível de armazenamento ($EARM_m$) e dos parâmetros da CRef, que divide o espaço de armazenamento em R regiões. O requisito é obtido por interpolação linear entre os limites inferior e superior da região “r” correspondente ao valor de $EARM_m$

$$REQ_m = \frac{EARM_m - EARM_{LI_{m,r}}}{EARM_{LS_{m,r}} - EARM_{LI_{m,r}}} * (GT_{LS_{m,r}} - GT_{LI_{m,r}}) + GT_{LI_{m,r}} \quad (2)$$

Onde os sufixos $LI_{m,r}$ e $LS_{m,r}$ representam os limites inferior e superior da região “r”.

Observação:

- Para a primeira região, associada aos maiores armazenamentos, $REQ_m = \min(GT_m, GT_{LS_{m,1}})$

- Para a última região, associada aos menores armazenamentos, então REQ_m é limitado à capacidade total de geração térmica

5. Calcular o requisito ajustado de geração térmica ($REQa_m$), que não deve exceder o máximo de geração termelétrica possível de ser alocada ($GTmaxaloc_m$), levando em consideração a geração compulsória.

$$REQa_m = \min (REQ_m ; GTmaxaloc_m) \quad (3)$$

6. Calcular o nível de atendimento à CRef ($ATCREF_{c,p}$), ao longo do período de estudo, para a combinação de cenário **c** e par de CVaR **p**, conforme:

$$ATCREF_{c,p} = \frac{\sum_{m=1}^{12} GT_m}{\sum_{m=1}^{12} REQa_m} \quad (4)$$

- Onde GT_m é o despacho térmico por ordem de mérito.

7. Calcular o indicador, atendimento médio (IND_p), para cada alternativa **p**

$$IND_p = \frac{1}{c} \sum_{c=1}^c ATCREF_{c,p} \quad (5)$$

8. Elaborar a avaliação dos impactos físicos, econômicos e tarifários de todos os pares avaliados.
9. A partir da orientação fornecida pelo CMSE sobre manutenção, aumento ou redução do nível de aversão a risco, avaliar os resultados dos passos 7 e 8, de modo a indicar a alternativa mais aderente e fornecer subsídios para a decisão final do CMSE sobre o par a ser selecionado.

4. Estudos de avaliação da aversão ao risco nos processos de planejamento e programação da operação e formação de preço de curto prazo

Para a avaliação do nível de aversão ao risco do CVaR nos processos planejamento e programação da operação e formação de preço de curto prazo, foi realizado um estudo prospectivo conforme as premissas apresentadas na Seção 4.1, a avaliação do nível de atendimento a CRef é apresentada na Seção 4.2, os resultados operativos do prospectivo são apresentados na Seção 4.3, a avaliação dos impactos financeiros e tarifários são apresentados na Seção 4.4.

4.1 Premissas dos estudos prospectivos

O estudo prospectivo foi realizado para o período de janeiro de 2026 a dezembro de 2026 utilizando como base PMO de janeiro de 2026. Todos os decks de sensibilidade de CVaR foram executados com o número mínimo igual ao número máximo de 50 iterações¹ e tiveram o VMinOp do Norte atualizado de 28% para 27,8% e do Nordeste de 23,3% para 23,1%. As versões dos modelos utilizadas nas execuções desse estudo foram:

- GEVAZP: versão 11;
- DECOMP: versão 32.0.1; e
- NEWAVE: versão 31.

Os cenários de vazão e armazenamentos foram: ENA 60% da MLT (Média de Longo Termo), com armazenamento inicial equivalente ao de janeiro de 2021 (E60A21), representando um cenário de hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos; ENA 60% da MLT, com armazenamento inicial equivalente ao de janeiro de 2025 (E60A25), representando um cenário de hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados; ENA 80% da MLT, com armazenamento inicial equivalente ao de janeiro de 2021 (E80A21), cenário de hidrologia baixa e reservatórios baixos; e, por fim, ENA 80% da MLT, com armazenamento inicial equivalente ao de janeiro de 2025 (E80A25), cenário de hidrologia baixa e reservatórios preservados.

¹ Aprimoramento de parâmetro não-metodológico em aprovação pelo Grupo de Trabalho de número mínimo de iterações no modelo NEWAVE.

A perspectiva de ENA (Energia Natural Afluente) no modelo NEWAVE foi alterada através do arquivo vazpast.dat. Os decks de DECOMP foram convertidos em decks mensais com ajuste do arquivo prevs.dat do GEVAZP para adequação de cada cenário hidrológico.

Os pares de CVaR considerados para o estudo foram (15,30), (15,35), (15,40), (15,45) e (15,50).

A execução prospectiva foi realizada considerando o despacho por segurança energética que poderia ser determinado pelo CMSE. Para tal, foram executados dois tipos de decks de DECOMP, o primeiro para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e o segundo forçando a geração termelétrica de acordo com a indicação da CRef 2026 do SIN. As informações da operação foram extraídas de acordo com o segundo tipo de deck.

4.1.1. Curva Referencial para o ano de 2026

A CRef é uma ferramenta desenvolvida pelo ONS para servir como apoio às decisões tomadas pelo CMSE que, em sua responsabilidade de assegurar a manutenção da segurança energética do SIN, pode comandar o acionamento de geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito visando a recuperação dos níveis dos reservatórios de regularização.

A CRef é composta por três curvas referenciais de armazenamento, sendo que 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 2026, as seguintes premissas, que constam na NT-ONS DPL 0127-2025 [3], foram consideradas:

- curva verde: disponibilidade média de geração térmica no horizonte de janeiro/26 a novembro/26 de cerca de 10.072 MWmed;
- curva amarela: disponibilidade média de geração térmica no horizonte de janeiro/26 a novembro/26 de cerca de 14.675 MWmed;
- curva vermelha: despacho pleno de todas as térmicas do SIN, incluindo aquelas a GNL com despacho antecipado, resultando em uma disponibilidade média de geração no horizonte de janeiro/26 a novembro/26 de cerca de 19.579 MWmed.

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 2026 para o SIN é apresentada na Figura 3.

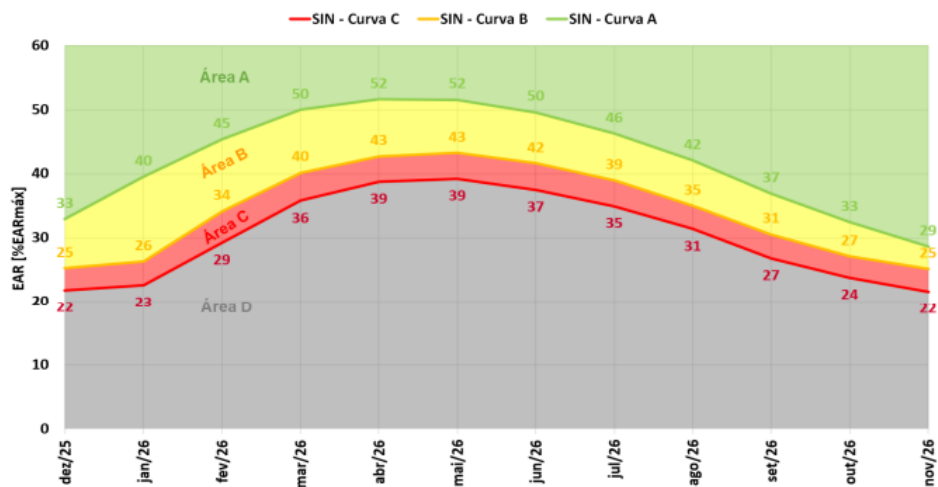


Figura 3 – Curvar Referenciais de Armazenamento do SIN para 2026 [3]

4.2 Avaliação do nível de atendimento a CRef

Para a avaliação do nível de atendimento a CRef foi empregada a metodologia descrita na Seção 3.2.1. Os passos 1 e 2 da metodologia consistem na definição das premissas apresentadas na seção 4.1.

Os passos 3 à 5, consistem na execução encadeada do estudo, observando o nível de armazenamento para cada estágio e consultando a CRef para calcular o montante de geração térmica necessário que o modelo precisa responder. A Figura 4 apresenta

a comparação dos resultados de armazenamento inicial de cada mês das execuções prospectivas com a Curva Referencial do SIN para o ano de 2026. A Figura 5 à Figura 8, apresentam os requisitos de geração térmica para cada mês de cada cenário. Os casos E80A25 e E60A25, mantiveram suas trajetórias de armazenamento acima da CRef, desse modo, o requisito de cada mês é a própria geração térmica, limitada a geração térmica indicada pela curva verde.

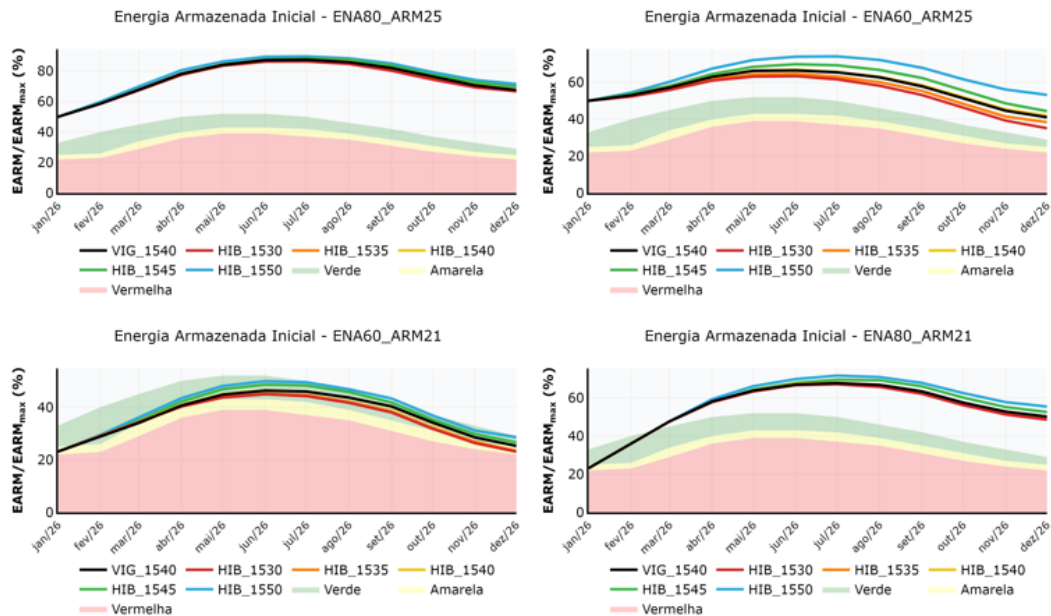


Figura 4 - Comparação das trajetórias de armazenamento simuladas nos casos prospectivos com as Curvas Referenciais do SIN para o ano de 2026

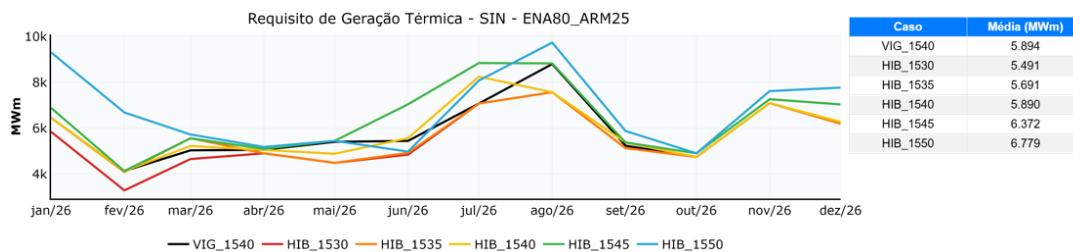


Figura 5 – Montante termelétrico requerido pela CRef para o cenário E80A25 a cada mês

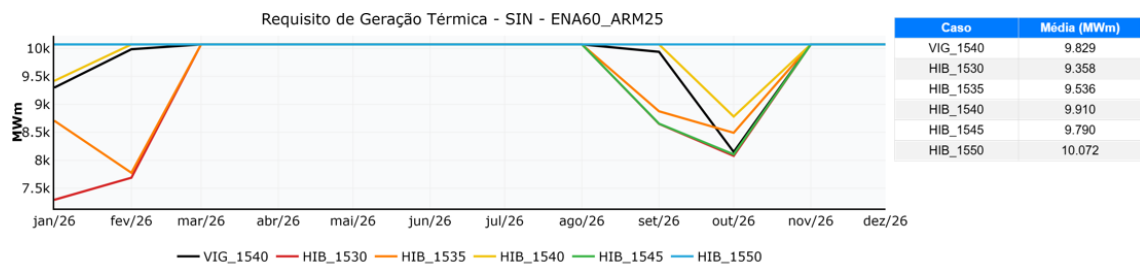


Figura 6 – Montante termelétrico requerido pela CRef para o cenário E60A25 a cada mês

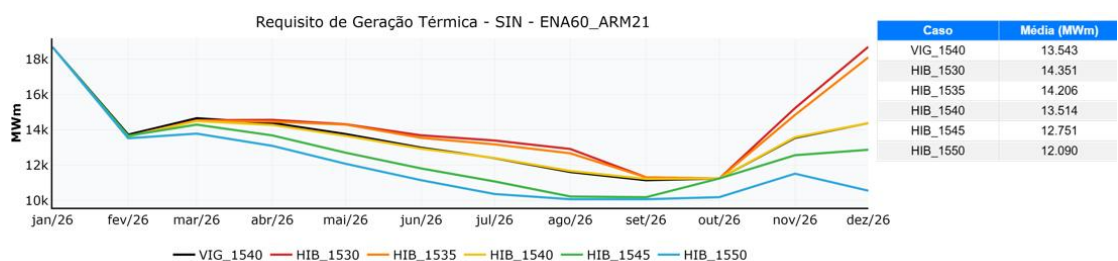


Figura 7 – Montante termelétrico requerido pela CRef para o cenário E60A21 a cada mês

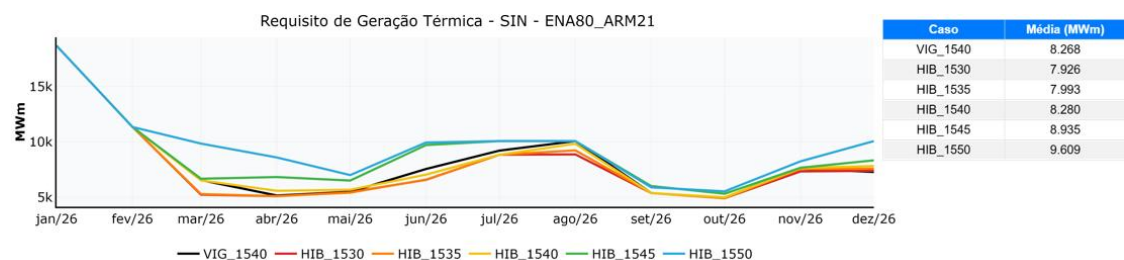


Figura 8 – Montante termelétrico requerido pela CRef para o cenário E80A21 a cada mês

O passo 6 da metodologia, consiste em calcular o nível de atendimento à CRef considerando o excesso e o déficit de geração. A diferença entre a geração termelétrica requisitada pela CRef e a indicada pelo modelo são apresentadas na Figura 9 à Figura 12. Os níveis de atendimento à CRef para cada cenário são apresentados na Figura 13 à Figura 16.

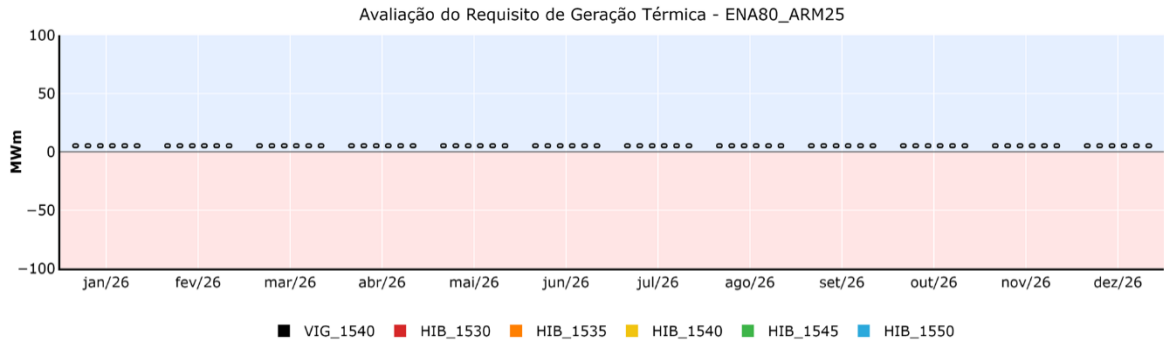


Figura 9 – Avaliação do montante de geração termelétrica faltante e excedente – cenário E80A25

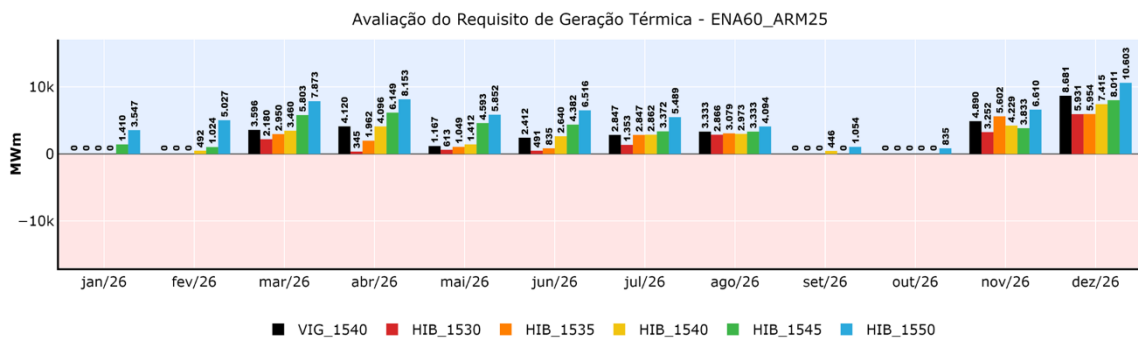


Figura 10 – Avaliação do montante de geração termelétrica faltante e excedente – cenário E60A25

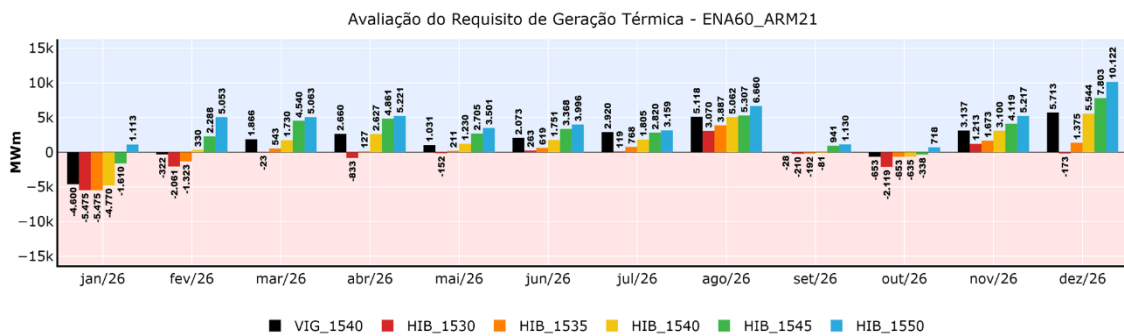


Figura 11 – Avaliação do montante de geração termelétrica faltante e excedente – cenário E60A21

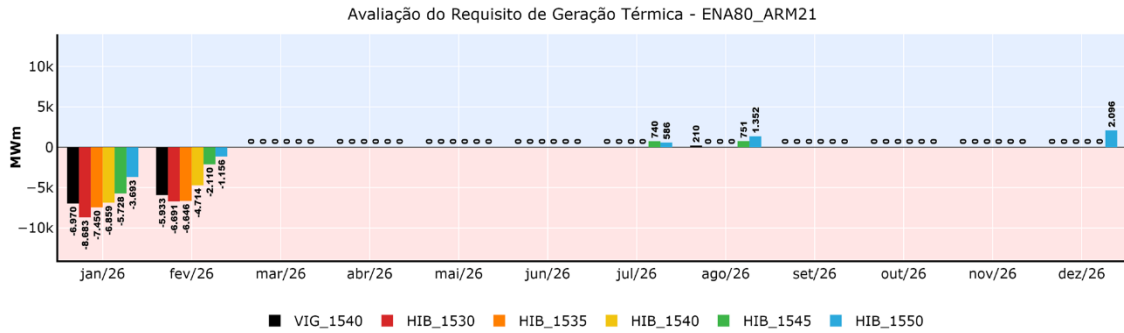


Figura 12 – Avaliação do montante de geração termelétrica faltante e excedente – cenário E80A21

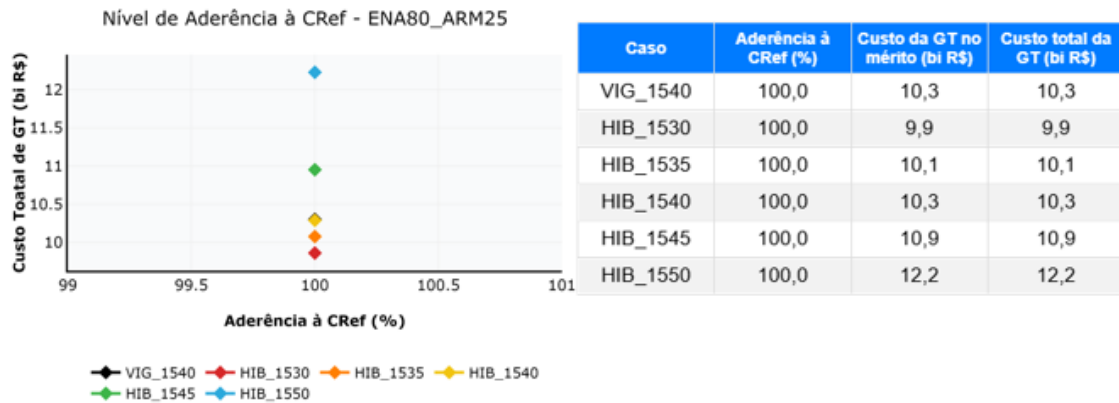


Figura 13– Avaliação da aversão ao risco – Nível de atendimento a CRef do cenário E80A25

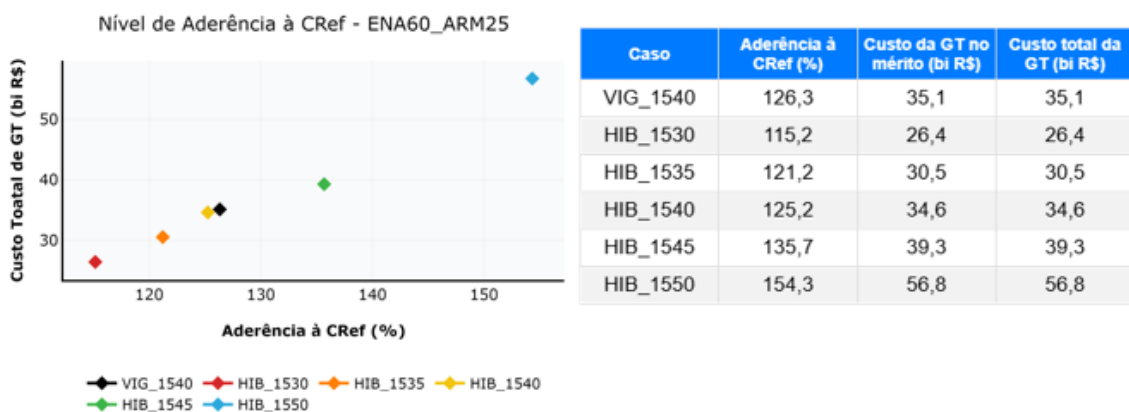


Figura 14 – Avaliação da aversão ao risco – Nível de atendimento a CRef do cenário E60A25

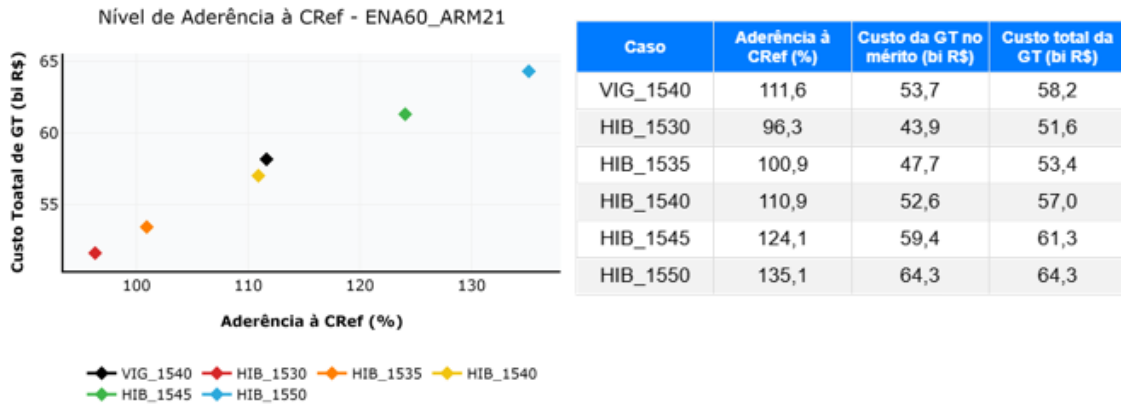


Figura 15– Avaliação da aversão ao risco – Nível de atendimento a CRef do cenário E60A21

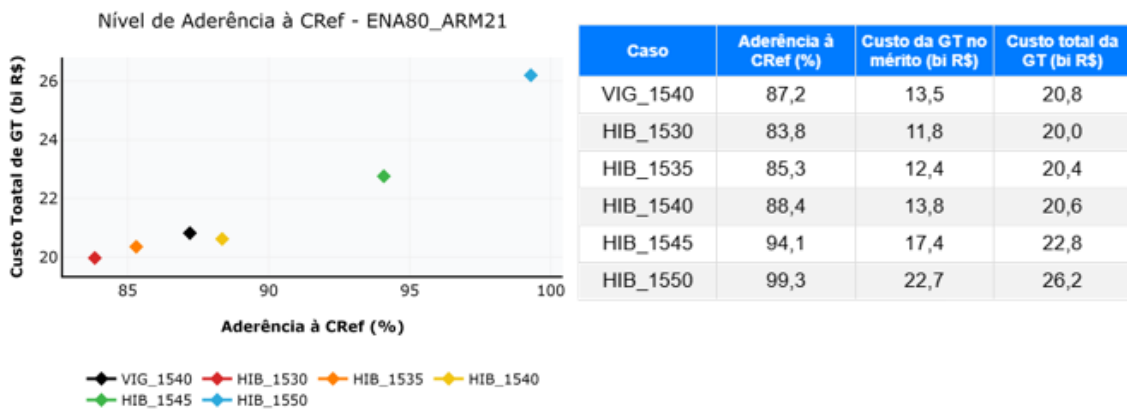


Figura 16 – Avaliação da aversão ao risco – Nível de atendimento a CRef do cenário E80A21

O passo 7 da metodologia, consiste em calcular o nível de atendimento médio da CRef para cada par de CVaR.

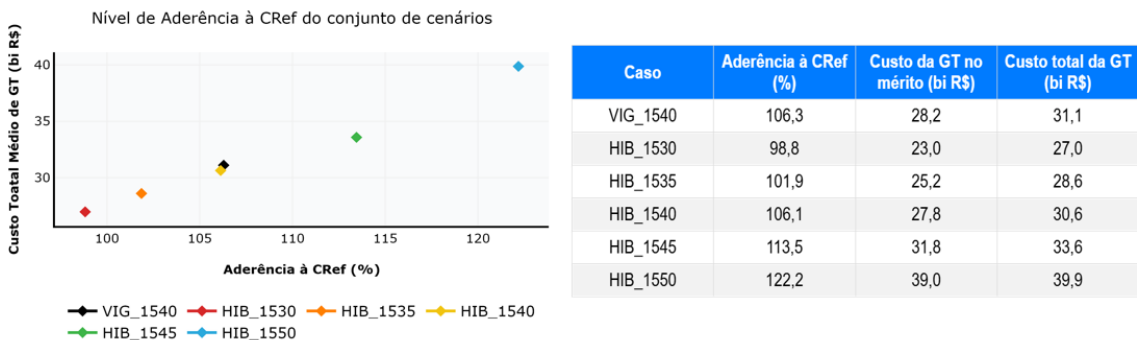


Figura 17 – Avaliação da aversão ao risco – Nível de atendimento médio a CRef

Com base nesses resultados, verificou-se que a sensibilidade com o CVaR(15,40) é aquela que se aproxima mais do caso Vigente. E a sensibilidade com o CVaR(15,35) é aquele que apresenta o nível de atendimento à CRef logo acima de 100%.

Por fim, o passo 8 da consiste em avaliar os impactos físicos, financeiros e tarifários. Essa avaliação é apresentada nas próximas subseções.

4.3 Resultados operativos do estudo prospectivo

4.3.1 Cenário E80A25

Os resultados operativos para o cenário E80A25 são apresentados na Figura 18 à Figura 26. Nesse cenário, em nenhum momento o armazenamento esteve abaixo das curvas da CRef 2026, e portanto, não houve requisição de despacho por segurança energética.

Na Figura 18 e Figura 19 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente.

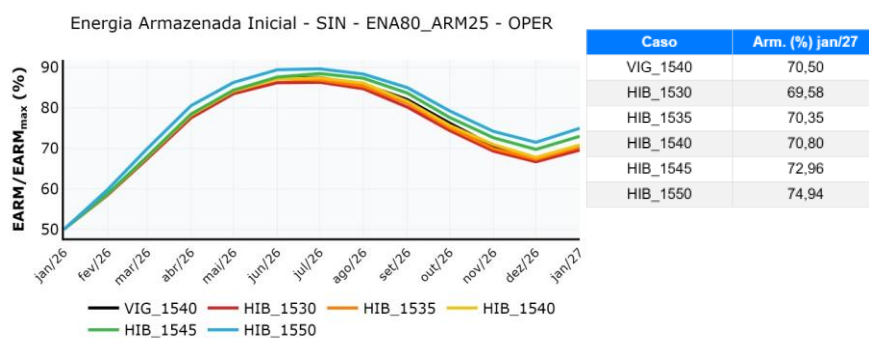


Figura 18 – Trajetória de Energia armazenada inicial do SIN – Cenário E80A25

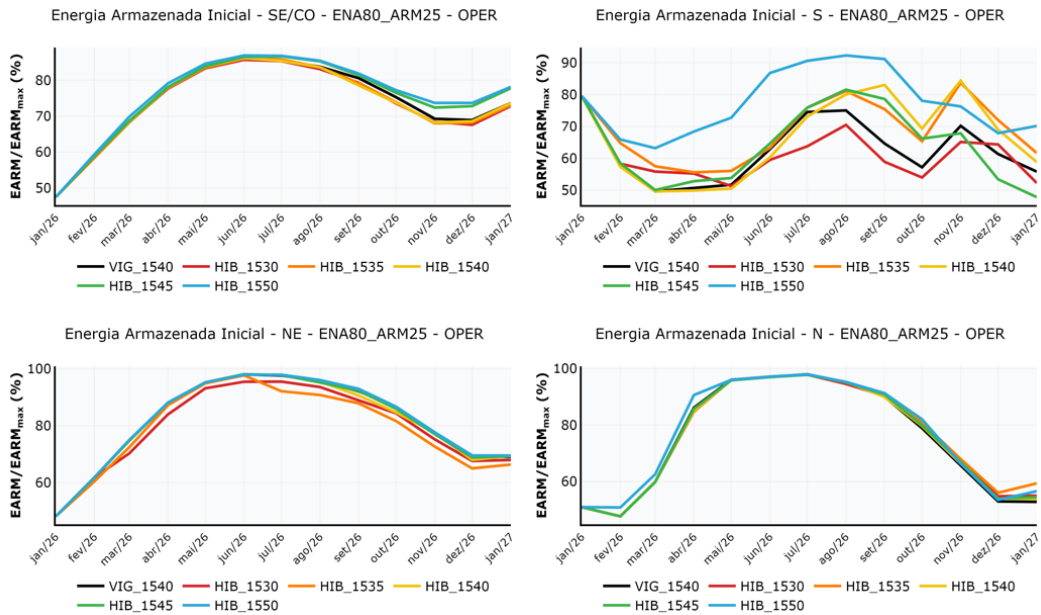


Figura 19 - Trajetória de Energia armazenada inicial por submercado – Cenário E80A25

A Figura 20 e Figura 21 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e por cada submercado, respectivamente.

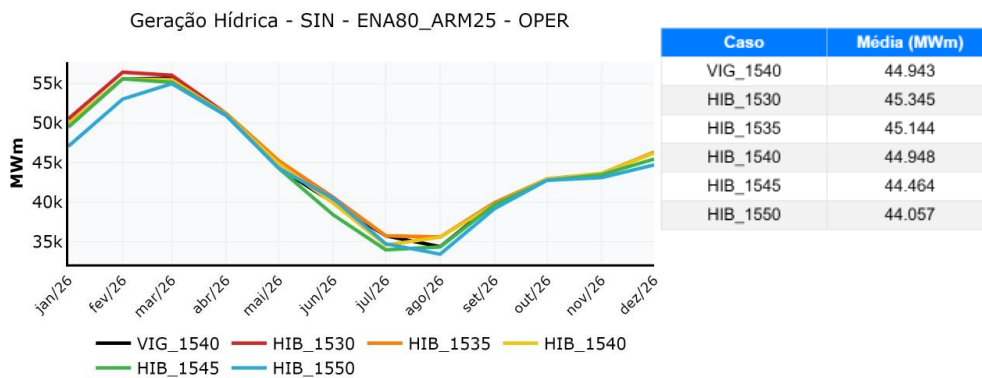


Figura 20 – Trajetória de geração hidráulica do SIN - Cenário E80A25

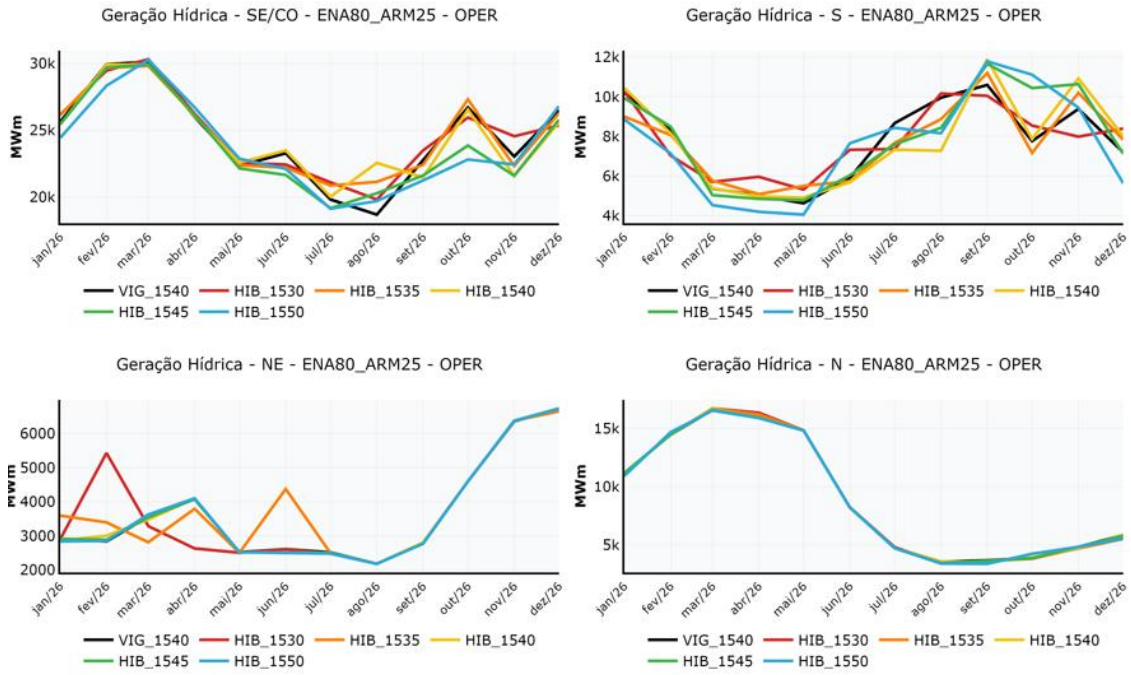


Figura 21 - Trajetória de geração hidráulica por submercado - Cenário E80A25

A Figura 22 e Figura 23 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente.

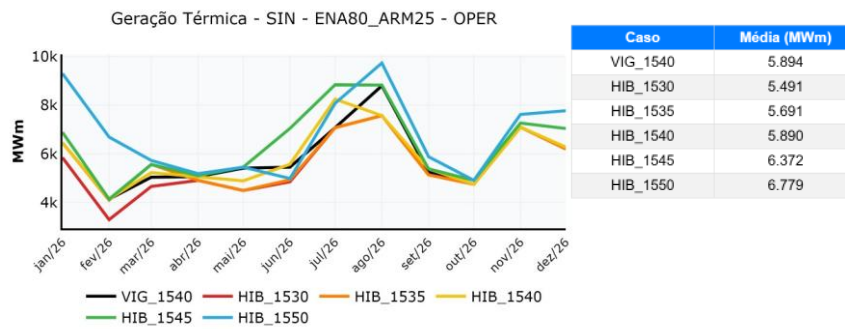


Figura 22 - Trajetória de geração térmica do SIN - Cenário E80A25



Figura 23 - Trajetória de geração térmica por submercado - Cenário E80A25

A trajetória do PLD de cada submercado é apresentado na Figura 24. A Tabela 7 apresenta o valor médio do PLD do Sudeste/Centro-Oestes. Em complemento, a Figura 25 apresenta o descolamento entre o PLD do Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste.

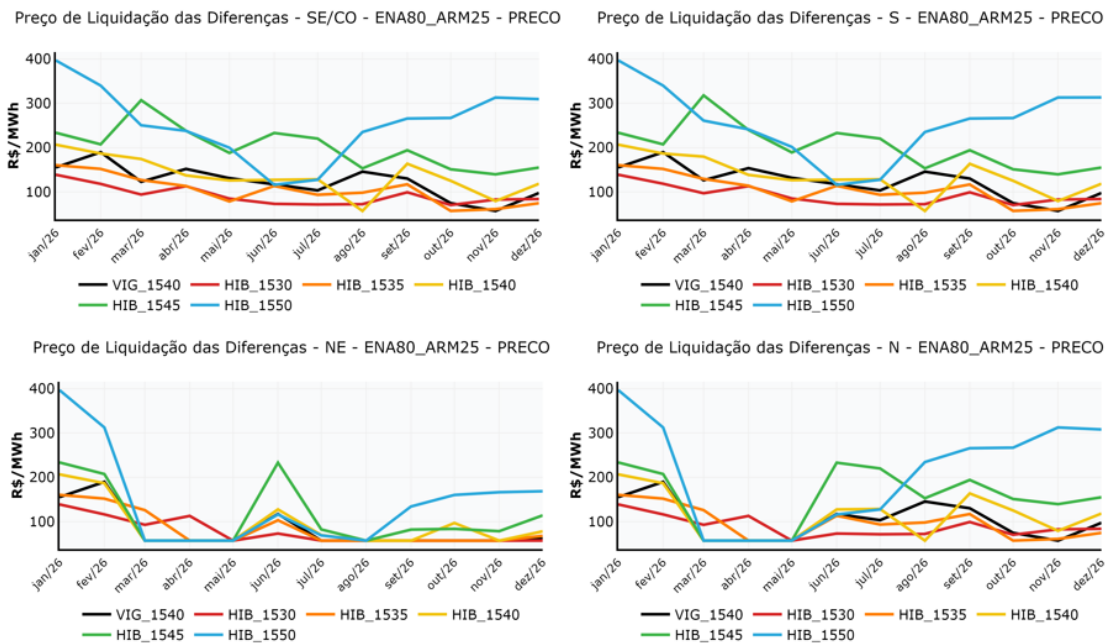


Figura 24 – Trajetória de PLD de cada submercado - Cenário E80A25

Tabela 7 – PLD SE médio do Cenário E80A25

Caso	Média (R\$/MWh)
VIG_1540	270,78
HIB_1530	203,51
HIB_1535	232,87
HIB_1540	280,02
HIB_1545	375,36
HIB_1550	477,92

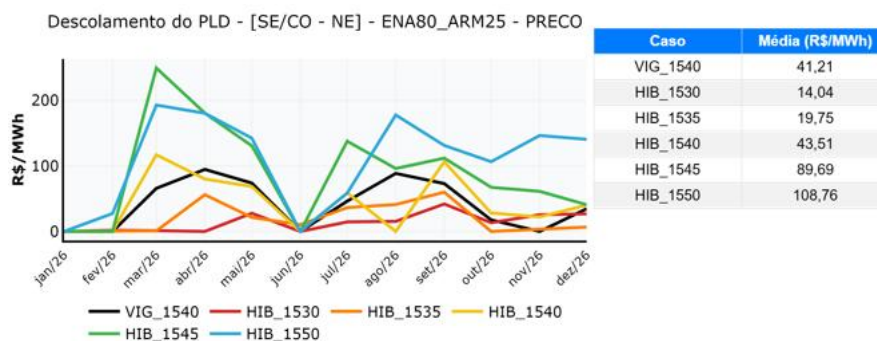


Figura 25 – Descolamento do PLD - Cenário E80A25

Por fim, a Figura 26 apresenta os resultados de vertimento turbinável do SIN.

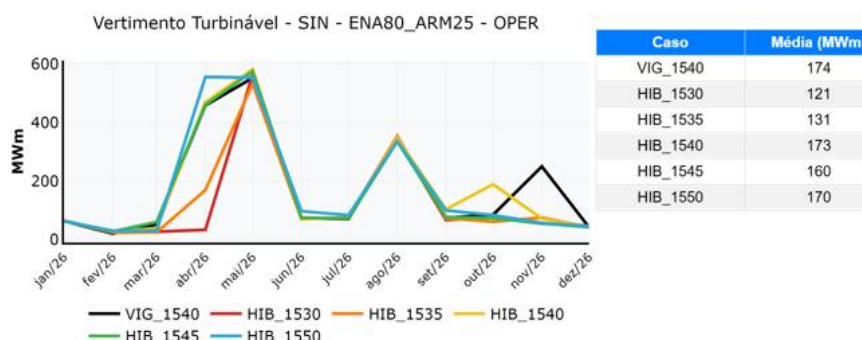


Figura 26 – Trajetória de vertimento turbinável do SIN - Cenário E80A25

4.3.2 Cenário E60A25

Os resultados operativos para o cenário E60A25 são apresentados na Figura 27 à Figura 35. Assim como no cenário anteriormente analisado, nesse cenário o armazenamento não esteve abaixo das curvas da CRef 2026 em nenhum momento, e portanto, não houve requisição de despacho por segurança energética.

Na Figura 27 e Figura 28 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente.

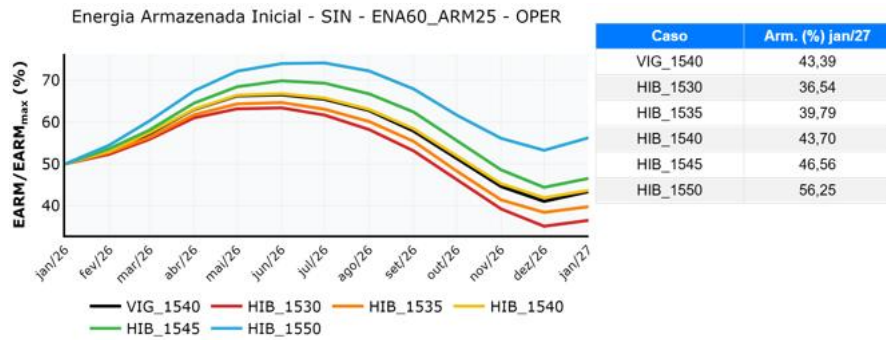


Figura 27 – Trajetória de Energia armazenada inicial do SIN – Cenário E60A25

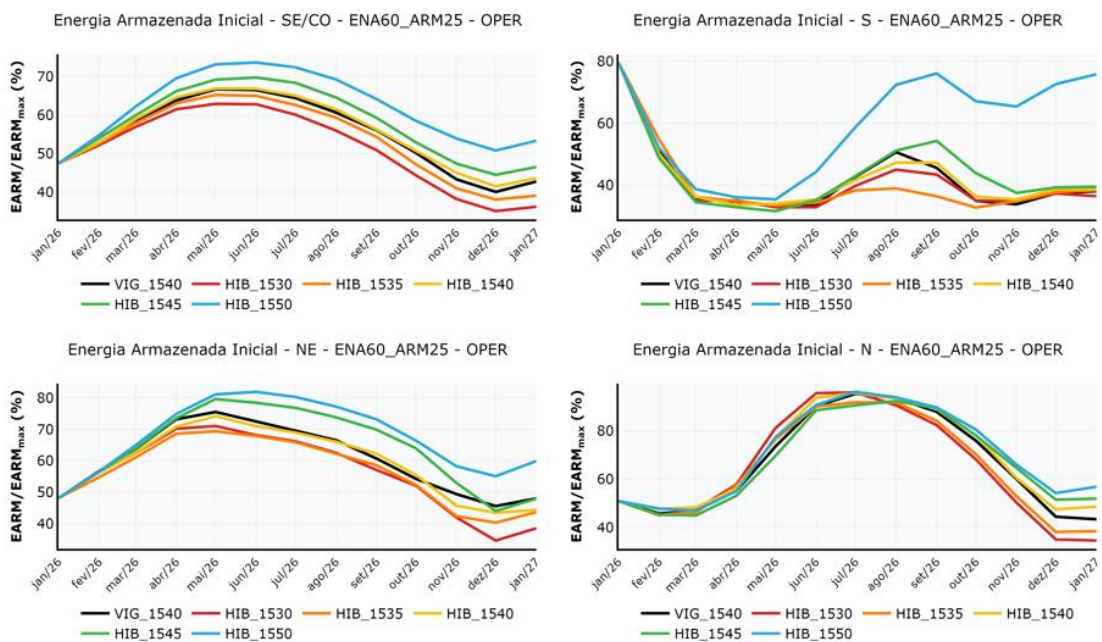


Figura 28 - Trajetória de Energia armazenada inicial por submercado – Cenário E60A25

A Figura 29 e Figura 30 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e por cada submercado, respectivamente.

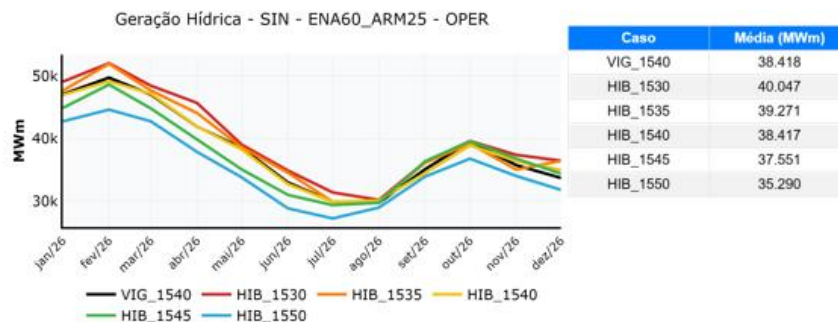


Figura 29 – Trajetória de geração hidráulica do SIN - Cenário E60A25

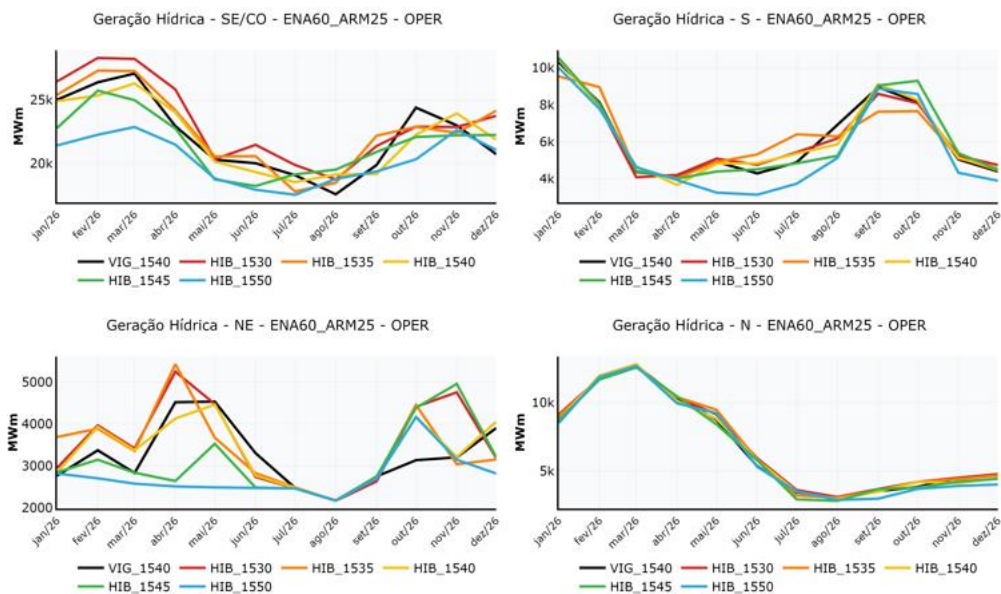


Figura 30 - Trajetória de geração hidráulica por submercado - Cenário E60A25

A Figura 31 e Figura 32 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente.

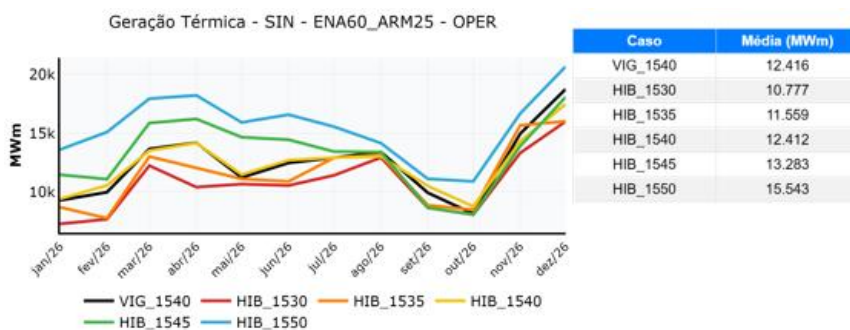


Figura 31 - Trajetória de geração térmica do SIN - Cenário E60A25

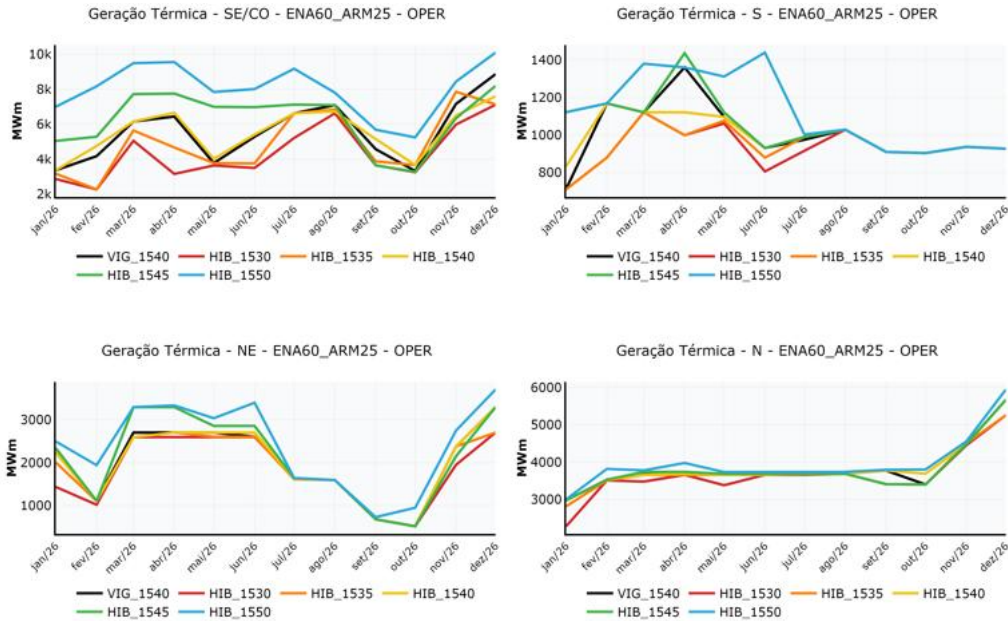


Figura 32 - Trajetória de geração térmica por submercado - Cenário E60A25

A trajetória do PLD de cada submercado é apresentado na Figura 33. A Tabela 8 apresenta o valor médio do PLD do Sudeste/Centro-Oestes. Em complemento, a Figura 34 apresenta o descolamento entre o PLD do Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste.

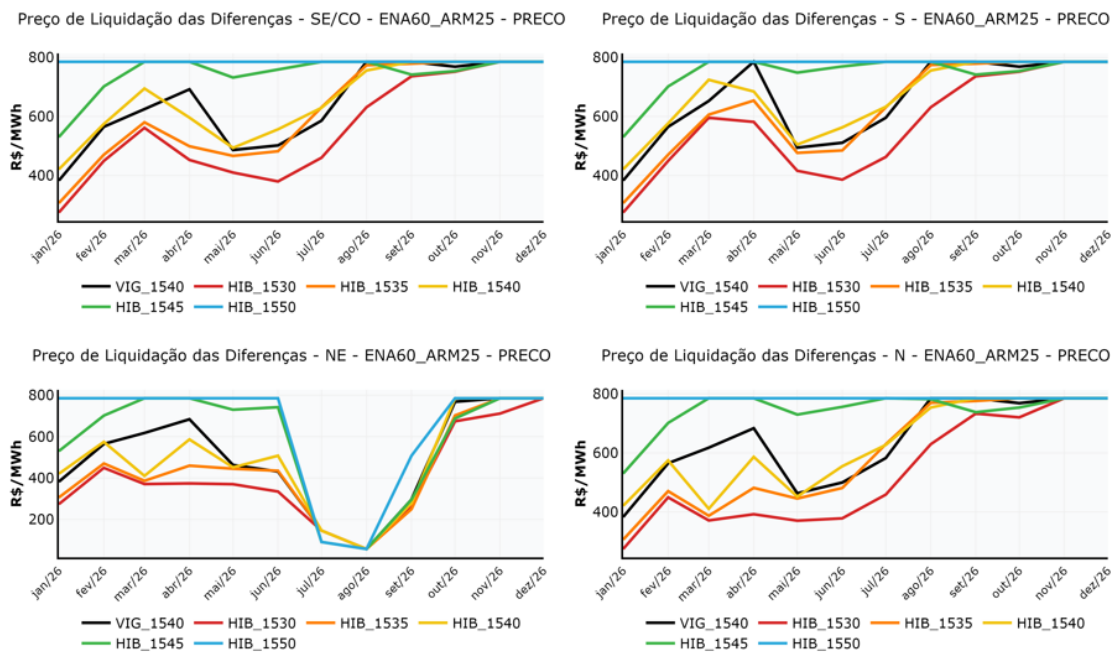


Figura 33 – Trajetória de PLD de cada submercado - Cenário E60A25

Tabela 8 – PLD SE médio do Cenário E60A25

Caso	Média (R\$/MWh)
VIG_1540	645,56
HIB_1530	556,27
HIB_1535	611,83
HIB_1540	655,07
HIB_1545	744,01
HIB_1550	785,27

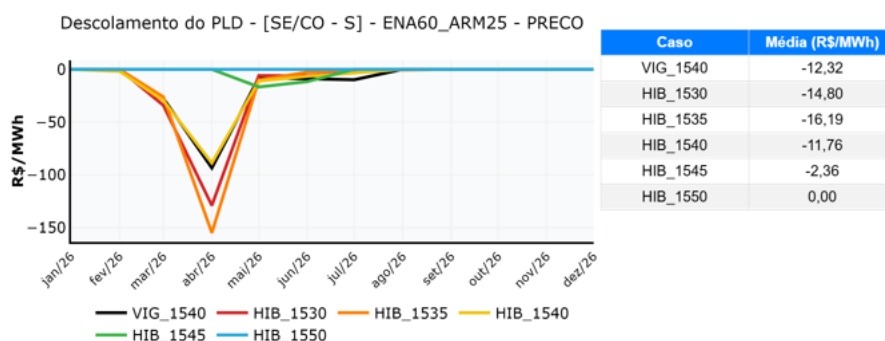


Figura 34 – Descolamento do PLD - Cenário E60A25

Por fim, a Figura 35 apresenta os resultados de vertimento turbinável do SIN.

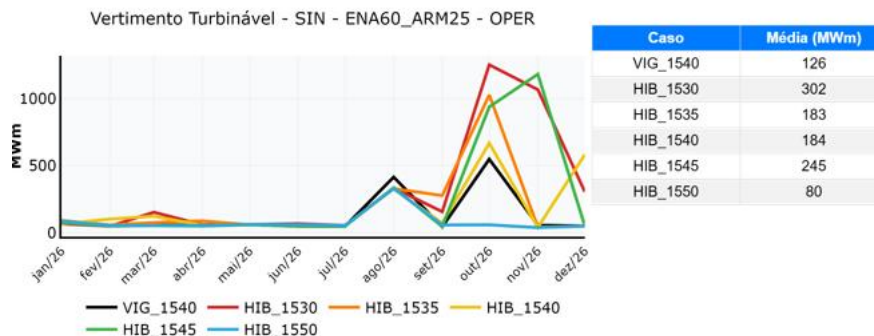


Figura 35 – Trajetória de vertimento turbinável do SIN - Cenário E60A25

4.3.3 Cenário E60A21

Os resultados operativos para o cenário E06A21 são apresentados na Figura 36 à Figura 44.

Na Figura 36 e Figura 37 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente.

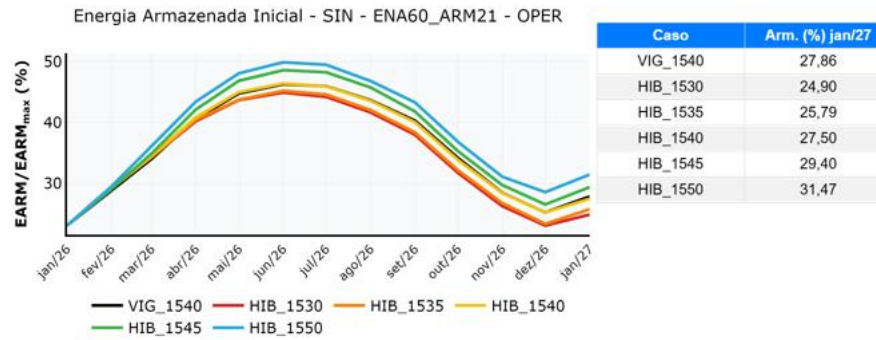


Figura 36 – Trajetória de Energia armazenada inicial do SIN – Cenário E60A21

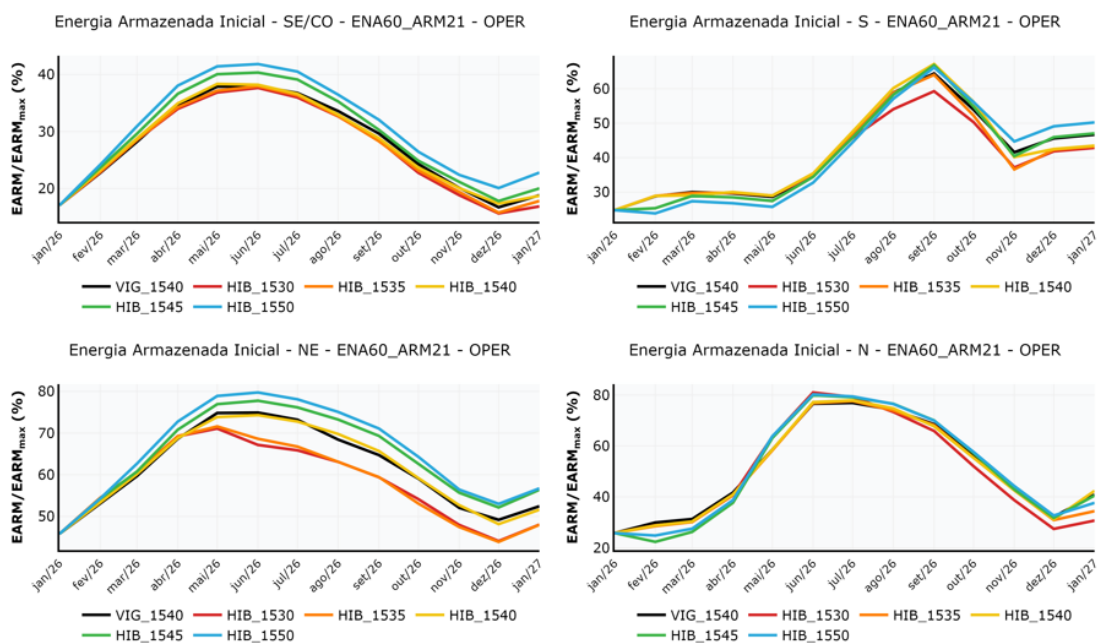


Figura 37 - Trajetória de Energia armazenada inicial por submercado – Cenário E60A21

A Figura 38 e Figura 39 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e por cada submercado, respectivamente.

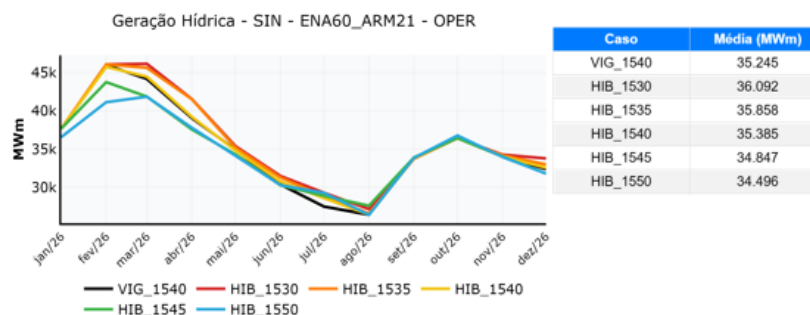


Figura 38 – Trajetória de geração hidráulica do SIN - Cenário E60A21

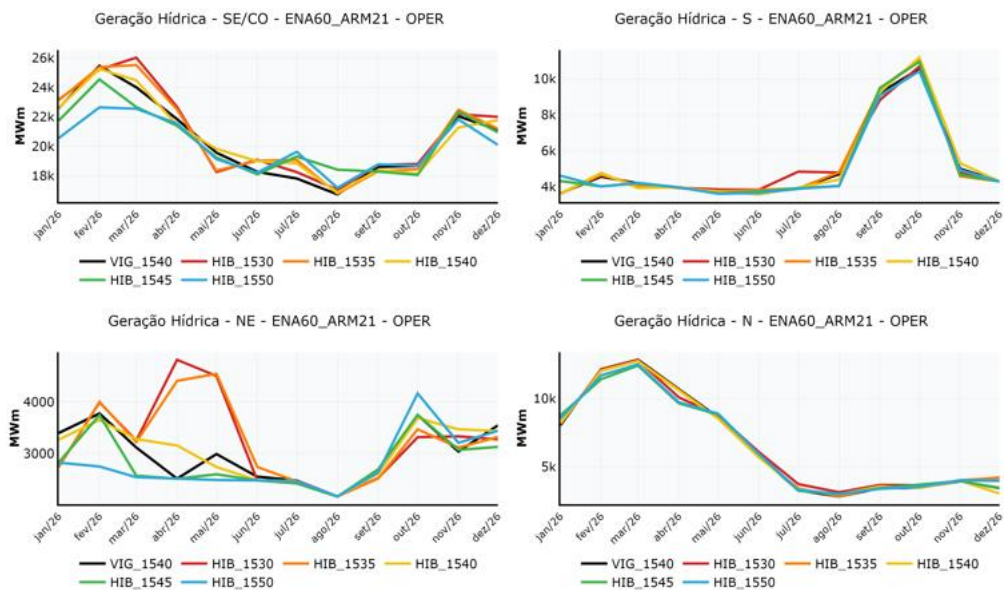


Figura 39 - Trajetória de geração hidráulica por submercado - Cenário E60A21

A Figura 40 e Figura 41 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente.

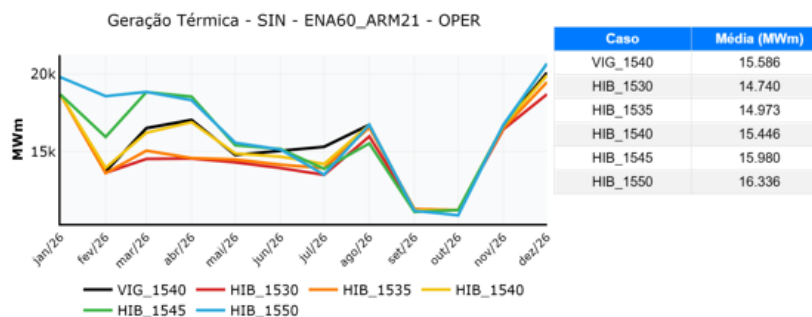


Figura 40 - Trajetória de geração térmica do SIN - Cenário E60A21

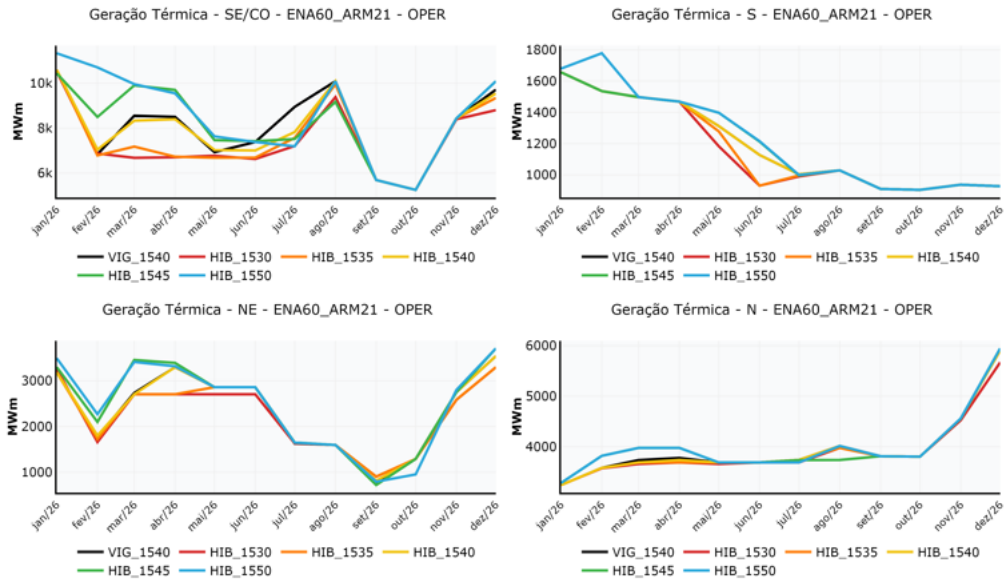


Figura 41 - Trajetória de geração térmica por submercado - Cenário E60A21

A trajetória do PLD de cada submercado é apresentado na Figura 42. A

Tabela 9 apresenta o valor médio do PLD do Sudeste/Centro-Oestes. Em complemento, a Figura 43 apresenta o descolamento entre o PLD do Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste.

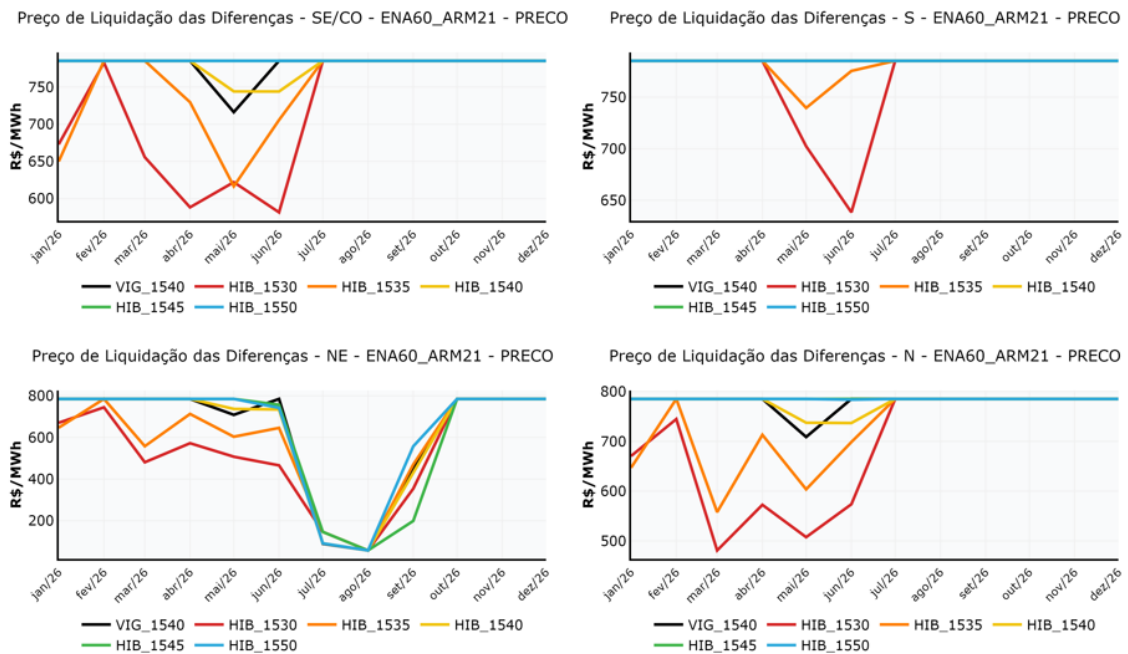


Figura 42 – Trajetória de PLD de cada submercado - Cenário E60A21

Tabela 9 – PLD SE médio do Cenário E60A21

Caso	Média (R\$/MWh)
VIG_1540	779,52
HIB_1530	717,93
HIB_1535	748,68
HIB_1540	778,41
HIB_1545	785,27
HIB_1550	785,27

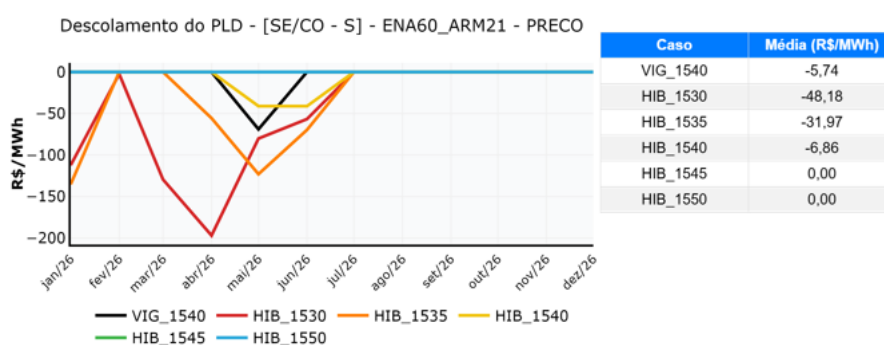


Figura 43 – Descolamento do PLD - Cenário E60A21

Por fim, a Figura 44 apresenta os resultados de vertimento turbinável do SIN.

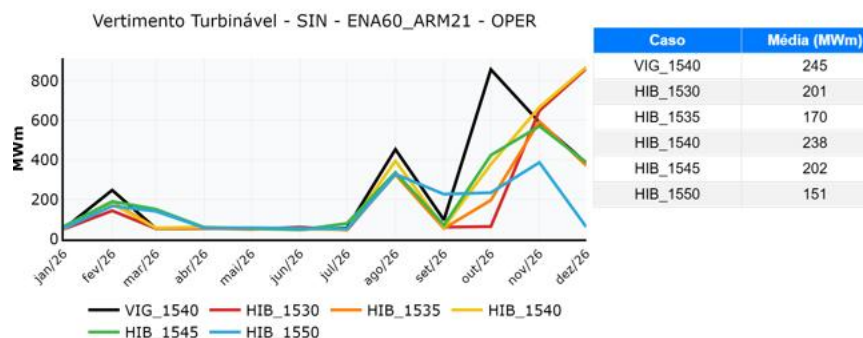


Figura 44 – Trajetória de vertimento turbinável do SIN - Cenário E60A21

4.3.4 Cenário E80A21

Os resultados operativos para o cenário E80A21 são apresentados na Figura 45 à Figura 53.

Na Figura 45 e Figura 46 são apresentadas as trajetórias de armazenamento do SIN e por submercados, respectivamente.

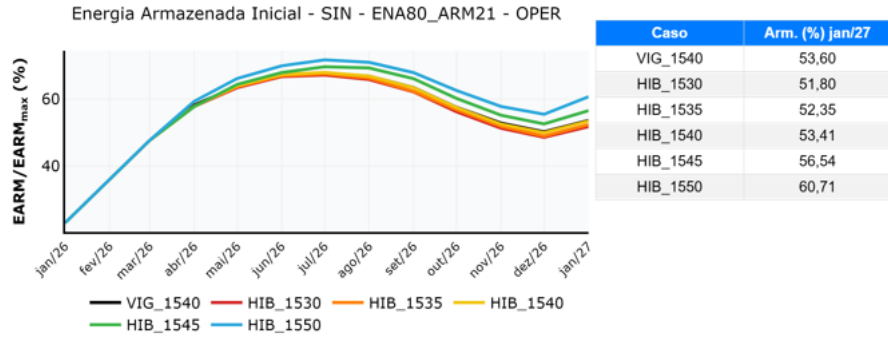


Figura 45 – Trajetória de Energia armazenada inicial do SIN – Cenário E80A21

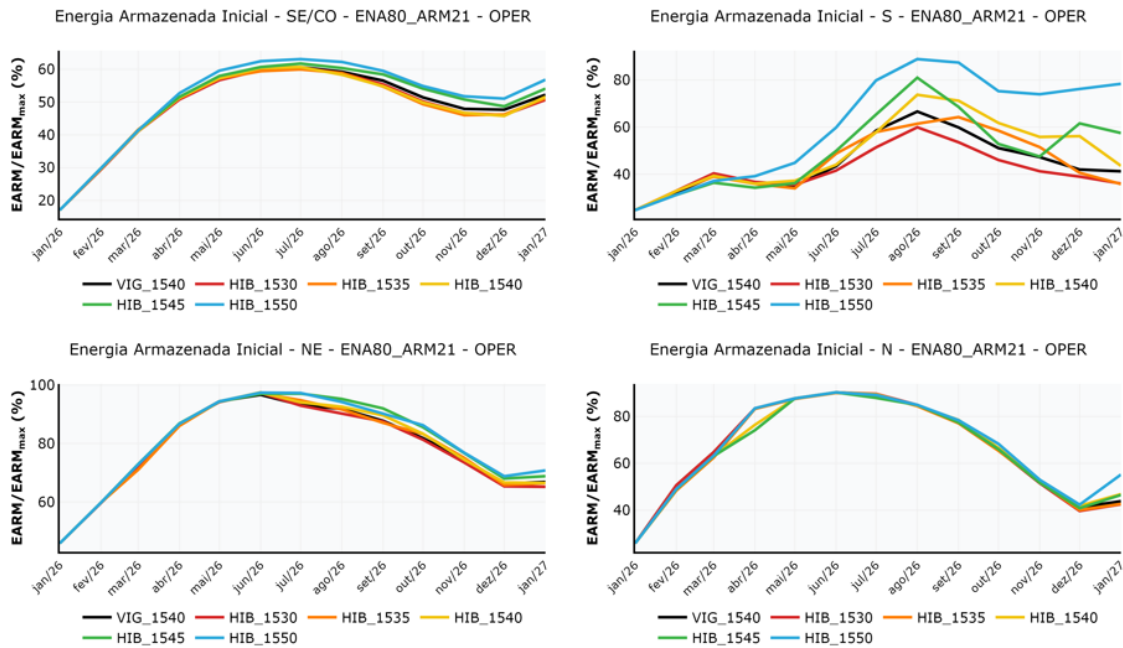


Figura 46 - Trajetória de Energia armazenada inicial por submercado – Cenário E80A21

A Figura 47 e Figura 48 apresentam os dados de geração hidrelétrica para o SIN e por cada submercado, respectivamente.

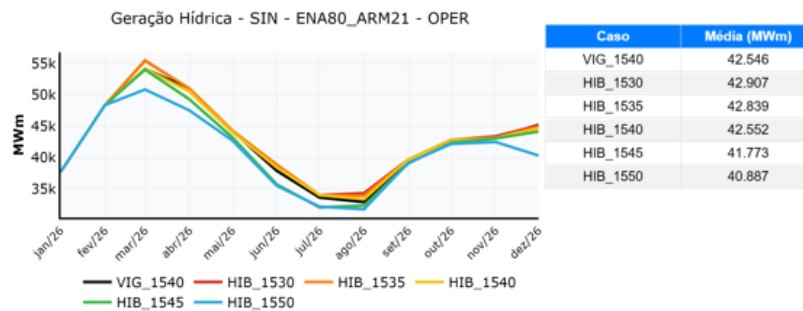


Figura 47 – Trajetória de geração hidráulica do SIN - Cenário E80A21

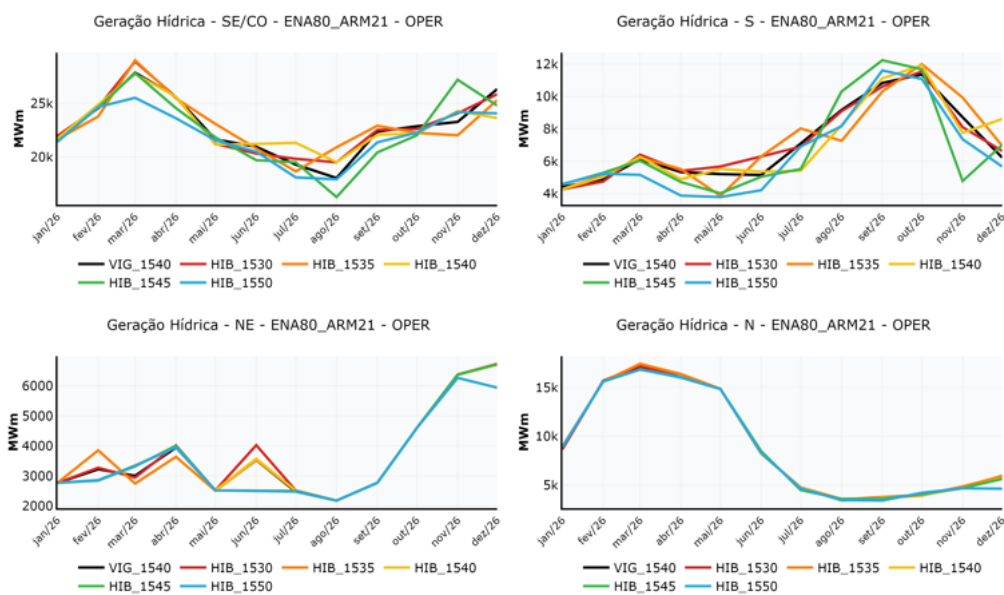


Figura 48 - Trajetória de geração hidráulica por submercado - Cenário E80A21

A Figura 49 e Figura 50 apresentam a geração termelétrica para o SIN e por submercados, respectivamente.

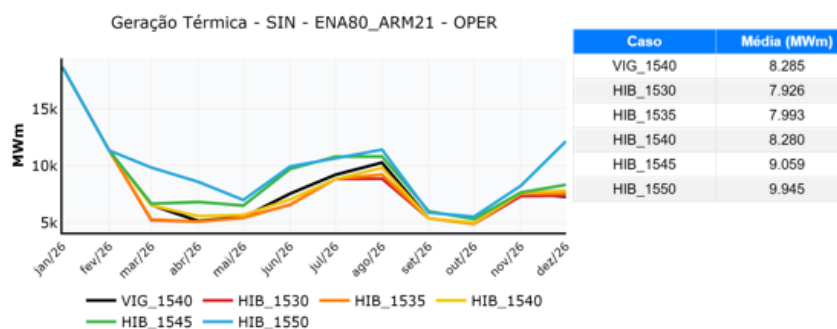


Figura 49 - Trajetória de geração térmica do SIN - Cenário E80A21

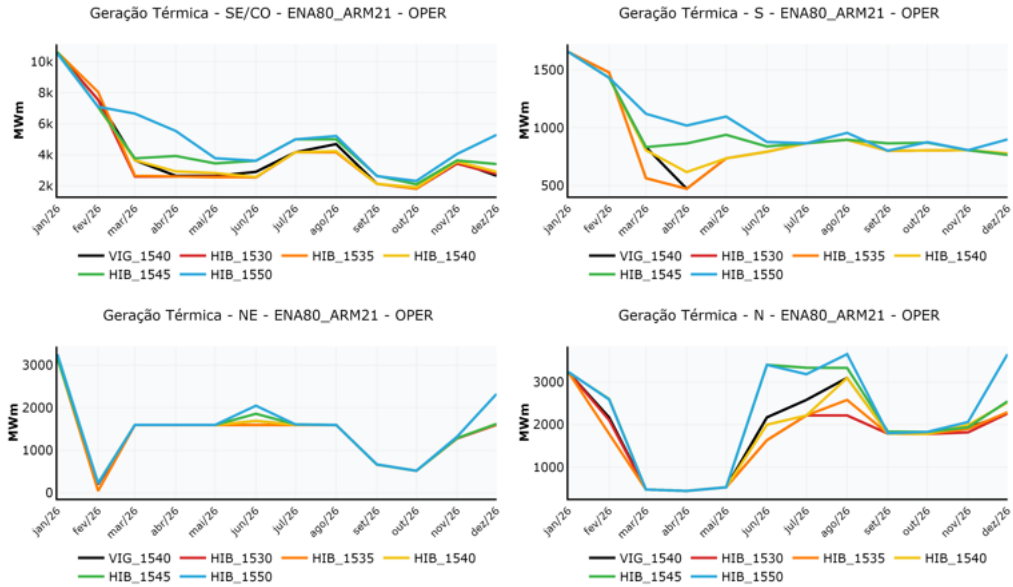


Figura 50 - Trajetória de geração térmica por submercado - Cenário E80A21

A trajetória do PLD de cada submercado é apresentada na Figura 51. A

Tabela 10 apresenta o valor médio do PLD do Sudeste/Centro-Oestes. Em complemento, a Figura 52 apresenta o descolamento entre o PLD do Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste.

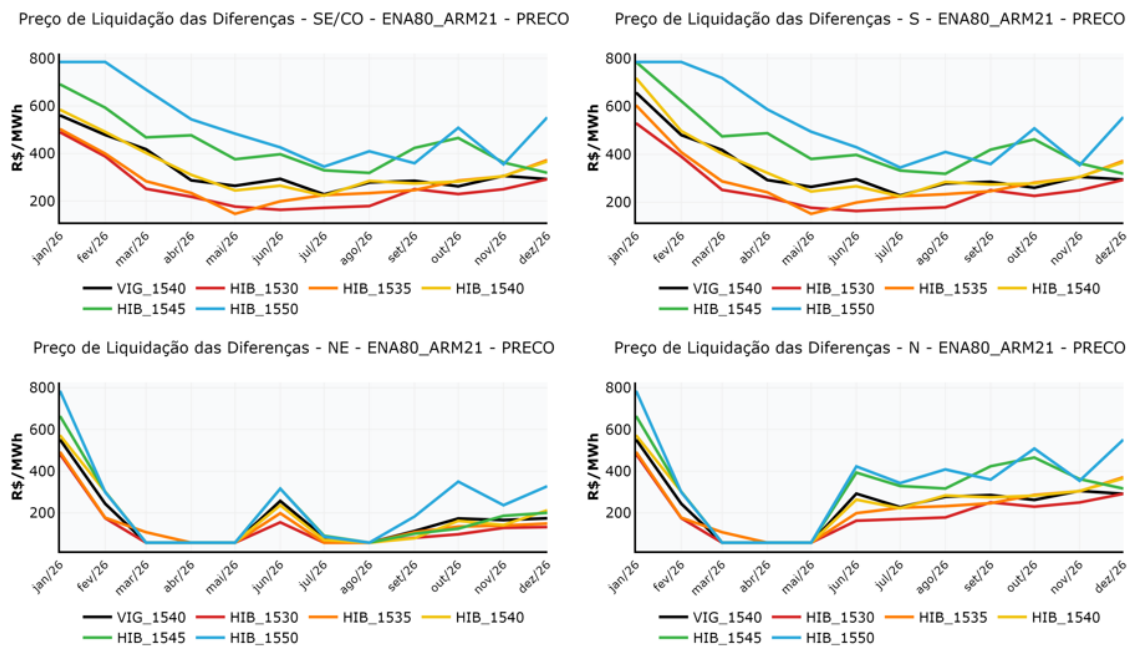


Figura 51 – Trajetória de PLD de cada submercado - Cenário E80A21

Tabela 10 – PLD SE médio do Cenário E80A21

Caso	Média (R\$/MWh)
VIG_1540	329,68
HIB_1530	255,26
HIB_1535	286,33
HIB_1540	336,34
HIB_1545	435,18
HIB_1550	518,61

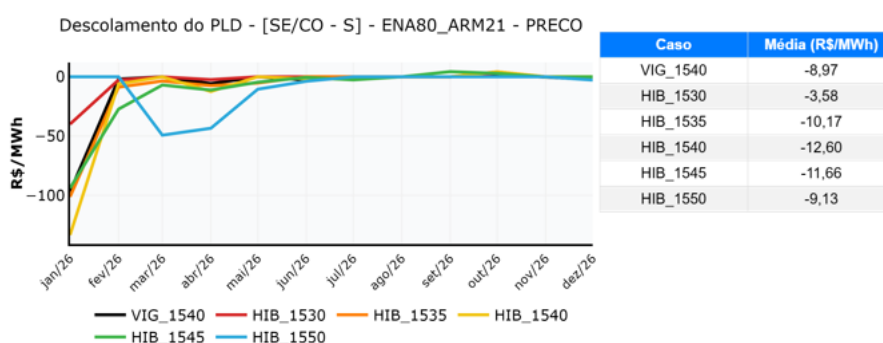


Figura 52 – Descolamento do PLD - Cenário E80A21

Por fim, a Figura 53 apresenta os resultados de vertimento turbinável do SIN.

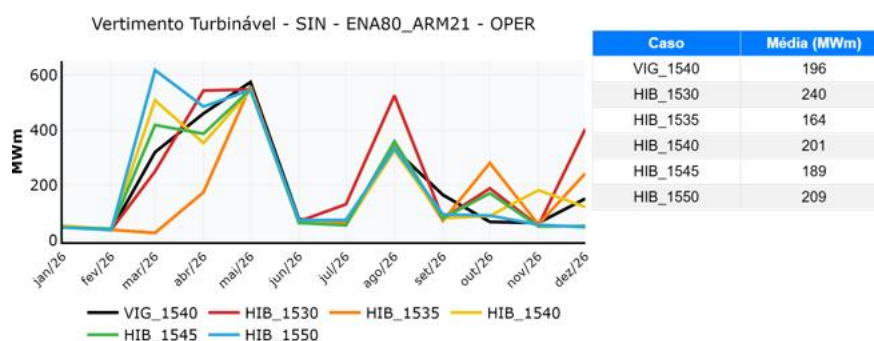


Figura 53 – Trajetória de vertimento turbinável do SIN - Cenário E80A21

4.4 Avaliação dos impactos financeiros e tarifários

Essa seção apresenta as avaliações dos impactos financeiros no MRE, do encargo de segurança do sistema e do impacto tarifário.

4.4.1 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) contempla as usinas hidrelétricas que estão sujeitas ao despacho centralizado pelo ONS, de modo a distribuir de forma contábil a energia entre todas as usinas participantes. Para tal, é aplicado o fator de ajuste do MRE (GSF – *generation scaling factor*), que é calculado dividindo a geração hidráulica dessas usinas pelo montante de garantia física.

Para a avaliação do impacto do GSF em cada cenário estudado, foram considerados os dados de garantia física sazonal em base mensal para o ano de 2025 provenientes da CCEE. Os valores de geração hidráulica do MRE foram obtidos como resultados das simulações prospectivas, sendo filtrado dos resultados dos decks apenas a geração 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 Figura 54 apresenta as implicações das alterações da aversão ao risco nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF). Quanto mais seco é o cenário e quanto maior a aversão ao risco, menor é a geração hidráulica, o que diminui o GSF.

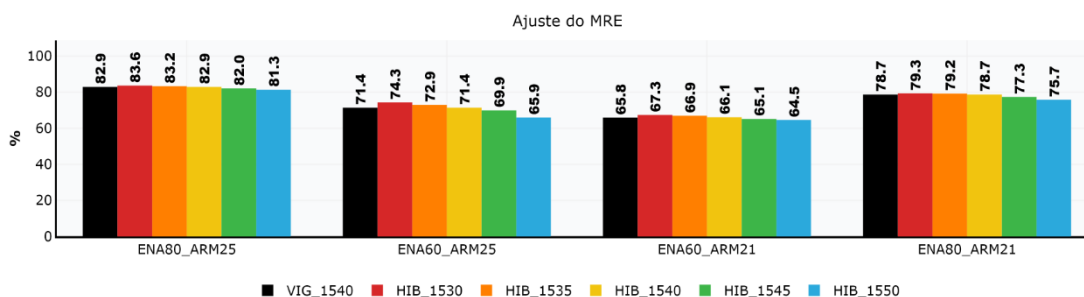


Figura 54 – Ajustes do MRE (GSF)

Para a avaliação do impacto financeiro no Mercado de Curto Prazo (MCP), foi considerada a hipótese de que toda a garantia física das usinas do MRE estivesse 100% contratada. Desse modo, o impacto é calculado através da valoração ao PLD da diferença entre a geração hidráulica (GH) no MRE e a garantia física (GF) sazonalizada, como demonstrado pela equação a seguir:

$$Impacto\ no\ MCP_{caso} = PLD_{caso} * (GH_{caso} - GF_{periodo}) \quad (6)$$

Os resultados são ilustrados na Figura 55, quanto mais seco é o cenário e maior é a aversão ao risco, menor é a geração hidráulica, resultando em um impacto mais negativo.

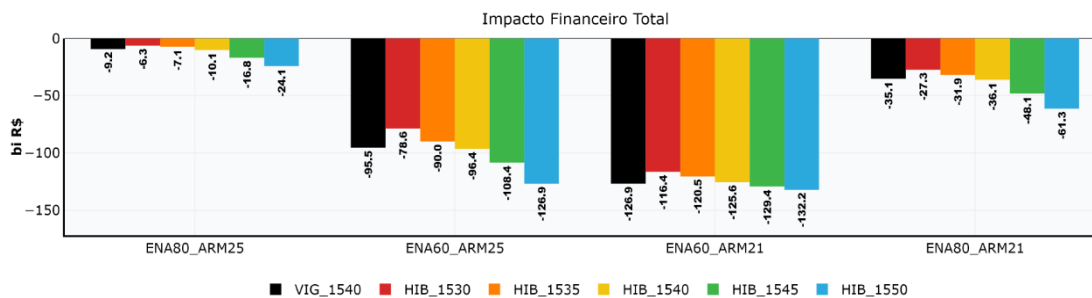


Figura 55 – Impacto financeiro do MRE

4.4.2 Encargo de Segurança do Sistema (ESS)

Nos cenários em que o armazenamento inicial foi equivalente ao de janeiro de 2021, foi considerado um potencial despacho por segurança energética a ser comandado pelo CMSE, para esses cenários, a Figura 56 apresenta a geração térmica – dividida entre geração no mérito e fora da ordem de mérito (GFOM) – e os custos de geração térmica – que são cobertos pelo PLD e por encargo. Quanto menor o nível de aversão ao risco, maior é o montante de geração fora da ordem de mérito, e consequentemente, maior seria o encargo de segurança do sistema.

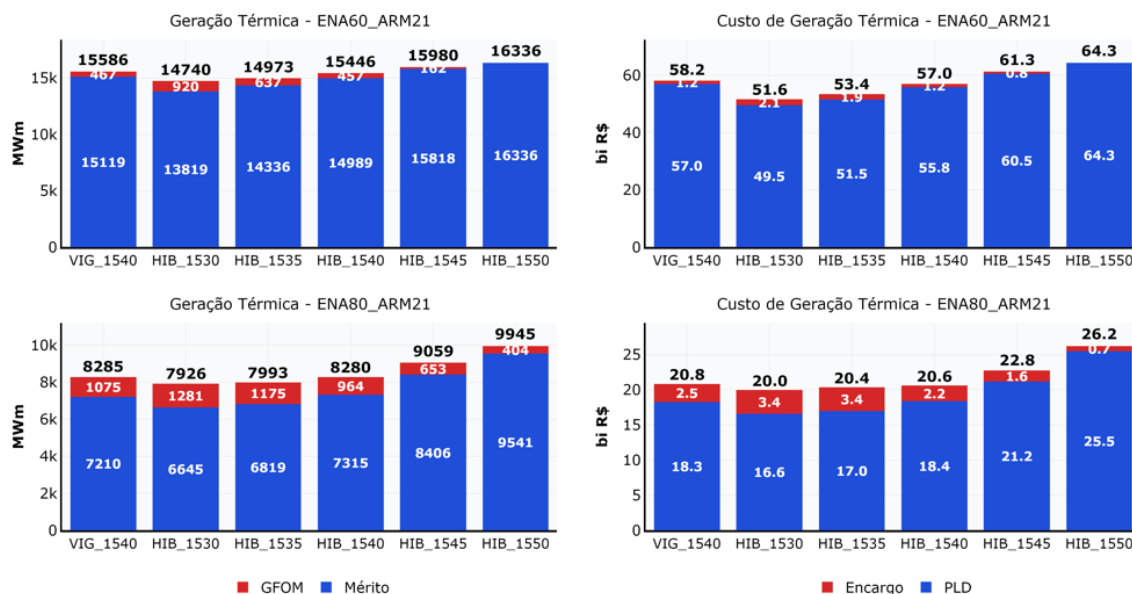


Figura 56 – Encargo por Segurança Energética do SIN

4.4.3 Impacto tarifário

As tarifas de energia elétrica representam um componente relevante no contexto das análises de calibração da aversão ao risco incorporada aos modelos

computacionais utilizados no planejamento, programação da operação e formação de preços no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Desde a implementação do mecanismo das Bandeiras Tarifárias, os custos variáveis associados à operação do sistema passaram a ser repassados dinamicamente às tarifas de energia elétrica, por meio do acionamento de faixas adicionais tarifárias. O valor adicional arrecadado deve refletir o grau de escassez da oferta de energia elétrica e os custos operacionais incorridos, sendo ambos aferidos com base em janelas temporais coincidentes, com granularidade mensal.

Os custos decorrentes do acionamento das bandeiras tarifárias são pagos pelos consumidores cativos do SIN, com exceção dos consumidores localizados no sistema isolado. Os custos cobertos por esse mecanismo são alocados às distribuidoras de energia elétrica e estão relacionados a rubricas de natureza variável, tais como: parcelas variáveis de contratos por disponibilidade de usinas termelétricas e exposições contratuais de geração ou 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.

4.4.3.1 Desenho do estudo conduzido

Com base nas simulações prospectivas realizadas, foi elaborada uma rotina de cálculo dedicada à estimativa dos impactos tarifários. Sua estrutura foi implementada em ambiente computacional Python e compreendeu as seguintes etapas:

- Leitura dos arquivos de saída do modelo DECOMP, gerados a partir das simulações encadeadas que compõem o horizonte de estudo prospectivo (janeiro a dezembro de 2026);
- Extração e organização das informações relevantes à sistemática das Bandeiras Tarifárias;
- Integração das variáveis de interesse à rotina de simulação do acionamento e do desempenho financeiro da Conta Bandeiras, com base nas diretrizes da ANEEL estabelecidas pela Resolução Homologatória nº 3.306, de 05 de março de 2024, vigentes a partir de abril de 2024, complementadas por parâmetros atualizados a partir de fontes oficiais publicamente disponíveis;
- Consolidação dos resultados em formatos gráficos e tabulares, com o objetivo de facilitar sua interpretação e análise.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados devem ser interpretados com a devida cautela, especialmente no que se refere às cifras absolutas. Em primeiro lugar, as simulações da operação emulam o processo real, incorporando condições sintéticas que se diferenciam daquelas observadas na prática.

Adicionalmente, os cálculos associados à sistemática das Bandeiras Tarifárias foram conduzidos com simplificações metodológicas tanto do ponto de vista espacial quanto temporal. No aspecto espacial, adota-se uma distribuidora hipotética com representatividade proporcional à dimensão do SIN, em vez de se considerarem as

especificidades de cada jurisdição tarifária. No aspecto temporal, simplifica-se o calendário de reajustes tarifários, assumindo-se que seus efeitos sejam consolidados ao final de cada ano civil.

Em relação ao cálculo dos custos, os resultados de CMOs e dos PLDs obtidos nos prospectivos são a base para se avaliar os efeitos sobre a ordem de mérito dos recursos energéticos e as exposições ao mercado de curto prazo, de forma a proporcionar uma base de comparação coerente entre as diferentes sensibilidades aferidas para a rubrica CCEAR-D. No cálculo dessa rubrica é considerada a evolução do parque térmico de acordo com a configuração de cada mês do estudo prospectivo.

Para os custos relacionados ao encargo de energia de reserva (EER) e ao Mercado de Curto Prazo (MCP), o CMO e o PLD também exerceram papel de moduladores de seus respectivos montantes financeiros em cada mês.

O cálculo do custo associado ao risco hidrológico considera a configuração dinâmica do parque hidrelétrico adotada no estudo prospectivo, bem como a garantia física sazonal, expressa em base mensal, referente ao ano de 2025. A ponderação do valor unitário do GSF pela parcela do mercado do MRE abrangida pelas bandeiras tarifárias resulta na determinação do custo da rubrica GSF.

A inclusão do ESS na análise foi realizada com base na premissa de rateio entre os ambientes de contratação, sendo 57,7% alocado ao ACR, conforme a participação média do consumo observada no período de fevereiro de 2025 a janeiro de 2026, segundo o painel Consumo da CCEE. Os valores totais de ESS considerados na análise são apresentados na Figura 56.

Dessa forma, os principais achados deste trabalho concentram-se nas diferenças relativas observadas entre os cenários de sensibilidade e o cenário de referência. Tais diferenças refletem o propósito central da análise: mensurar os possíveis impactos tarifários decorrentes da variação nos parâmetros de aversão ao risco (CVaR), em comparação à parametrização atualmente vigente.

4.4.3.2 Resultados para os prospectivos

A avaliação dos estudos prospectivos, sob o ponto de vista tarifário, mede, em grandezas comerciais, o reflexo que importantes condições de contorno conjunturais (armazenamento e energias naturais afluentes) exercem sobre o sistema, 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.

Vale ressaltar que, para cada um dos cenários de ENA e armazenamento considerados, os casos cujo nome possui o prefixo VIG e parametrização do CVaR(15,40) (parâmetro de aversão ao risco vigente) constituem o benchmark tarifário para aferição dos impactos causados pelas demais vertentes de aversão a risco incluídas na análise.

A seguir, apresentam-se os resultados das simulações realizadas para o caso Prospectivo 2026. A Figura 57 ilustra a projeção de acionamento das bandeiras tarifárias ao longo do horizonte do estudo para cada cenário simulado, enquanto a Tabela 11 detalha a decomposição dos custos por rubrica que compõe o custo total em cada simulação.

Caso	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	soma
VIG_ENA80_ARM25_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	14
HIB_ENA80_ARM25_1530	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	12
HIB_ENA80_ARM25_1535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	12
HIB_ENA80_ARM25_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	14
HIB_ENA80_ARM25_1545	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	16
HIB_ENA80_ARM25_1550	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	19
VIG_ENA60_ARM25_1540	●	●	●	■	■	■	■	■	■	■	■	■	40
HIB_ENA60_ARM25_1530	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	36
HIB_ENA60_ARM25_1535	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	37
HIB_ENA60_ARM25_1540	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	41
HIB_ENA60_ARM25_1545	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	43
HIB_ENA60_ARM25_1550	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	47
VIG_ENA60_ARM21_1540	■	●	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	46
HIB_ENA60_ARM21_1530	■	●	●	■	■	■	■	■	■	■	■	■	44
HIB_ENA60_ARM21_1535	■	●	●	■	■	■	■	■	■	■	■	■	44
HIB_ENA60_ARM21_1540	■	●	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	46
HIB_ENA60_ARM21_1545	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	48
HIB_ENA60_ARM21_1550	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	48
VIG_ENA80_ARM21_1540	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	23
HIB_ENA80_ARM21_1530	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	21
HIB_ENA80_ARM21_1535	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	22
HIB_ENA80_ARM21_1540	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	23
HIB_ENA80_ARM21_1545	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	30
HIB_ENA80_ARM21_1550	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	■	33

Figura 57 – Simulação do acionamento das bandeiras para o horizonte do prospectivo

Tabela 11 – Impactos tarifários: rubricas (GSF, CCEAR-D, EER, MCP, ESS) para o horizonte do prospectivo

Custo Total - ENA80_ARM25

Caso	GSF (mi R\$)	CCEAR-D (mi R\$)	EER (mi R\$)	MCP (mi R\$)	ESS (mi R\$)	Custo Total (mi R\$)	Diferença (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)
VIG_1540	2.958	6.276	6.103	156	0	15.492	0	0,00
HIB_1530	2.136	5.283	7.713	183	0	15.315	-178	-0,06
HIB_1535	2.452	5.806	7.563	172	0	15.993	500	0,18
HIB_1540	3.168	6.983	5.991	143	0	16.285	793	0,29
HIB_1545	5.219	9.235	4.249	83	0	18.786	3.293	1,18
HIB_1550	7.288	11.204	2.764	30	0	21.286	5.794	2,08

Custo Total - ENA60_ARM25

Caso	GSF (mi R\$)	CCEAR-D (mi R\$)	EER (mi R\$)	MCP (mi R\$)	ESS (mi R\$)	Custo Total (mi R\$)	Diferença (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)
VIG_1540	33.436	19.739	-384	-389	0	52.402	0	0,00
HIB_1530	26.853	19.469	189	-290	0	46.221	-6.181	-2,22
HIB_1535	31.191	19.754	22	-347	0	50.620	-1.782	-0,64
HIB_1540	33.665	19.939	-707	-392	0	52.505	102	0,04
HIB_1545	39.201	18.316	-1.018	-490	0	56.009	3.607	1,30
HIB_1550	46.089	18.620	-1.106	-537	0	63.066	10.664	3,84

Custo Total - ENA60_ARM21

Caso	GSF (mi R\$)	CCEAR-D (mi R\$)	EER (mi R\$)	MCP (mi R\$)	ESS (mi R\$)	Custo Total (mi R\$)	Diferença (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)
VIG_1540	45.867	18.568	-1.132	-531	685	63.457	0	0,00
HIB_1530	41.084	19.554	-1.036	-462	1.193	60.334	-3.124	-1,12
HIB_1535	42.991	19.173	-1.013	-497	1.103	61.757	-1.701	-0,61
HIB_1540	45.373	18.598	-1.061	-530	680	63.061	-397	-0,14
HIB_1545	46.837	18.394	-1.135	-533	443	64.006	548	0,20
HIB_1550	47.928	18.728	-1.141	-537	0	64.978	1.521	0,55

Custo Total - ENA80_ARM21

Caso	GSF (mi R\$)	CCEAR-D (mi R\$)	EER (mi R\$)	MCP (mi R\$)	ESS (mi R\$)	Custo Total (mi R\$)	Diferença (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)
VIG_1540	10.952	12.849	1.617	-37	1.467	26.847	0	0,00
HIB_1530	8.463	10.571	1.964	34	1.938	22.970	-3.877	-1,39
HIB_1535	9.956	11.688	1.468	1	1.940	25.053	-1.795	-0,65
HIB_1540	11.216	12.896	1.192	-45	1.290	26.549	-298	-0,11
HIB_1545	14.968	14.777	322	-131	905	30.842	3.994	1,44
HIB_1550	18.552	15.580	-47	-210	412	34.287	7.440	2,68

Os resultados evidenciam a escalabilidade dos custos obtidos nas simulações de acordo com as condições sistêmicas adotadas. Verifica-se que, quanto mais adversa a combinação entre armazenamento inicial e ENA, maiores são os custos tarifários totais observados.

Com relação ao impacto tarifário, a Tabela 12 apresenta os fatores de cobertura tarifária calculados a partir dos cenários de referência — aqueles que adotam os parâmetros vigentes de aversão ao risco. Esses fatores foram obtidos considerando uma receita esperada de R\$ 278 bilhões para o segmento de distribuição, valor utilizado como referência para o ano de 2026 neste estudo.

Tabela 12 – Razão adotada entre a cobertura anual da Bandeira Tarifária e a Receita Esperada pelo Segmento Distribuição (em milhões) para as quatro configurações do Prospectivo 2026

Referência	Cobertura tarifária anual	Razão p/ impacto tarifário:
VIG_ENA80_ARM25_1540	R\$ 15.492	5,57%
VIG_ENA60_ARM25_1540	R\$ 52.402	18,85%
VIG_ENA60_ARM21_1540	R\$ 63.457	22,83%
VIG_ENA80_ARM21_1540	R\$ 26.847	9,66%

A Figura 58 sintetiza os impactos tarifários relativos à configuração de referência para os quatro cenários hidrológicos analisados. De modo geral, observa-se que, para parametrizações intermediárias do CVaR, especificamente os pares CVaR(15,35), CVaR(15,40) e CVaR(15,45), os quatro cenários hidrológicos apresentam impactos tarifários bastante próximos entre si. As principais exceções ocorrem no caso da parametrização CVaR(15,35) no cenário ENA80_ARM25 e na parametrização CVaR(15,45) no cenário ENA60_ARM21, que se afastam do comportamento observado nos demais casos. Para os níveis extremos de parametrização do CVaR, torna-se mais evidente a diferenciação no nível de impacto tarifário entre os cenários hidrológicos.

No cenário caracterizado por hidrologia mais favorável (ENA80_ARM25) observa-se que a redução dos parâmetros do CVaR, em relação à referência, resulta em impactos tarifários pouco significativos. Por sua vez, o aumento desses parâmetros provoca elevação do impacto tarifário, mas ainda assim estão entre os menores valores quando comparado aos demais cenários hidrológicos. Isso ocorre pois, diante da abundância hidráulica, os diferentes parâmetros de CVaR avaliados sensibilizam pouco a geração térmica, principalmente pares menos avessos ao risco e, conseqüentemente, impactam pouco na resposta da geração hídrica. Esse efeito reflete em impactos pouco expressivos sobre a variação dos custos relacionados ao CCEAR-D e ao GSF.

Adicionalmente, observa-se que os custos associados ao ERR diminuem à medida que se eleva o grau de aversão ao risco, apresentando comportamento oposto ao observado para os custos relacionados ao GSF e ao CCEAR-D. Essa dinâmica

contribui, na maioria dos casos, para um balanceamento dos custos entre as diferentes vertentes de aversão ao risco em relação ao caso de referência, o que resulta na atenuação do impacto tarifário.

Para o cenário caracterizado pela hidrologia mais adversa (ENA60_ARM21), observa-se que a variação dos parâmetros do CVaR em relação à referência também resulta em impactos tarifários pouco significativos. Nesse contexto, o principal fator determinante do impacto tarifário é o custo associado ao GSF, que está relacionado ao nível de geração hídrica em cada caso analisado. Apesar da maior variabilidade dos custos de GSF, verifica-se que, na maioria dos casos, os custos relacionados ao CCEAR-D e ao ESS diminuem com o aumento da aversão ao risco, apresentando comportamento oposto ao do GSF. Esse efeito compensatório entre as três rubricas contribui para o equilíbrio do custo total entre as diferentes vertentes de aversão ao risco e o caso de referência, o que resulta na atenuação do impacto tarifário.

Sobre os cenários com hidrologia intermediária (ENA ruim e armazenamento bom e vice-versa), vale destacar que para o cenário ENA60_ARM25, o custo associado ao GSF é predominante no resultado do impacto tarifário, consequência da maior variação da geração hídrica entre os casos, quando comparado com os cenários hidrológicos anteriores. Já no cenário ENA80_ARM21, verifica-se que a variação do impacto tarifário está diretamente relacionada às rubricas GSF e CCEAR-D. Por sua vez, os custos associados às rubricas ERR e ESS apresentam redução com o aumento da aversão ao risco, comportando-se de forma oposta ao GSF e ao CCEAR-D. Em ambos os cenários hidrológicos intermediários, observa-se, na maior parte dos casos, níveis mais elevados de impacto tarifário em relação aos demais cenários analisados.

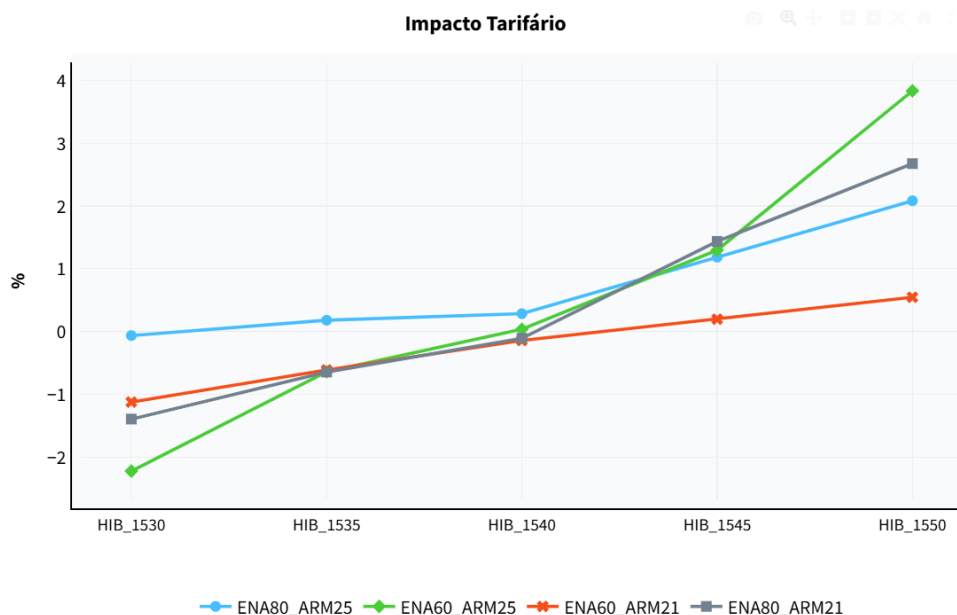


Figura 58 – Impacto tarifário dos cenários prospectivos

Considerando a diferença entre os custos associados às parametrizações mais e menos avessas ao risco como uma medida de amplitude, Tabela 13, observa-se que os cenários com hidrologias extremas (mais favoráveis ou mais desfavoráveis) apresentam menor variação interna de custos. Conseqüentemente, a amplitude dos impactos tarifários também se mostra mais restrita nesses casos.

Tabela 13 – Amplitude dos custos tarifários anuais por cenário hidrológico

Cenário	Amplitude dos custos anuais
ENA80_ARM25	R\$ 5.971
ENA60_ARM25	R\$ 16.845
ENA60_ARM21	R\$ 4.644
ENA80_ARM21	R\$ 11.317

5. Estudos de compatibilidade do nível de aversão ao risco dos modelos

Para a avaliação de compatibilidade do nível de aversão ao risco dos modelos empregados nos processos do ONS e CCEE com aqueles empregados nos processos da EPE, foi realizado um estudo prospectivo considerando o NEWAVE com configuração agregada por Reservatórios Equivalente de Energia (REE) e CVaR(25,35), modelo vigente empregado pela EPE, e modelo NEWAVE Híbrido, modelo vigente empregado pelo ONS e CCEE, com as diferentes parametrizações de CVaR utilizadas no estudo de calibração. As premissas são apresentadas na Seção 5.1 e os resultados operativos são apresentados na Seção 5.2.

5.1 Premissas dos estudos prospectivos

As premissas adotadas nesse estudo são as mesmas adotadas no estudo apresentado no Capítulo 4.

Os pares de CVaR considerados para o estudo empregando o NEWAVE Híbrido (modelo vigente para os casos de planejamento e programação da operação e formação de preço de curto prazo) também foram os mesmos simulados nos estudos apresentados no Capítulo 4: (15,30), (15,35), (15,40), (15,45) e (15,50). Esses casos foram comparados ao caso com o NEWAVE agregado em REE com o CVaR(25,35) (modelo e CVaR vigente para os casos de planejamento da expansão e cálculo da garantia física).

Importante ressaltar que para essa análise, as execuções foram realizadas de forma encadeada, sem considerar a geração por segurança energética que poderia ser comandada pelo CMSE.

5.2 Resultados operativos do estudo prospectivo

5.2.1 Cenário E80A25

Os resultados operativos para o caso E80A25 são apresentados na Figura 59 à Figura 68. Na Figura 58 é apresentada a evolução do armazenamento percentual do SIN e na Figura 59 o armazenamento por submercado. A Tabela 14 mostra a energia armazenada final dos meses de novembro e dezembro, representando o final do período seco e início do período úmido. De acordo com os resultados, o aumento da aversão ao risco ocasiona um aumento de armazenamento, conforme esperado.

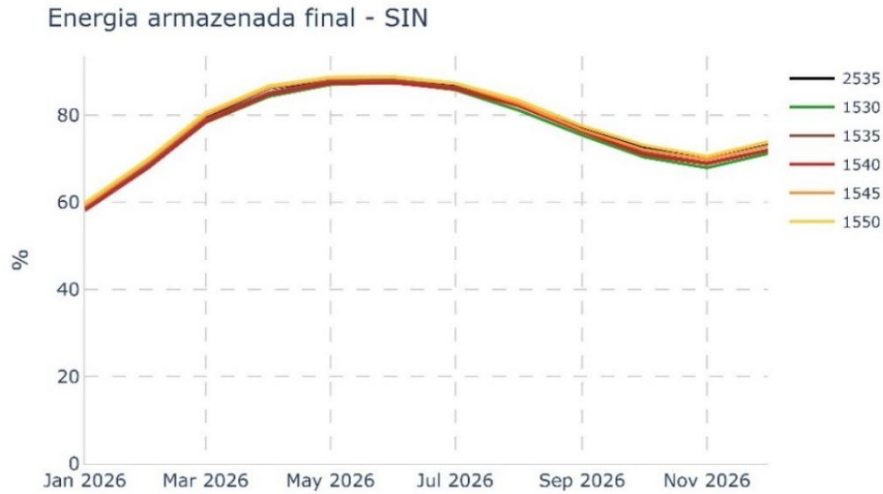


Figura 59 – Energia armazenada final do SIN – Caso E80A25



Figura 60 – Energia armazenada final por submercado – Caso E80A25

Tabela 14 – Energia armazenada do SIN no final do horizonte de estudo – Caso E80A25

Armazenamento final – EARPF (%)

Caso	Novembro	Dezembro
2535	69.8	73.1
1530	67.9	71.2
1535	69	72
1540	68.8	71.9
1545	69.8	72.9
1550	70.5	73.9

A Tabela 15 mostra a média anual de geração hidráulica do SIN de todos os casos em análise e a Figura 61 e Figura 62 apresentam a evolução da geração hidráulica do SIN e por submercados. De acordo com os resultados, a geração hidráulica tem o comportamento de redução à medida que a aversão ao risco aumenta nos casos híbridos. Observa-se ainda uma elevação de geração hidráulica nos casos menos avessos quando comparado ao caso REE.

Tabela 15 – Geração hidráulica média do SIN – Caso E80A25

Geração hidráulica – GHID (MWm)

Caso	Média
2535	47473.82
1530	47859.76
1535	47686.32
1540	47593.56
1545	47314.28
1550	46944.7

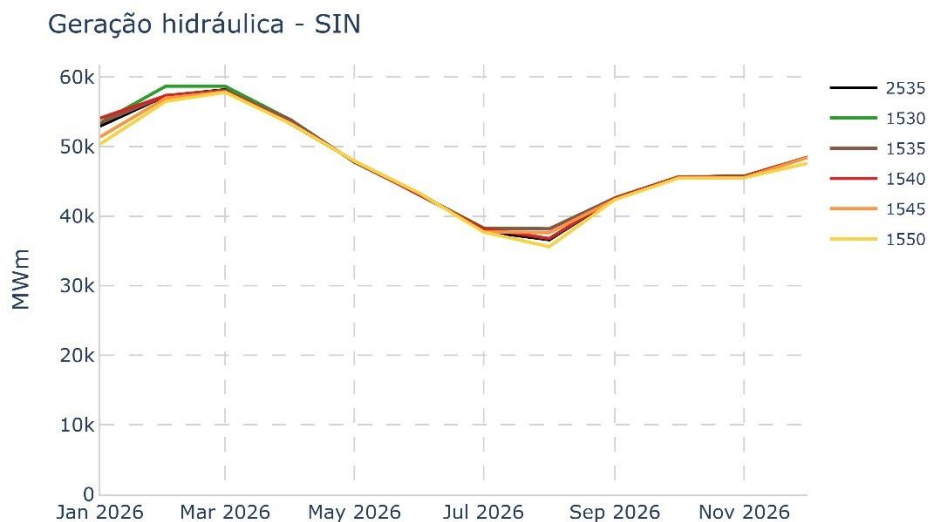


Figura 61 – Geração hidráulica do SIN – Caso E80A25



Figura 62 – Geração hidráulica por submercados – Caso E80A25

Na Tabela 16 encontra-se a média anual de geração termelétrica do SIN. A Figura 63 e Figura 64 exibem a evolução da geração termelétrica para o SIN e o detalhamento por submercados, respectivamente.

Geração térmica - SIN

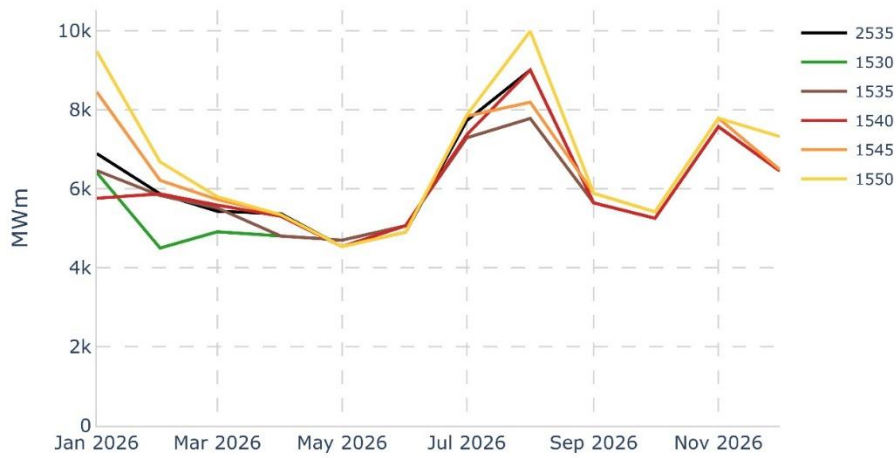


Figura 63 – Geração termelétrica do SIN – Caso E80A25

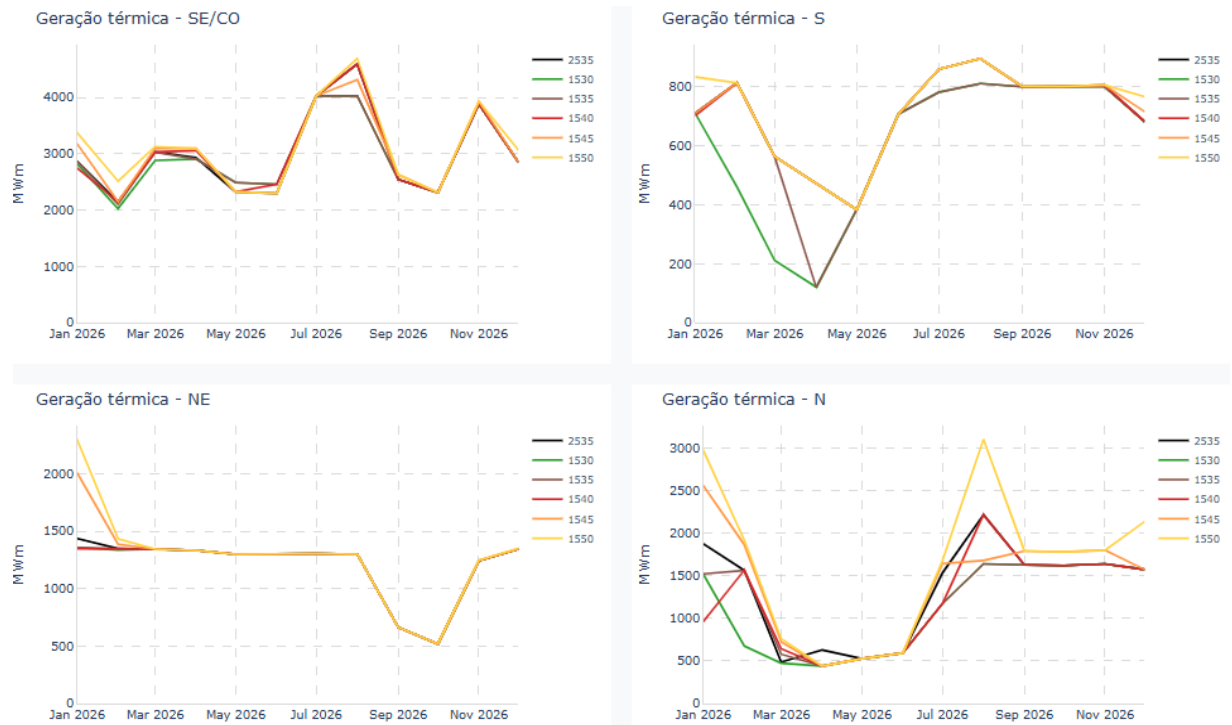


Figura 64 – Geração termelétrica por submercados – Caso E80A25

Tabela 16 – Geração termelétrica média do SIN – Caso E80A25

Geração térmica – GTER (MWm)

Caso	Média
2535	6217.25
1530	5860.91
1535	6026.15
1540	6114.7
1545	6394.09
1550	6746.68

A média anual da energia vertida turbinável dos casos em análise encontra-se consolidada na

Tabela 17. Adicionalmente, a trajetória da energia vertida turbinável ao longo do horizonte é apresentada na Figura 65 e na Figura 66, para o SIN e por submercados, respectivamente. Mesmo no cenário mais úmido em avaliação, a amplitude de energia vertida é pequena observando a média anual.

Tabela 17 – Energia vertida turbinável média do SIN – Caso E80A25

Vertimento turbinável – EVERT (MWm)

Caso	Média
2535	514.64
1530	293.28
1535	229.83
1540	315.61
1545	429.53
1550	517.31

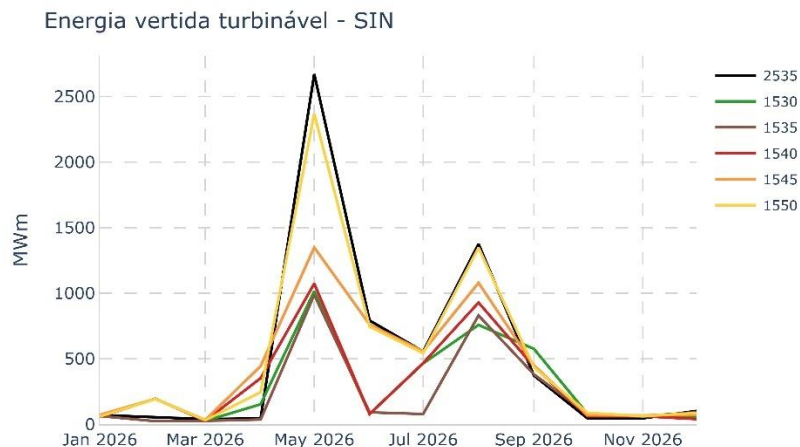


Figura 65 – Energia vertida turbinável do SIN – Caso E80A25

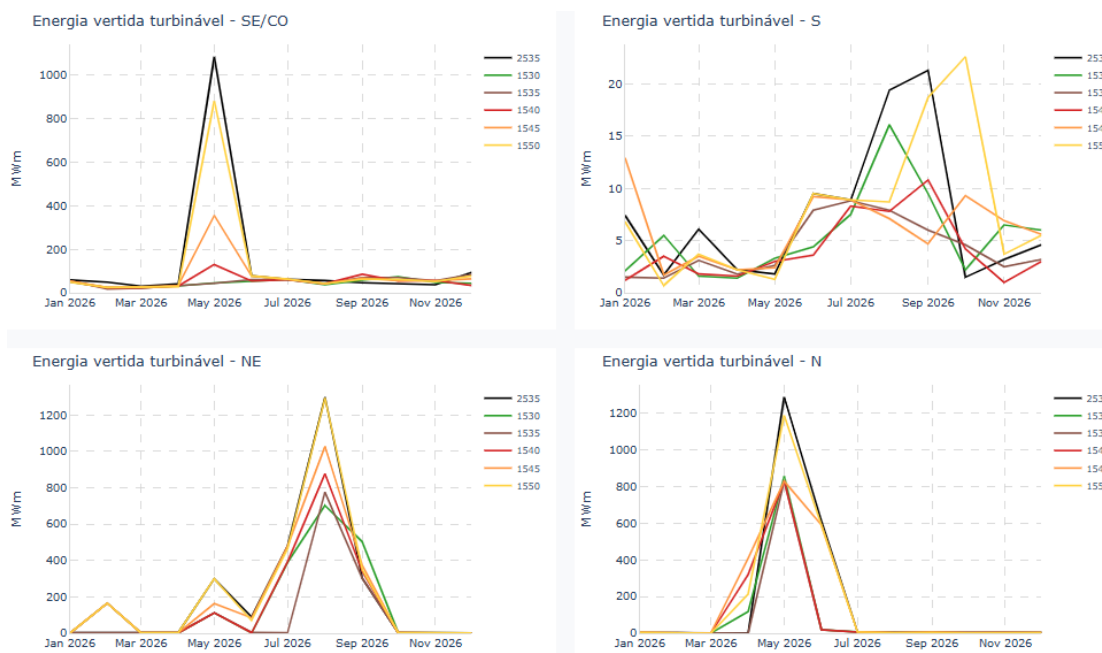


Figura 66 – Energia vertida turbinável por submercados – Caso E80A25

As médias anuais do CMO dos submercados estão consolidadas na Tabela 18. Em complemento, a Figura 67 apresenta a evolução ao longo do horizonte do CMO dos submercados.

Tabela 18 – CMO médio dos submercados – Caso E80A25

CMO médio anual (R\$/MWh)

Caso	SE/CO	S	NE	N
2535	115.8	117.51	71.53	106.91
1530	77.23	78.06	46.65	64.42
1535	86.25	87.86	60.89	81.55
1540	108.14	109.08	62.78	92.42
1545	152.08	153.35	82.64	127.33
1550	224	228.03	115.36	183.95

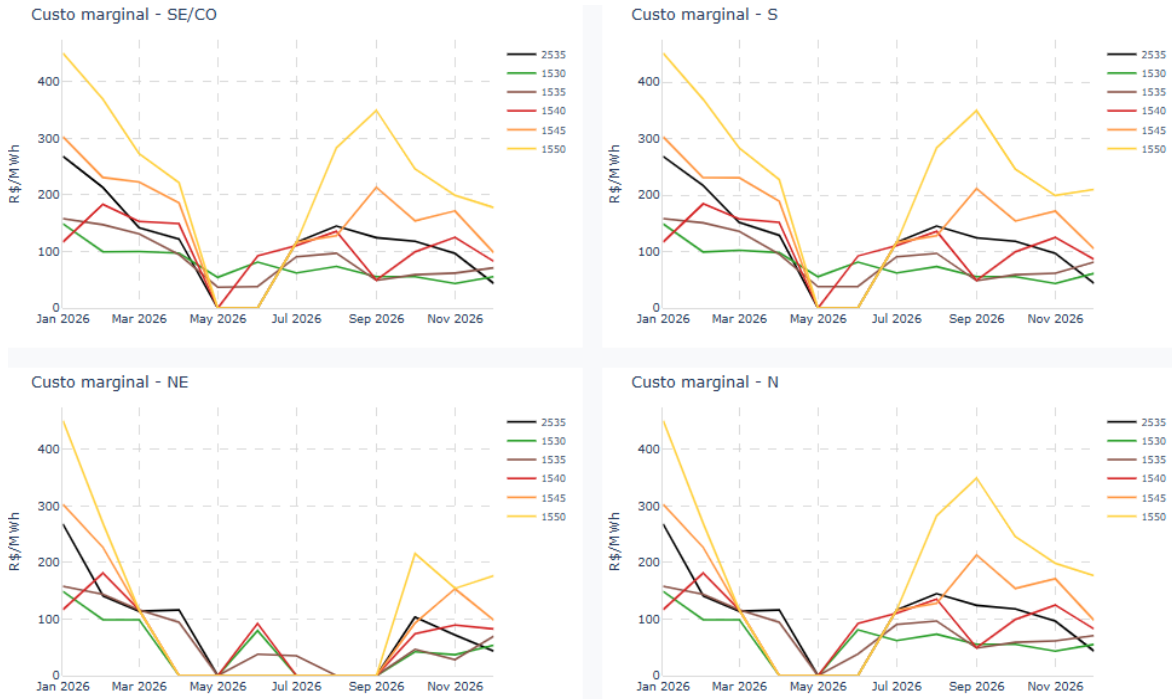


Figura 67 – Custo marginal dos submercados – Caso E80A25

O descolamento entre o CMO dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste de todos os casos é mostrado na Figura 68.

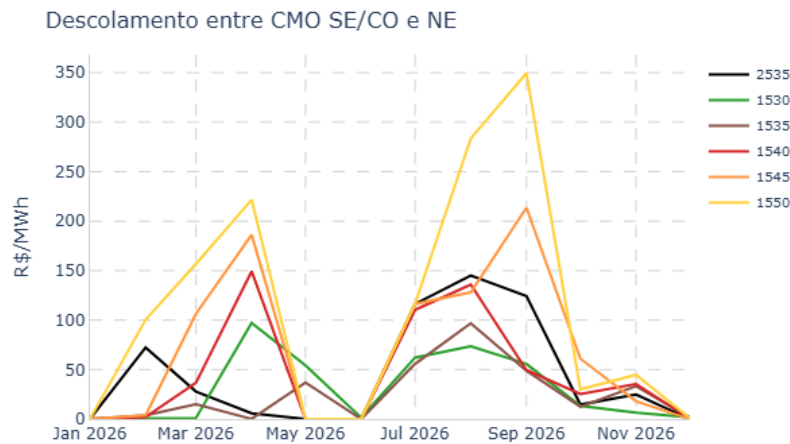


Figura 68 – Descolamento do CMO entre os submercados SE/CO e NE – Caso E80A25

Por fim, a Tabela 19 consolida as diferenças das variáveis operativas dos casos híbridos. Essa tabela funciona como um mapa de cores que facilita a identificação das diferenças entre as principais variáveis operativas avaliadas no estudo prospectivo, considerando seus valores médios no horizonte analisado, em comparação com o caso de referência, REE CVaR(25,35).

Na Tabela 19 a coloração esverdeada indica melhores resultados em relação ao caso referência, enquanto a coloração amarela indica piores resultados. A intensidade da cor reflete a magnitude do desvio, em que tons mais fortes indicam diferenças maiores, enquanto tons mais suaves representam valores mais próximos à referência. Dessa forma, o objetivo é identificar a coluna correspondente ao par de CVaR que apresenta cores mais claras, pois indicam menor discrepância em relação ao caso REE, sugerindo um comportamento mais compatível com a referência.

É possível observar que os casos híbridos com CVaR(15,40) e CVaR(15,45) possuem mais aderência ao caso REE com CVaR(25,35) para o cenário E80A25.

Tabela 19 – Resumo da comparação das variáveis operativas – Caso E80A25

E80A25	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-1.3	-0.6	-1.0	0.1	0.7
ΔGeração térmica [MWm]	-356.3	-191.1	-102.6	176.8	529.4
ΔGeração hidráulica [MWm]	385.9	212.5	119.7	-159.5	-529.1
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	-221.4	-284.8	-199.0	-85.1	2.7
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-38.6	-29.6	-7.7	36.3	108.2
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-24.9	-10.6	-8.8	11.1	43.8
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-13.7	-18.9	1.1	25.2	64.4

5.2.2 Cenário E60A25

Os resultados para o cenário E60A25 são apresentados na Figura 69 à Figura 78. A

Figura 69 e Figura 70 ilustram, respectivamente, a evolução do armazenamento percentual do SIN e por submercado. Já a

Tabela 20 sintetiza a energia armazenada final dos meses de novembro e dezembro. Observe que o aumento da aversão ao risco ocasiona, conforme esperado, um aumento de armazenamento ao longo do horizonte de estudo. Para esse cenário, os armazenamentos ao final do horizonte apresentam maior diferença entre os casos avaliados. Nesse cenário de reversão de expectativas, as diferenças entre os casos analisados tornam-se mais pronunciadas no armazenamento final, indicando maior sensibilidade ao incremento da aversão ao risco.

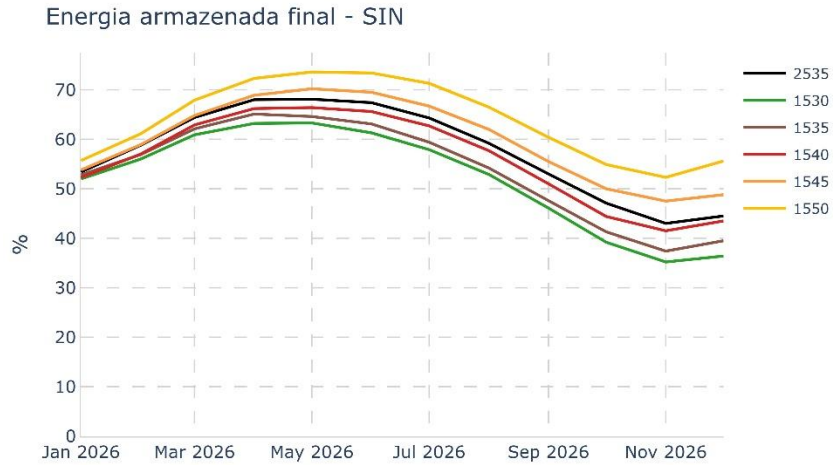


Figura 69 – Energia armazenada final do SIN – Caso E60A25



Figura 70 – Energia armazenada final por submercados – Caso E60A25

Tabela 20 – Energia armazenada do SIN no final do horizonte de estudo – Caso E60A25

Armazenamento final – EARPF (%)

Caso	Novembro	Dezembro
2535	43	44.5
1530	35.2	36.4
1535	37.4	39.5
1540	41.5	43.5
1545	47.5	48.8
1550	52.3	55.6

A média anual da geração hidráulica do SIN, considerando todos os casos de análise, é apresentada na Tabela 21. A trajetória dessa geração, tanto para o SIN quanto por submercados, é apresentada na Figura 71 e na Figura 72, respectivamente. De acordo com os resultados, a geração hidráulica tem o comportamento de redução à medida que a aversão ao risco aumenta nos casos híbridos, coerente com o aumento de energia armazenada observado anteriormente. Observa-se ainda que o caso REE se aproxima das alternativas com níveis intermediários de aversão ao risco.

Tabela 21 – Geração hidráulica média do SIN – Caso E60A25

Geração hidráulica – GHID (MWm)

Caso	Média
2535	41069
1530	43075.04
1535	42392.47
1540	41340.73
1545	40271.33
1550	38534.13

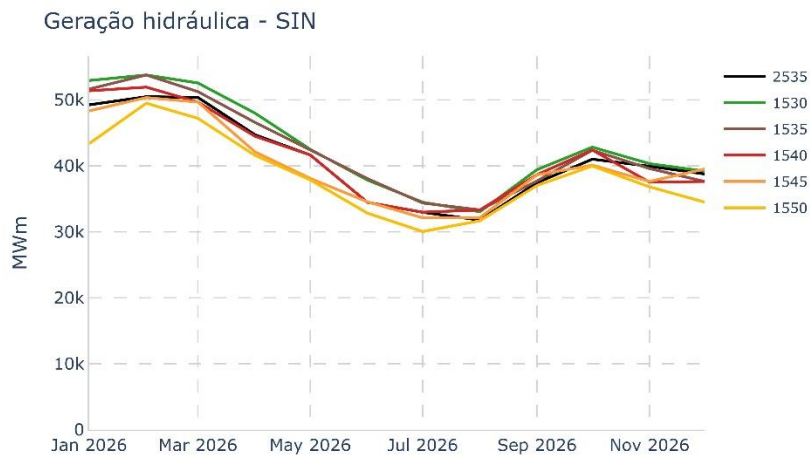


Figura 71 – Geração hidráulica do SIN – Caso E60A25

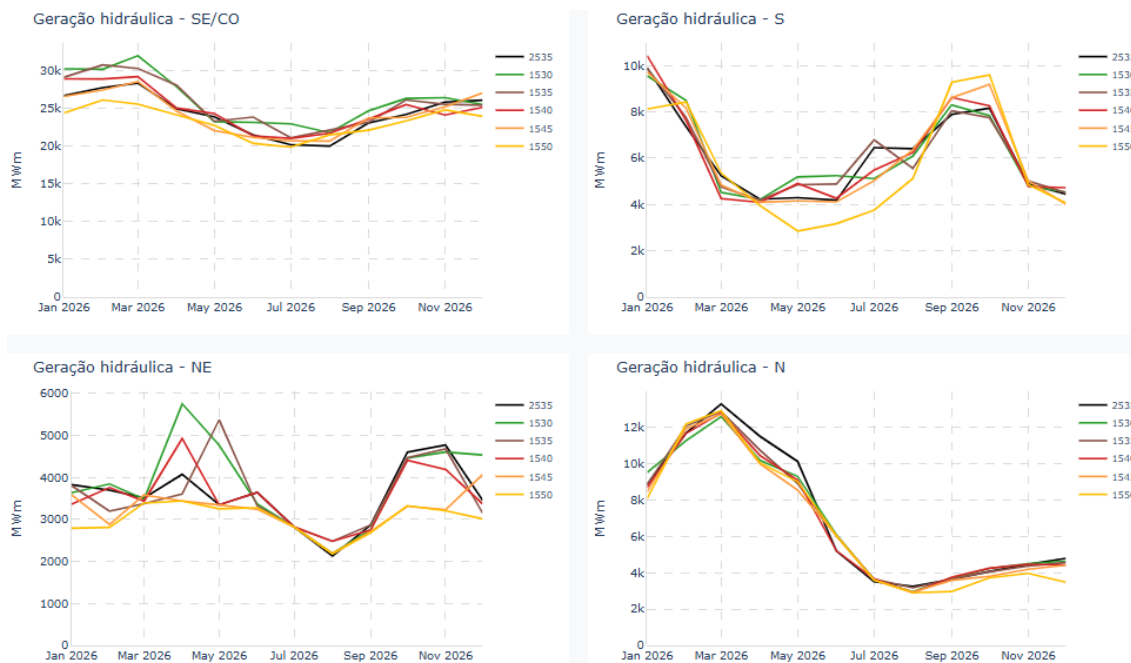


Figura 72 – Geração hidráulica por submercados – Caso E60A25

Na Tabela 22 é apresentada a média anual de geração termelétrica do SIN. A trajetória da geração termelétrica para o SIN e o detalhamento por submercados, estão representados na Figura 73 e Figura 74, respectivamente. Assim como observado no caso da geração hidráulica, nota-se que o caso REE tende a se alinhar aos cenários que apresentam níveis intermediários de aversão ao risco.

Tabela 22 – Geração termelétrica média do SIN – Caso E60A25

Geração térmica – GTER (MWm)

Caso	Média
2535	12622.53
1530	10613.21
1535	11329.52
1540	12372.59
1545	13416.16
1550	15154.53

Geração térmica - SIN

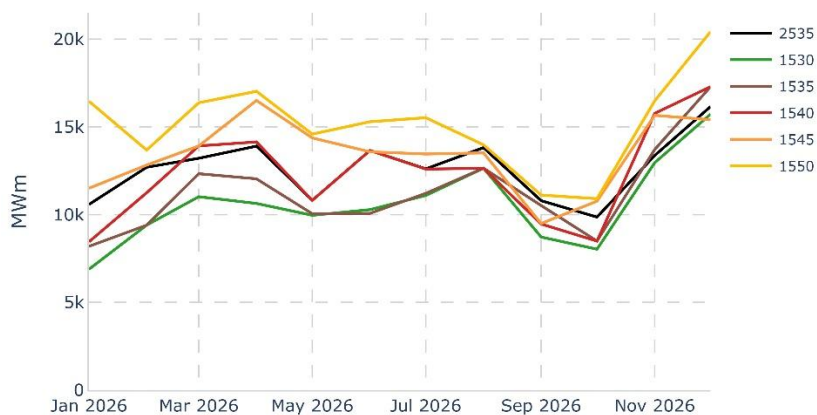


Figura 73 – Geração térmica do SIN – Caso E60A25

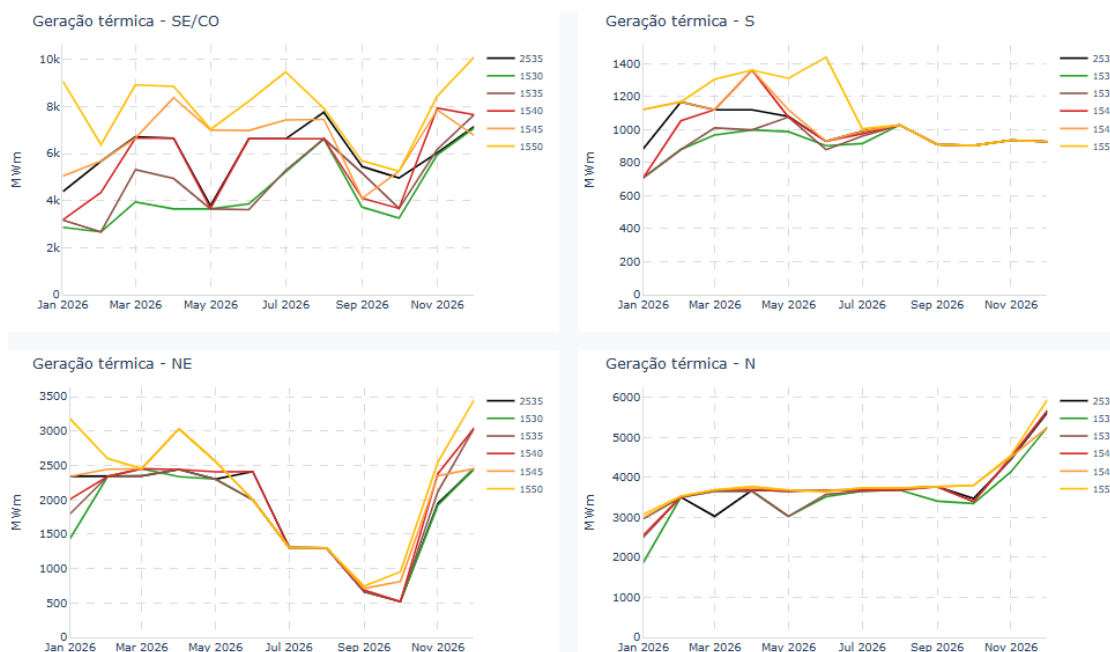


Figura 74 – Geração térmica por submercados – Caso E60A25

A média anual da energia vertida turbinável dos casos em análise encontra-se consolidada na Tabela 23. Adicionalmente, a trajetória da energia vertida turbinável ao longo do horizonte é apresentada na Figura 75 e Figura 76, para o SIN e por submercados, respectivamente.

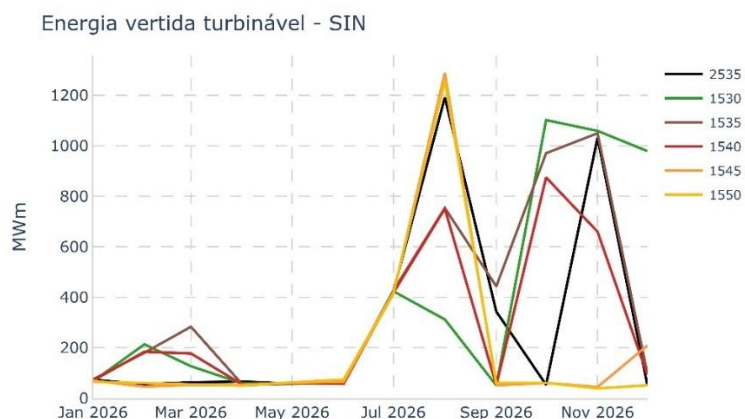


Figura 75 – Energia vertida turbinável do SIN – Caso E60A25

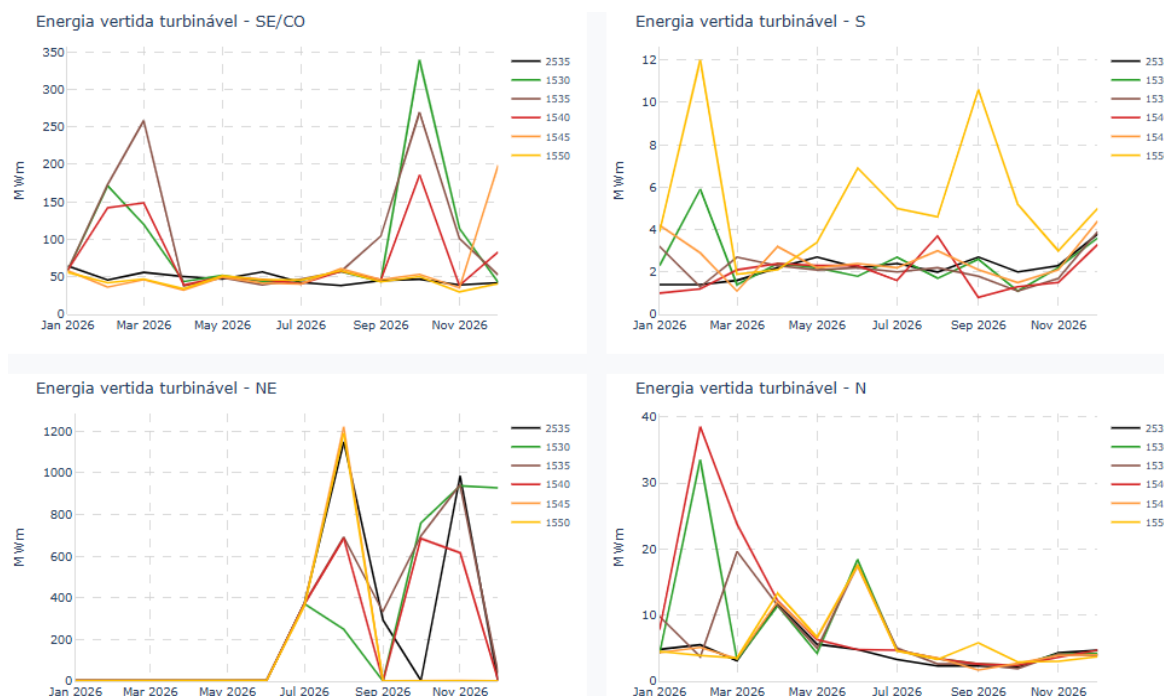


Figura 76 – Energia vertida turbinável por submercados – Caso E60A25

Tabela 23 – Energia vertida turbinável média do SIN – Caso E60A25

Vertimento turbinável – EVERT (MWm)

Caso	Média
2535	289.94
1530	376.58
1535	371.22
1540	287.63
1545	201.12
1550	188.13

As médias anuais do CMO dos submercados estão consolidadas na Tabela 24. Em complemento, a Figura 77 apresenta a evolução ao longo do horizonte do CMO dos submercados. Verifica-se que o comportamento do caso REE guarda maior proximidade com os casos que adotam nível de aversão ao risco em patamares intermediários.

Tabela 24 – CMO médio dos submercados – Caso E60A25

CMO médio anual (R\$/MWh)

Caso	SE/CO	S	NE	N
2535	721.45	745.58	411.37	648.9
1530	554.54	570.89	386.04	542.59
1535	614.5	632.62	389.96	595.24
1540	675.92	706.65	493.17	647.48
1545	812.36	847.9	585.59	807.87
1550	1004.03	1073.76	741.04	988.01

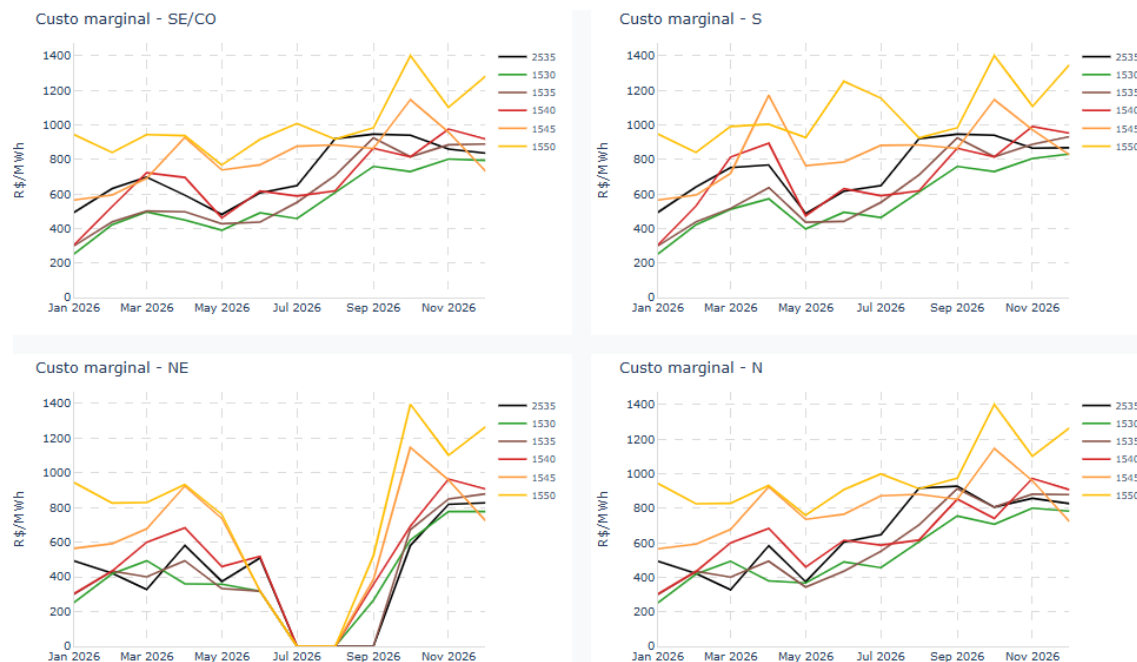


Figura 77 – Custo marginal dos submercados – Caso E60A25

Como complemento à análise do comportamento do CMO, a Figura 78 apresenta o descolamento entre os custos marginais dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, sintetizando as diferenças observadas ao longo dos cenários avaliados.

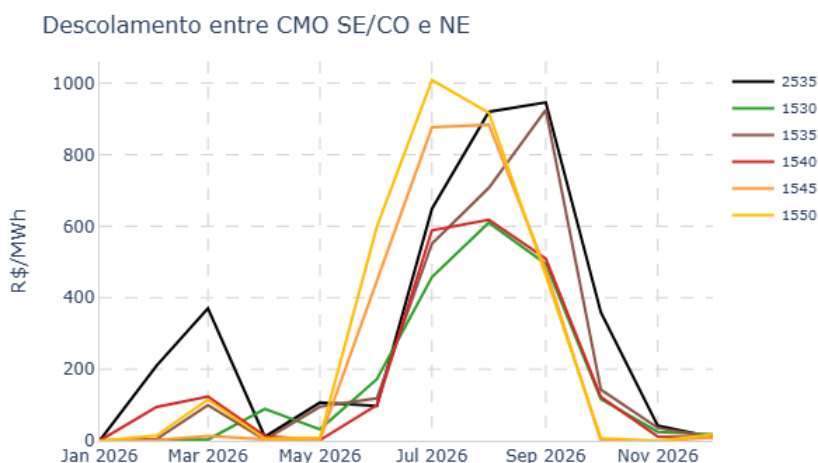


Figura 78 – Descolamento do CMO dos submercados SE/CO e NE – Caso E60A25

Por fim, a Tabela 25 reúne as diferenças das principais das variáveis operativas dos casos híbridos, avaliados com diferentes pares de CVaR, em relação ao caso REE

com CVaR(25,35). De acordo com os resultados apresentados na Tabela 25, o caso híbrido com CVaR(15,40) é aquele que mais se aproxima do comportamento observado para o caso REE no cenário E60A25, demonstrando maior compatibilidade entre as demais alternativas analisadas.

Tabela 25 – Resumo da comparação das variáveis operativas – Caso E60A25

E60A25	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-5.6	-3.9	-1.7	2.1	6.2
ΔGeração térmica [MWm]	-2009.3	-1293.0	-249.9	793.6	2532.0
ΔGeração hidráulica [MWm]	2006.0	1323.5	271.7	-797.7	-2534.9
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	86.6	81.3	-2.3	-88.8	-101.8
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-166.9	-106.9	-45.5	90.9	282.6
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-25.3	-21.4	81.8	174.2	329.7
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-141.6	-85.5	-127.3	-83.3	-47.1

5.2.3 Cenário E60A21

Os resultados operativos para o caso E60A21 são apresentados na Figura 79 à Figura 88. A Figura 79 e Figura 80 exibem a evolução do armazenamento percentual do SIN e por submercado, respectivamente. A Tabela 26 mostra a energia armazenada final dos meses de novembro e dezembro.

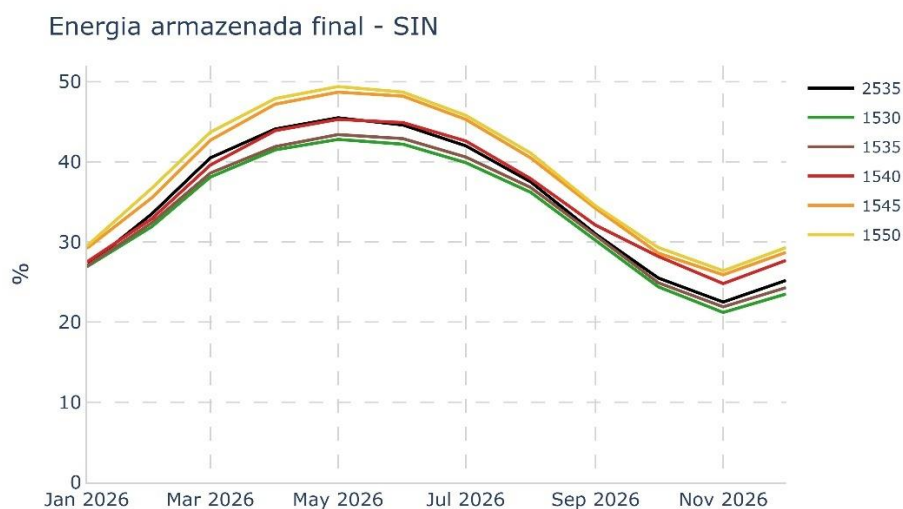


Figura 79 – Energia armazenada final do SIN – Caso E60A21

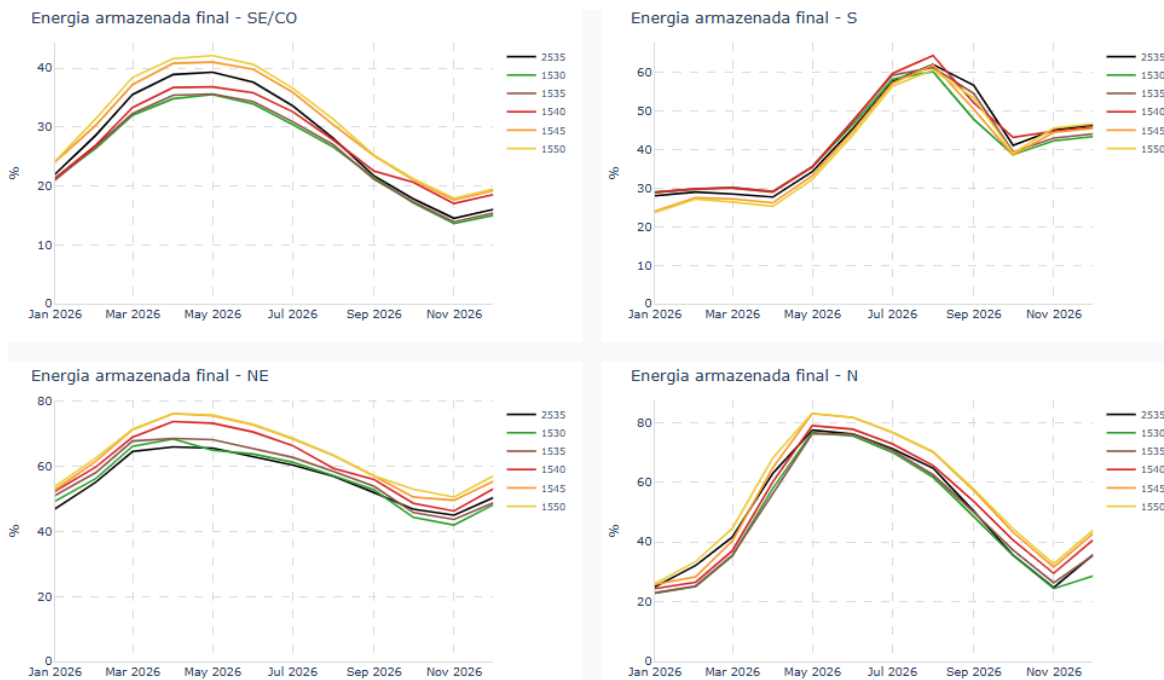


Figura 80 – Energia armazenada final por submercados – Caso E60A21

Tabela 26 – Energia armazenada do SIN no final do horizonte de estudo – Caso E60A21

Armazenamento final – EARPF (%)

Caso	Novembro	Dezembro
2535	22.5	25.2
1530	21.2	23.5
1535	21.9	24.3
1540	24.8	27.7
1545	25.9	28.7
1550	26.4	29.3

Na Tabela 27 está consolidada a média anual da geração hidráulica do SIN, para os casos em análise. Adicionalmente, a trajetória da geração hidráulica do SIN e por submercados, é apresentada, respectivamente, na Figura 81 e na Figura 82.

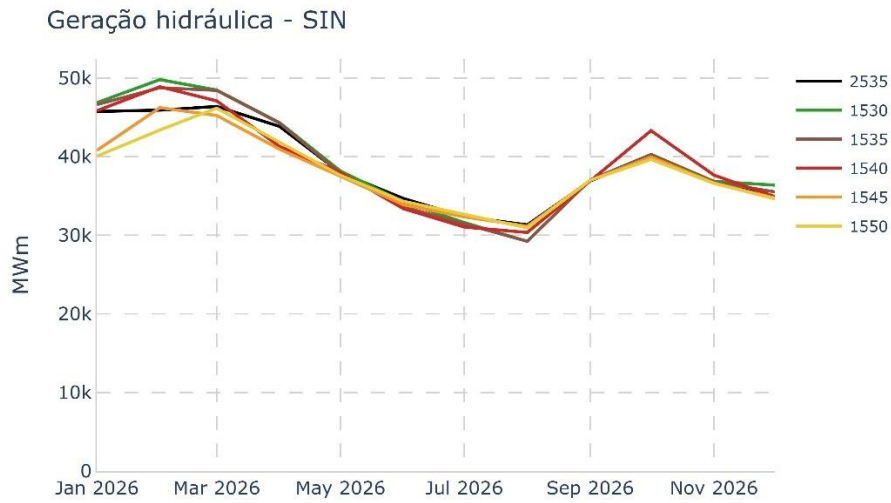


Figura 81 – Geração hidráulica do SIN – Caso E60A21



Figura 82 – Geração hidráulica por submercados – Caso E60A21

Tabela 27 – Geração hidráulica média do SIN – Caso E60A21

Geração hidráulica – GHID (MWm)

Caso	Média
2535	38881.02
1530	39433.27
1535	39149.38
1540	39048.56
1545	38030.89
1550	37888.83

A Tabela 28 apresenta a média anual de geração termelétrica do SIN. A evolução da geração termelétrica do SIN, bem como o detalhamento por submercados, pode ser observada na Figura 83 e Figura 84, respectivamente. De forma consistente com o comportamento verificado na geração hidráulica, os resultados da geração termelétrica média também apontam para a maior aderência do caso REE com casos híbridos associados com níveis intermediários de aversão ao risco.

Tabela 28 – Geração termelétrica média do SIN – Caso E60A21

Geração térmica – GTER (MWm)

Caso	Média
2535	14797.81
1530	14244.92
1535	14530.47
1540	14635.88
1545	15656.44
1550	15799.53

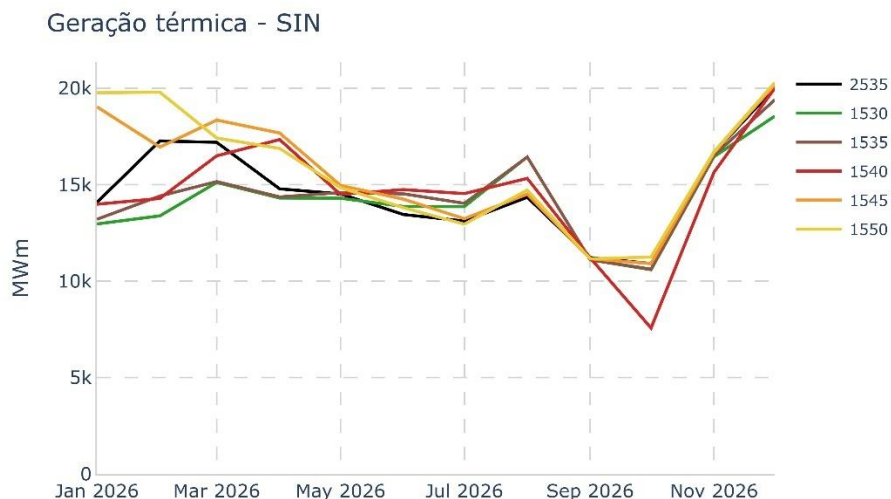


Figura 83 – Geração termelétrica do SIN – Caso E60A21



Figura 84 – Geração termelétrica por submercados – Caso E60A21

A média anual da energia vertida turbinável dos casos em análise encontra-se consolidada na Tabela 29. Adicionalmente, a trajetória da energia vertida turbinável ao longo do horizonte é apresentada na Figura 85 e Figura 86, para o SIN e por submercados, respectivamente. Assim como os cenários anteriormente avaliados, os casos apresentam valores de vertimento turbinável no SIN próximos em termos de média anual.

Tabela 29 – Energia vertida turbinável média do SIN – Caso E60A21

Vertimento turbinável – EVERT (MWm)

Caso	Média
2535	319.86
1530	314.59
1535	336.42
1540	323.75
1545	359.82
1550	351.53

Energia vertida turbinável - SIN

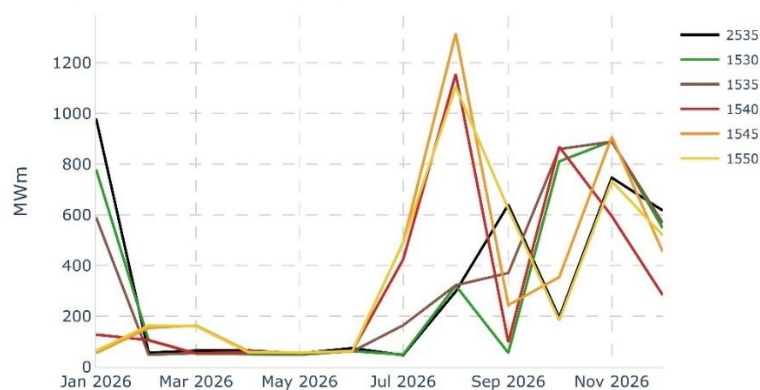


Figura 85 – Energia vertida turbinável do SIN – Caso E60A21

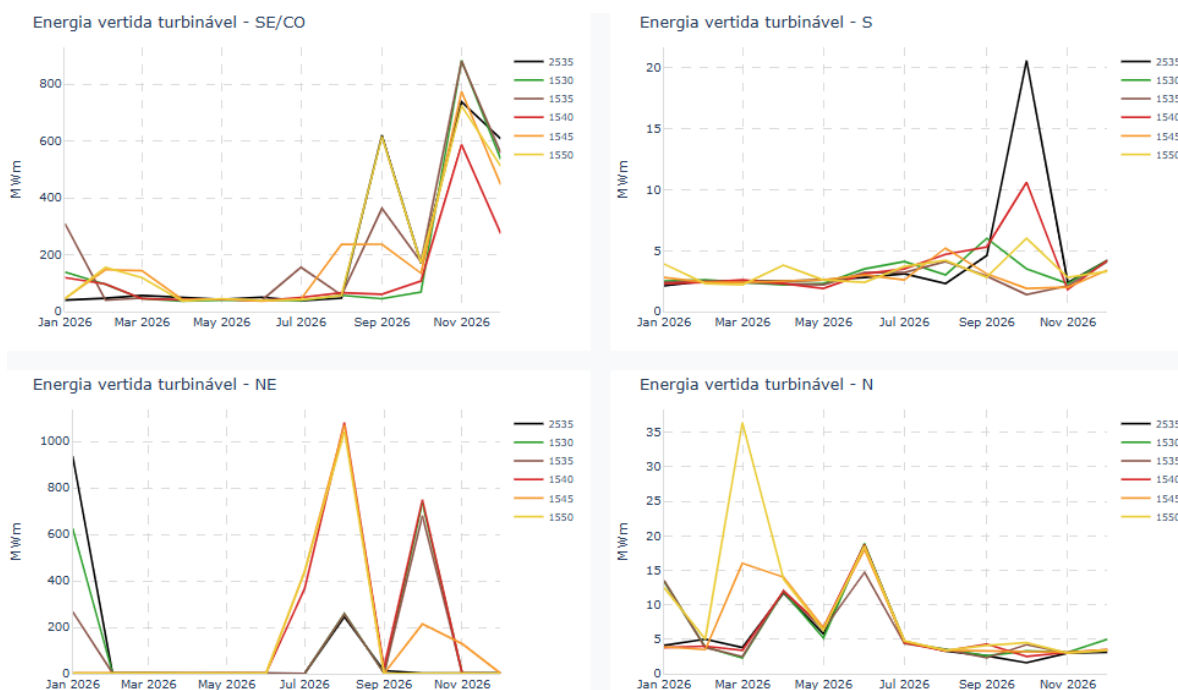


Figura 86 – Energia vertida turbinável por submercados – Caso E60A21

As médias anuais do CMO dos submercados estão consolidadas na Tabela 30, enquanto a evolução dessa variável por submercado é ilustrada na Figura 87.

No cenário E60A21, que representa uma condição de escassez hídrica, verifica-se que o caso REE apresenta comportamento mais próximo das alternativas associadas a níveis mais elevados de aversão ao risco.

Tabela 30 – CMO médio dos submercados – Caso E60A21

CMO médio anual (R\$/MWh)

Caso	SE/CO	S	NE	N
2535	1085.25	1864.92	762.29	1050.75
1530	950.6	1274.2	636.6	939.21
1535	1013	1385.7	658.14	998.16
1540	978.5	1431.42	632.16	954.41
1545	1140.47	2072.73	806.49	1127.05
1550	1378.22	2403.17	1008.77	1356



Figura 87 – CMO dos submercados – Caso E60A21

Complementarmente, a Figura 50 apresenta o descolamento entre os CMOs dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste ao longo do horizonte analisado.

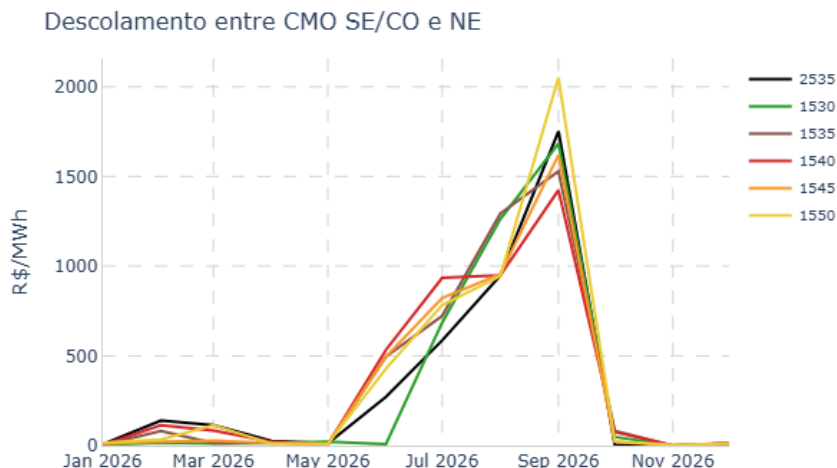


Figura 88 – Descolamento do CMO entre os submercados SE/CO e NE – Caso E60A21

Por fim, a Tabela 31 consolida as diferenças observadas nas variáveis operativas dos casos híbridos, executados com diferentes pares de CVaR, em comparação com o caso REE com CVaR(25,35). Os resultados indicam que, no cenário E60A21, caracterizado por uma condição de escassez hídrica, o caso híbrido com CVaR(15,40) é aquele que mais se aproxima do comportamento do caso REE.

Tabela 31 – Resumo da comparação das variáveis operativas – Caso E60A21

E60A21	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-1.7	-1.1	0.7	3.0	3.6
ΔGeração térmica [MWm]	-552.9	-267.3	-161.9	858.6	1001.7
ΔGeração hidráulica [MWm]	552.2	268.3	167.5	-850.1	-992.2
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	-5.3	16.6	3.9	40.0	31.7
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-134.6	-72.3	-106.7	55.2	293.0
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-125.7	-104.2	-130.1	44.2	246.5
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-9.0	31.9	23.4	11.0	46.5

5.2.4 Cenário E80A21

A Figura 89 e Figura 90 mostram, respectivamente, a evolução do armazenamento do SIN e por submercados no cenário E80A21. De forma complementar, a Tabela 32 apresenta o armazenamento ao final de novembro e dezembro. Nesse cenário de recuperação, todos os casos analisados terminam o período seco com cerca de 50% do armazenamento máximo. Observa-se ainda que a evolução temporal do armazenamento no caso REE se posiciona entre as trajetórias obtidas pelos casos híbridos com CVaR(15,40) e CVaR(15,45).

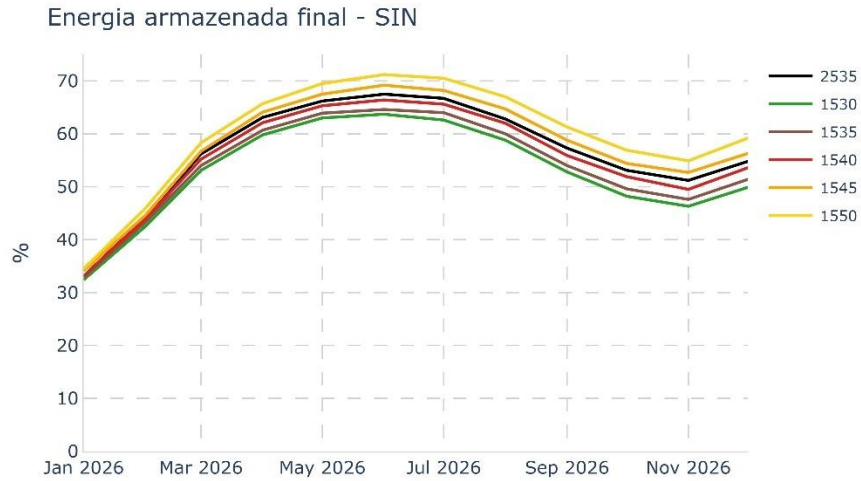


Figura 89 – Energia armazenada final do SIN – Caso E80A21

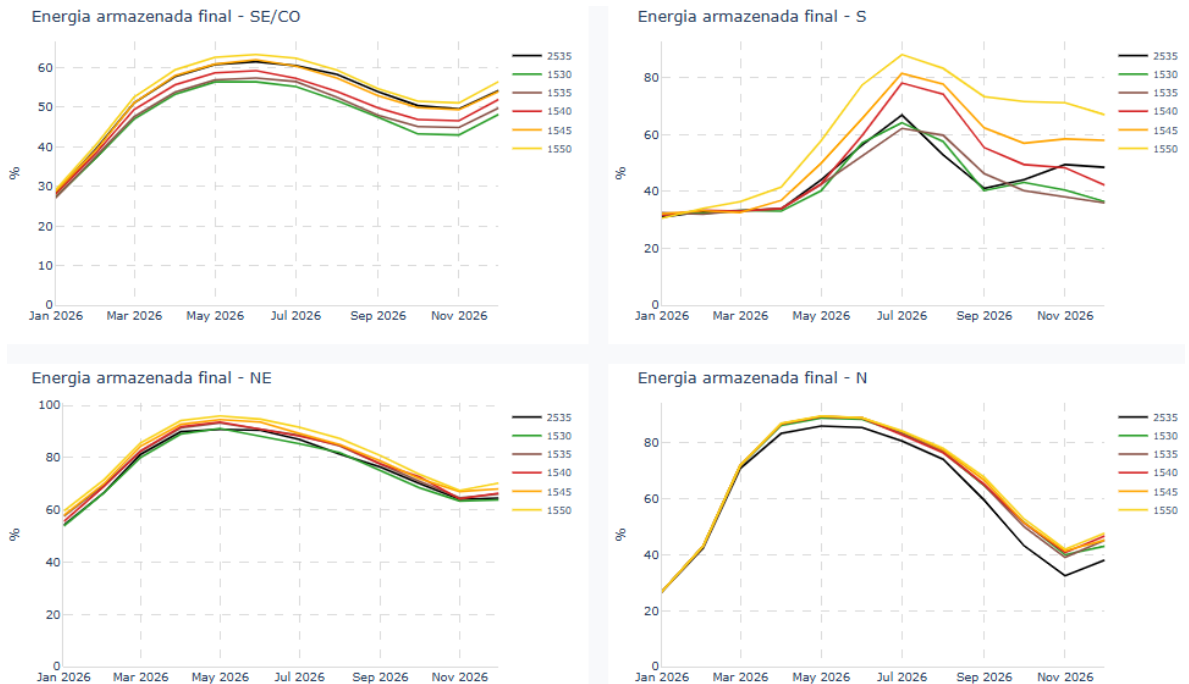


Figura 90 – Energia armazenada final por submercados – Caso E80A21

Tabela 32 – Energia armazenada do SIN no final do horizonte de estudo – Caso E80A21

Armazenamento final – EARPF (%)

Caso	Novembro	Dezembro
2535	51.2	54.8
1530	46.3	49.9
1535	47.6	51.4
1540	49.5	53.6
1545	52.7	56.3
1550	54.9	59.2

Na Tabela 33 apresenta a média anual da geração hidráulica do SIN. Em complemento, a Figura 91 e Figura 92 ilustram, respectivamente, a evolução dessa variável ao longo do horizonte e o detalhamento por submercados. A partir desses resultados, verifica-se que o comportamento do caso REE se alinha principalmente aos casos híbridos configurados com parametrizações intermediárias do mecanismo CVaR.

Tabela 33 – Geração hidráulica média do SIN – Caso E80A21

Geração hidráulica – GHID (MWm)

Caso	Média
2535	45479.82
1530	46492.99
1535	46112.1
1540	45609.88
1545	45010.52
1550	44304.51

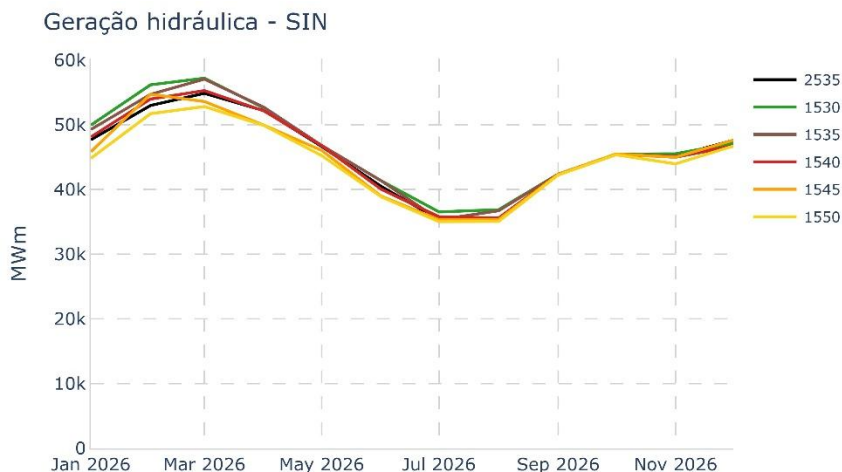


Figura 91 – Geração hidráulica do SIN – Caso E80A21

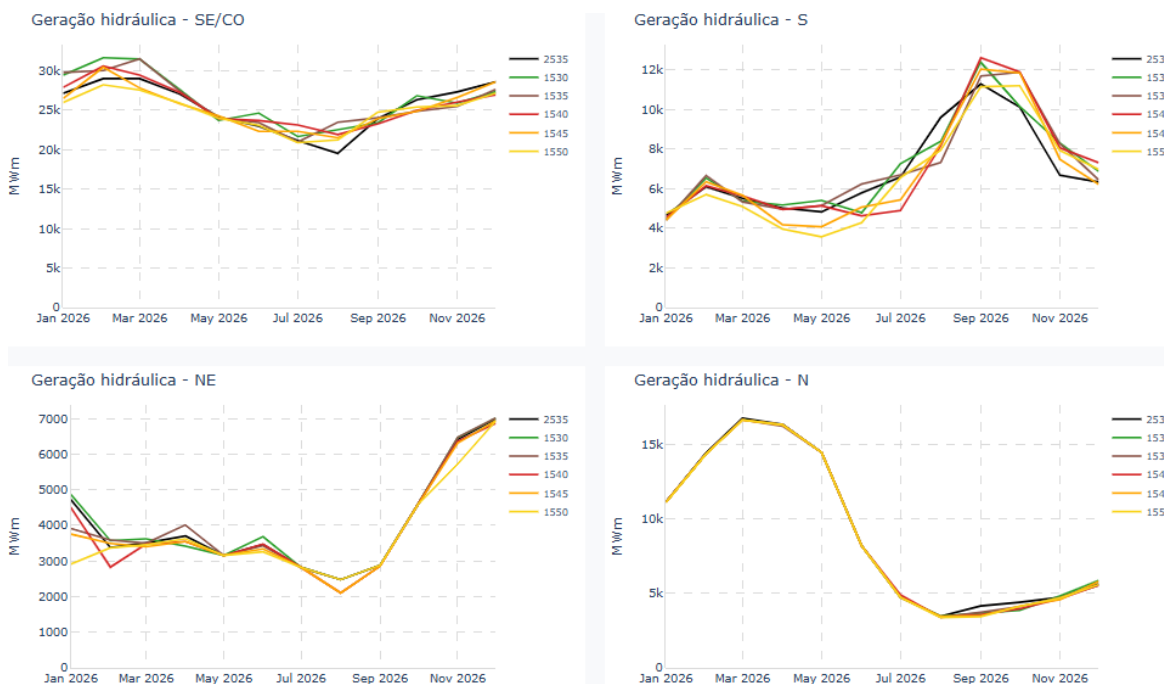


Figura 92 – Geração hidráulica por submercados – Caso E80A21

Na Tabela 34 é fornecida a média anual de geração termelétrica do SIN. Complementarmente, a Figura 93 e Figura 94 apresentam, respectivamente, a evolução da geração termelétrica agregada para o SIN e o detalhamento por submercados. Os resultados obtidos indicam que o comportamento da geração térmica também se aproxima dos casos híbridos associados a níveis intermediários de aversão ao risco.

Tabela 34 – Geração termelétrica média do SIN – Caso E80A21

Geração térmica – GTER (MWm)

Caso	Média
2535	8240.36
1530	7228.74
1535	7607.78
1540	8076.75
1545	8676.91
1550	9415.77

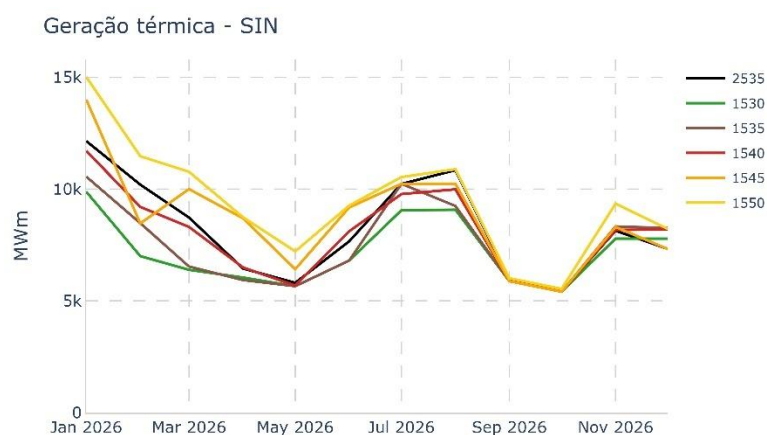


Figura 93 – Geração termelétrica do SIN – Caso E80A21



Figura 94 – Geração termelétrica por submercados – Caso E80A21

A Tabela 35 consolida a média anual da energia vertida turbinável no âmbito do SIN. Já a Figura 95 e Figura 96 apresentam, respectivamente, a evolução da energia vertida turbinável do SIN, ao longo do horizonte de estudo, e o detalhamento por submercados para todos os casos em análise. De acordo com os resultados, o vertimento turbinável apresentam valores próximos em termos de média anual.

Tabela 35 – Energia vertida turbinável média do SIN – Caso E80A21

Vertimento turbinável – EVERT (MWm)

Caso	Média
2535	296
1530	334.71
1535	322.01
1540	366.77
1545	343.87
1550	282.82

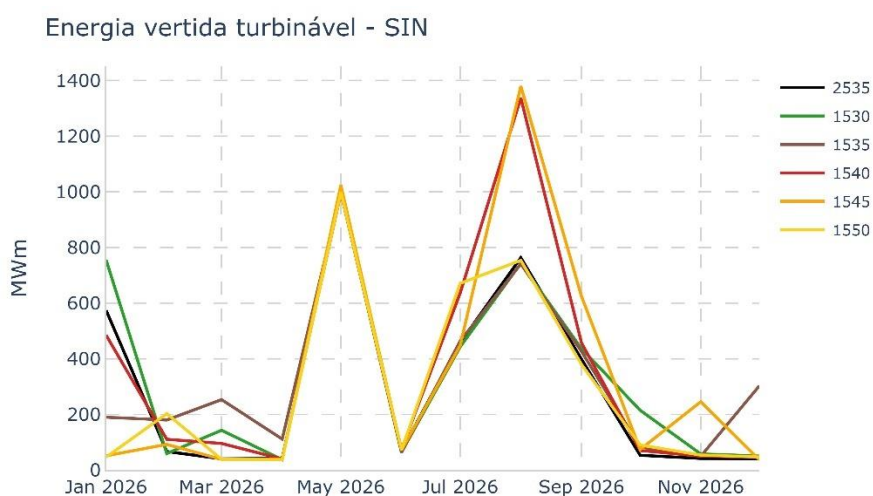


Figura 95 – Energia vertida turbinável do SIN – Caso E80A21

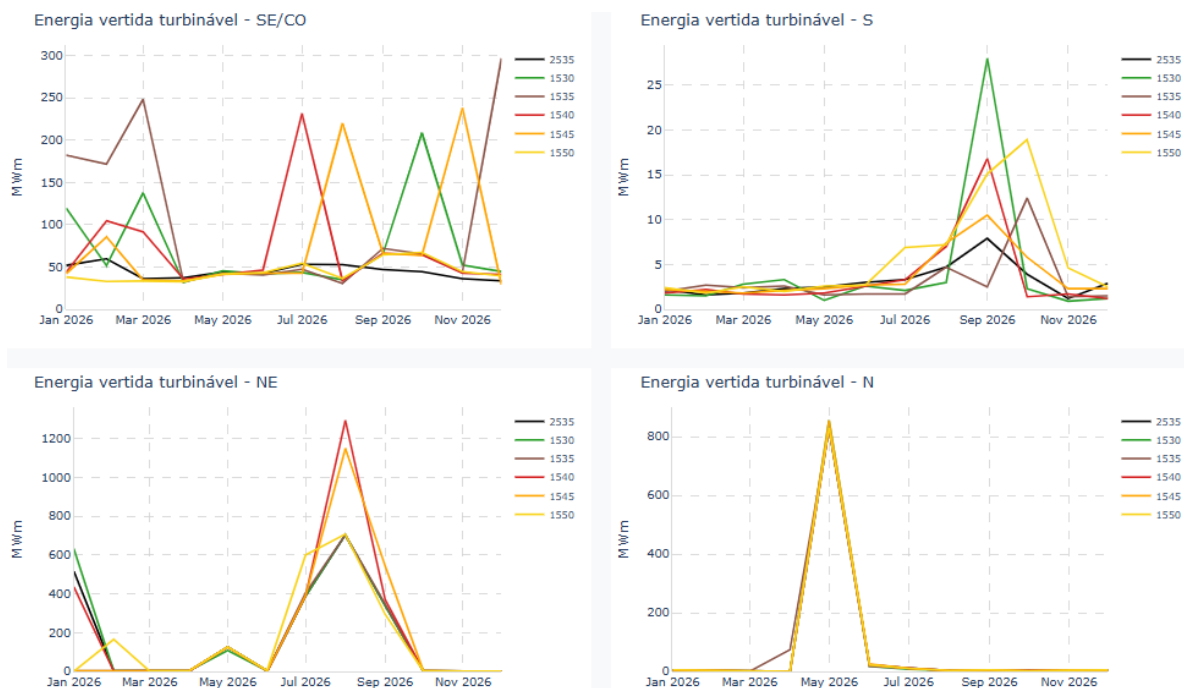


Figura 96 – Energia vertida turbinável por submercados – Caso E80A21

A Tabela 36 apresenta a média anual do CMO, enquanto a Figura 97 mostra a evolução do CMO dos submercados. Adicionalmente, na Figura 98 é apresentado o descolamento entre o CMO dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

No cenário E80A21, caracterizado por um processo de recuperação das condições hídricas, observa-se que o comportamento do caso REE tende a se alinhar às configurações que adotam níveis de aversão ao risco intermediários.

Tabela 36 – CMO médio dos submercados – Caso E80A21

CMO médio anual (R\$/MWh)

Caso	SE/CO	S	NE	N
2535	407.66	433.43	161.35	281.24
1530	299.76	307.94	129.78	217.4
1535	348.11	355.69	134.01	253.24
1540	361.4	375.25	169.62	264.73
1545	432.11	448.62	178.23	294.34
1550	571.59	602.97	219.27	379.79



Figura 97 – CMO dos submercados – Caso E80A21

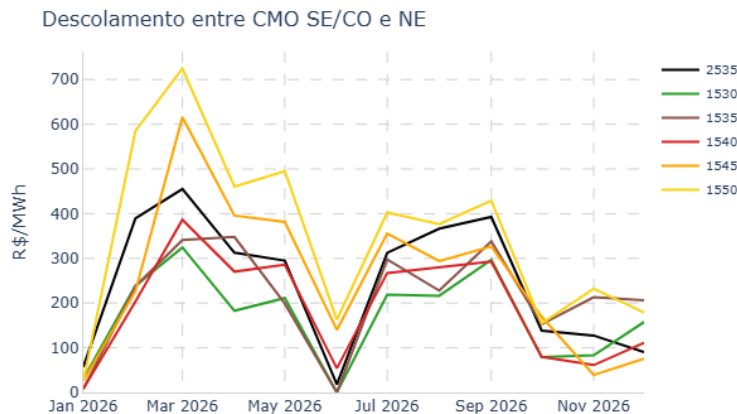


Figura 98 – Descolamento do CMO dos submercados SE/CO e NE – Caso E80A21

Por fim, a Tabela 37 consolida as diferenças das variáveis operativas dos casos híbridos, executados com diferentes pares de CVaR, em relação ao caso REE com CVaR(25,35). A análise indica que, no cenário E80A21, o comportamento do caso REE se situa entre os resultados obtidos para CVaR(15,40) e CVaR(15,45), demonstrando maior proximidade com essas parametrizações intermediárias dentro do conjunto de alternativas avaliadas.

Tabela 37 – Resumo da comparação das variáveis operativas – Caso E80A21

E80A21	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-3.6	-2.5	-1.0	1.3	3.2
ΔGeração térmica [MWm]	-1011.6	-632.6	-163.6	436.5	1175.4
ΔGeração hidráulica [MWm]	1013.2	632.3	130.1	-469.3	-1175.3
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	38.7	26.0	70.8	47.9	-13.2
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-107.9	-59.6	-46.3	24.4	163.9
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-31.6	-27.3	8.3	16.9	57.9
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-76.3	-32.2	-54.5	7.6	106.0

5.3 Resumo da compatibilização

Da Figura 99 à Figura 104 são apresentadas as diferenças das principais variáveis operativas dos casos híbridos, simulados com diferentes pares de CVaR, em relação ao caso REE com parametrização CVaR(25,35). Essas comparações são apresentadas tanto para cada um dos quatro cenários de condição sistêmica considerados quanto para a média entre eles. Nessa representação, valores mais próximos de zero indicam maior compatibilidade com o comportamento do caso REE.

A Figura 99 ilustra as diferenças para a variável energia armazenada para cada alternativa de parametrização de CVaR avaliada. Observa-se que o caso híbrido CVaR(15,40) é aquele que apresenta maior proximidade em relação ao caso REE CVaR(25,35) na variável energia armazenada.

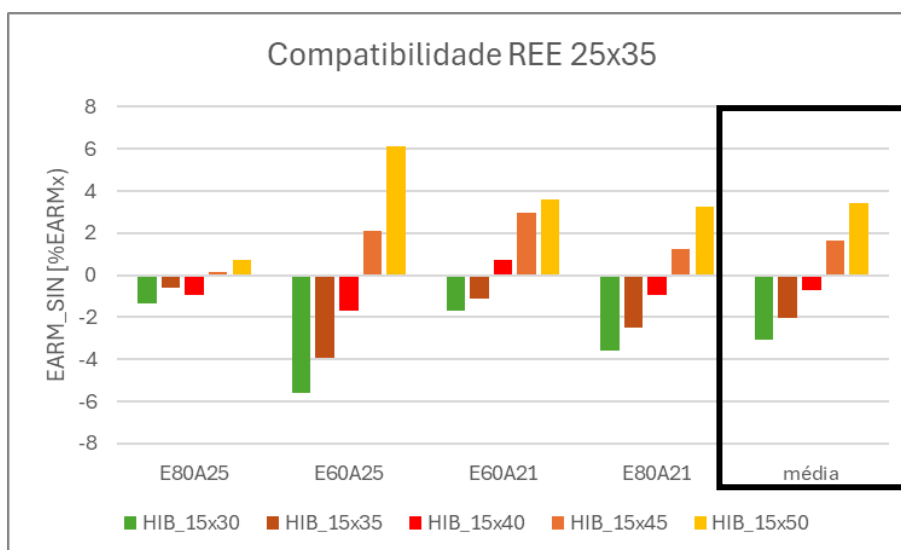


Figura 99 – Energia armazenada do SIN

As diferenças relativas à geração hidráulica do SIN em cada caso avaliado podem ser avaliadas na Figura 100. Verifica-se que o comportamento da energia gerada

hidráulica no caso híbrido CVaR(15,40) é o que mais se alinha ao observado no caso REE CVaR(25,35).

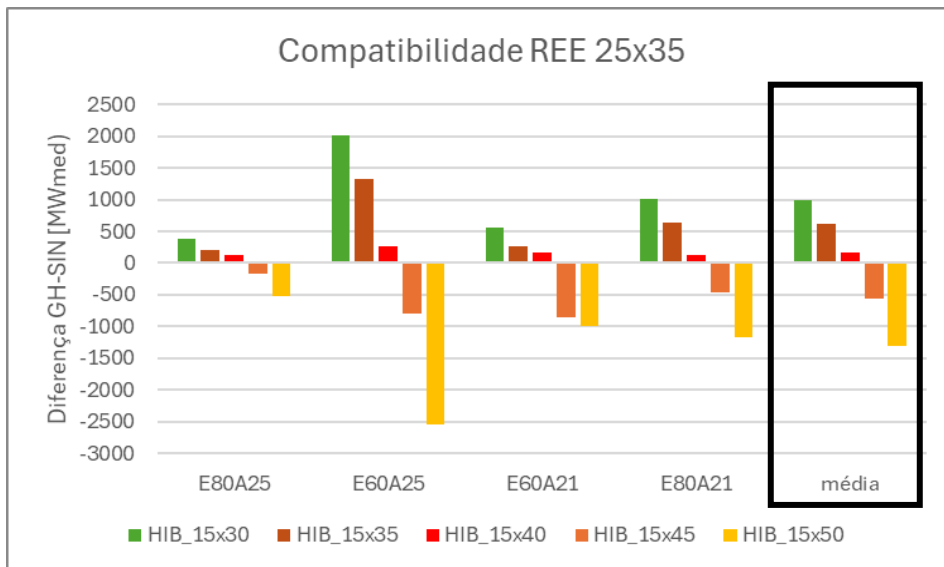


Figura 100 – Geração hidráulica do SIN

A Figura 101 detalha as variações da geração térmica do SIN comparando os distintos casos avaliados. Observa-se que, para essa variável, o caso híbrido CVaR(15,40) apresenta o comportamento mais semelhante ao do caso REE CVaR(25,35).

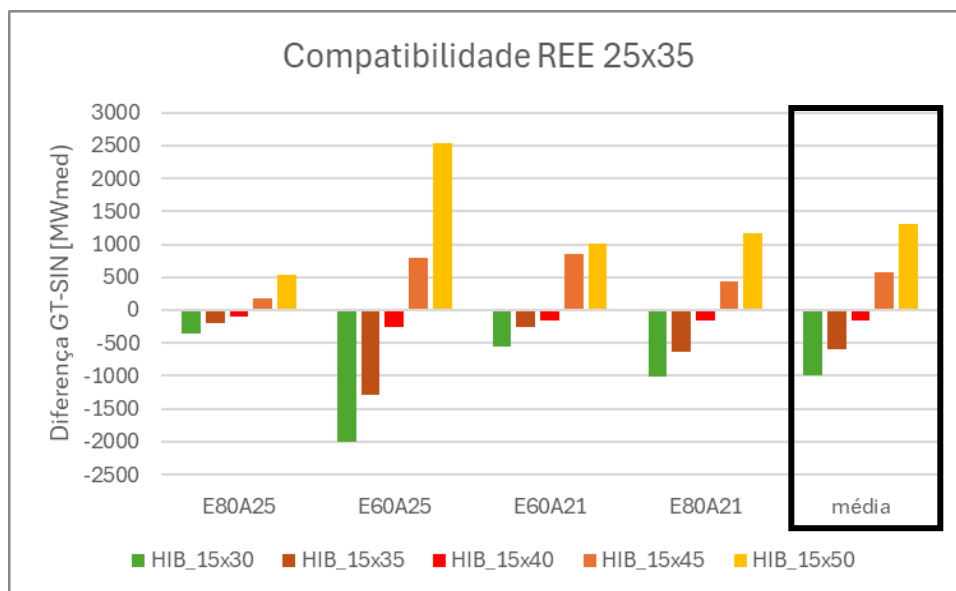


Figura 101 – Geração térmica do SIN

A Figura 102 mostra as diferenças do vertimento turbinável do SIN de cada caso.

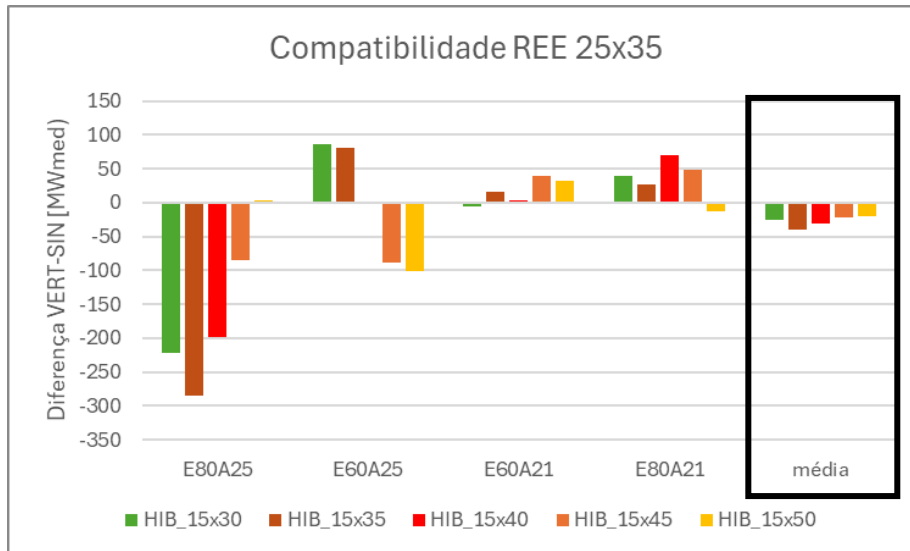


Figura 102 – Vertimento turbinável do SIN

A Figura 103 e Figura 104 ilustram as variações da variável CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente. No caso do custo marginal de operação médio do Sudeste/Centro-Oeste, observa-se que os pares CVaR(15,40) e CVaR(15,45) apresentam diferenças de magnitude semelhante, porém no primeiro caso, a diferença é negativa, indicando CMO médio levemente inferior ao do caso REE, e no segundo, a diferença é positiva, mostrando um CMO médio ligeiramente superior.

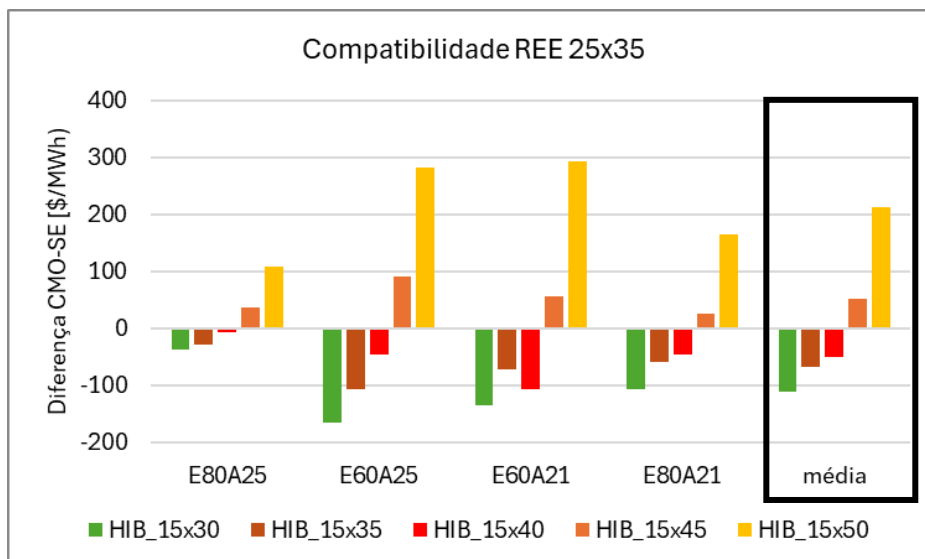


Figura 103 – CMO - SE/CO

Observa-se que o caso híbrido com parametrização CVaR(15,40) apresenta maior proximidade dos resultados do caso REE CVaR(25,35) quando analisado o custo marginal de operação médio do Nordeste.

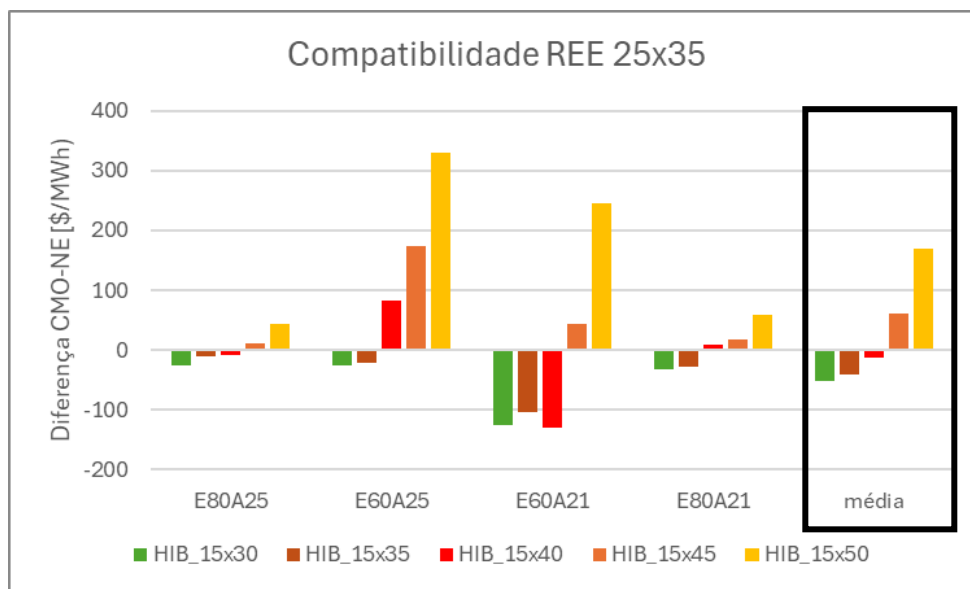


Figura 104 – CMO – NE

Para permitir a comparação dos diferentes pares de CVaR de forma integrada nos quatro cenários analisados, foi calculada a média de cada variável operativa considerada no estudo de compatibilização. Esses resultados são organizados em um mapa de cores, apresentado na Tabela 38, no qual os tons mais suaves indicam maior proximidade com o caso de referência, REE parametrizado com CVaR(25×35).

Tabela 38 – Resumo da comparação das variáveis operativas – Média dos cenários

MÉDIA DOS CENÁRIOS	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-3.0	-2.0	-0.7	1.6	3.4
ΔGeração térmica [MWm]	989.3	609.1	172.3	-569.2	-1307.9
ΔGeração hidráulica [MWm]	-982.5	-596.0	-169.5	566.4	1309.6
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	-25.3	-40.2	-31.7	-21.5	-20.2
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-112.0	-67.1	-51.6	51.7	211.9
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-51.9	-40.9	-12.2	61.6	169.5
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-60.1	-26.2	-39.3	-9.9	42.4

De modo geral, as análises realizadas ao longo deste estudo mostram que o caso REE com parametrização (25,35) continua sendo compatível com o caso híbrido parametrizado com CVaR(15,40). As comparações entre as principais variáveis operativas indicam que esta combinação de parâmetros, de forma geral, é aquela que mais se aproxima do comportamento observado no caso de referência.

6. Conclusões

As análises desenvolvidas neste estudo tiveram como propósito avaliar o comportamento dos modelos NEWAVE e DECOMP frente a diferentes níveis de aversão ao risco, considerando seu papel nos processos de planejamento, programação da operação e formação de preços. Para isso, foram simulados cinco pares de parâmetros do mecanismo CVaR, a saber: (15,30), (15,35), (15,40), (15,45) e (15,50), escolhidos de forma simétrica em torno da parametrização atualmente vigente, permitindo comparar alternativas menos avessas e mais avessas ao risco. Essa abordagem foi definida em conformidade com a orientação do CMSE, que recomendou a manutenção da percepção de risco adotada nos modelos computacionais do setor elétrico, conforme aquela oficialmente considerada na base de dados vigente.

O conjunto de análises considerou quatro cenários hidrológicos, envolvendo diferentes combinações de energia natural afluyente e armazenamento inicial, de modo a capturar desde situações de recuperação hídrica até condições severas de escassez. Para cada parametrização, além da avaliação do atendimento à CRef, foram avaliadas as principais grandezas operativas, como armazenamento, geração hidráulica, geração termelétrica, vertimentos, além dos impactos financeiros no MRE, nos encargos por segurança energética e nas tarifas.

Os resultados apresentados nas Tabela 39 Tabela 42 mostram que cada par de CVaR produz um conjunto distinto de efeitos operativos e econômicos, refletindo diferentes graus de aversão na política de operação calculada.

- Par menos avesso (15,30):

Essa parametrização apresenta operação com redução dos armazenamentos inclusive em cenários críticos, maior exposição à necessidade de despacho por segurança energética, aumentando o encargo de segurança do sistema.

- Par intermediário-baixo (15,35):

Essa parametrização atinge 100% de atendimento à CRef, contudo ainda apresenta alguma redução dos níveis de armazenamento em determinadas combinações hidrológicas.

- Par intermediário (15,40):

Essa parametrização demonstrou capacidade de preservar os níveis de armazenamento sem recorrer a aumentos excessivos de geração térmica, mesmo em situações mais restritivas. Apresentou atendimento à CRef igual ao do caso Vigente, aproximadamente 106%.

- Par intermediário-alto (15,45):

Essa parametrização leva a uma operação mais conservadora, com aumento dos níveis de armazenamento, porém acompanhado de crescimento da geração térmica líquida (excesso-déficit), o que eleva o CMO e acarreta impactos financeiros mais acentuados.

- Par mais avesso (15,50):

Essa parametrização reforça a operação mais conservadora do par anterior, elevando custos operativos e tarifários. Embora preserve os armazenamentos em níveis elevados, seus impactos financeiros e tarifários tornam-se significativamente mais altos.

Tabela 39 – Resumo dos impactos do cenário E080A25

ENA80_ARM25 - EARM inicial 50.0 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	70.5	-0.92	-0.15	0.3	2.46	4.44
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	174.0	-53.0	-43.0	-1.0	-14.0	-4.0
Δ de geração térmica [MWmed]	5894.0	-403.0	-203.0	-4.0	478.0	885.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	10.3	-0.4	-0.2	0.0	0.7	1.9
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	121.02	-28.98	-17.13	14.92	80.74	133.87
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	123.23	-31.19	-19.21	12.79	78.53	131.66
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	41.21	-27.17	-21.46	2.3	48.48	67.55
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	33.1	-12.34	-3.29	14.3	-8.85	-3.78
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	82.87	0.71	0.36	0.01	-0.84	-1.56
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-3.9	1.23	0.89	-0.38	-3.22	-6.32
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-0.06	0.18	0.29	1.18	2.08

Tabela 40 – Resumo dos impactos do cenário E060A25

ENA60_ARM25 - EARM inicial 50.0 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	126.3	115.2	121.2	125.2	135.7	154.3
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	43.39	-6.85	-3.6	0.31	3.17	12.86
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	126.0	176.0	57.0	58.0	119.0	-46.0
Δ de geração térmica [MWmed]	12416.0	-1639.0	-857.0	-4.0	867.0	3127.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	31046.0	-14016.0	-6768.0	-1021.0	10866.0	34607.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	35.1	-8.7	-4.6	-0.5	4.2	21.6
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	681.51	-118.0	-51.85	6.82	106.61	386.36
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	645.56	-89.29	-33.73	9.51	98.45	139.71
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	147.04	8.01	29.01	25.62	15.6	-5.42
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	19.03	1.43	-1.98	-4.16	-9.55	-19.03
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	71.4	2.87	1.5	0.0	-1.52	-5.5
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-40.49	7.16	2.33	-0.38	-5.47	-13.32
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-2.22	-0.64	0.04	1.3	3.84

Tabela 41 – Resumo dos impactos do cenário E060A21

ENA60_ARM21 - EARM inicial 23.12 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	111.6	96.3	100.9	110.9	124.1	135.1
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	27.86	-2.96	-2.07	-0.36	1.54	3.61
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	277.0	-28.0	-53.0	-11.0	-59.0	-126.0
Δ de geração térmica [MWmed]	15586.0	-846.0	-613.0	-140.0	394.0	750.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	18914.0	-25294.0	-17355.0	-1221.0	17891.0	32038.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	58.2	-6.6	-4.8	-1.2	3.1	6.1
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	988.16	-150.13	-85.21	25.46	143.48	420.62
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	779.52	-61.59	-30.84	-1.11	5.75	5.75
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	147.49	40.76	19.26	1.9	17.59	-6.43
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	4.11	8.61	5.68	-1.7	-4.11	-4.11
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	65.81	1.49	1.08	0.25	-0.69	-1.31
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-53.81	4.46	2.72	0.56	-1.06	-2.24
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	1.19	0.88	0.73	-0.01	-0.42	-1.19
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-1.12	-0.61	-0.14	0.2	0.55

Tabela 42 – Resumo dos impactos do cenário E080A21

ENA80_ARM21 - EARM inicial 23.12 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	87.2	83.8	85.3	88.4	94.1	99.3
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	53.6	-1.8	-1.25	-0.19	2.94	7.11
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	214.0	49.0	-46.0	-8.0	-24.0	-5.0
Δ de geração térmica [MWmed]	8285.0	-359.0	-292.0	-5.0	774.0	1660.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWMês]	-12693.0	-2681.0	-1403.0	1120.0	6346.0	11878.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	20.8	-0.8	-0.4	-0.2	2.0	5.4
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	329.68	-74.42	-43.35	6.66	105.5	207.82
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	329.68	-74.42	-43.35	6.66	105.5	188.93
Δ da media do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	163.66	-36.47	-21.87	5.59	87.09	120.51
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	17.31	3.75	7.13	0.34	-0.31	7.65
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	78.66	0.63	0.51	0.01	-1.36	-2.92
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-14.88	3.3	1.35	-0.43	-5.51	-11.11
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	2.55	0.81	0.82	-0.31	-0.98	-1.83
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-1.39	-0.65	-0.11	1.44	2.68

Por fim, a avaliação de compatibilidade com o caso REE CVaR(25,35), empregado no planejamento da expansão e cálculo da garantia física, mostrou que o comportamento dos casos híbridos tende a convergir para os pares intermediários de CVaR, enquanto opções muito avessas ou pouco avessas se distanciam de forma mais clara. De forma geral, a parametrização CVaR(15,40) nos casos híbridos se mostrou mais compatível com a parametrização utilizada atualmente nos processos da EPE.

7. Referências Bibliográficas

- [1] Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, “Resolução CMSE nº 01/2025,” 25 de julho de 2025. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/governanca/analise-de-impacto-regulatorio-air-e-avaliacao-de-resultado-regulatorio-arr/o-que-e-ar/agenda-regulatoria-periodo-de-2025-2027/resolucao-cmse-no-1-de-25-de-julho->.
- [2] Conselho Nacional de Política Energética, “Resolução CNPE nº 01/2024,” 12 março 12 de março de 2024. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res12024.pdf>.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “NT-ONS DPL 0127-2025 -“Construção da Curva Referencial de Armazenamento – CREF – para o Ano de 2026”.” 2025. [Online]. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2025/sei_48300-001806_2025_23_.pdf/view.
- [4] CMSE, “Ata da 313ª Reunião Ordinária CMSE,” 03 de dezembro de 2025. [Online]. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2025/sei_1165694_ata_de_reuniao.pdf/view.
- [5] ONS, CCEE e EPE, “Proposta de Aprimoramento do Processo de Calibração dos Parâmetros de Aversão ao Risco,” 2025. [Online]. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2025/sei_48300-001806_2025_23-2.pdf/view.
- [6] *Relatório CPAMP 01/2013 (2013) – “Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço” - Ciclo de Trabalho 201.*
- [7] *Relatório CPAMP 06/2019 (2019) – “Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo” - Ciclo de Trabalho 2018/2019.*
- [8] *Relatório CPAMP 04/2021 (2021), “Aprimoramento Na Consideração Do Volume Mínimo Operativo No Modelo Decomp” – Ciclo de Trabalho 2020-2021.*

ANEXO A – Estudos complementares

A.1 Introdução

Este anexo tem como objetivo complementar os estudos apresentados no relatório de calibração dos parâmetros do mecanismo de aversão a risco CVaR. Na avaliação apresentada no presente relatório, adotou-se uma única família de valores de α ($\alpha=15\%$), selecionada por representar de forma adequada a cauda da distribuição dos cenários (cenários críticos). A partir dessa escolha, a calibração concentrou-se na variação do parâmetro λ , responsável pelo peso atribuído ao CVaR na função objetivo, permitindo avaliar a representação de diferentes níveis de aversão ao risco nos modelos.

Para verificar a robustez dessa abordagem, foi conduzido um estudo adicional envolvendo diversas famílias de α . A análise demonstrou que, embora o mecanismo possua dois parâmetros, diferentes famílias de α são capazes de produzir representações equivalentes do nível de aversão ao risco, desde que o ajuste correspondente de λ seja realizado.

Na Seção A.2 são apresentados os resultados das avaliações realizadas para diferentes parametrizações do CVaR, obtidas por meio de execuções pontuais dos modelos NEWAVE e DECOMP. Essas análises evidenciam que a família $\alpha = 15\%$, combinada com a variação dos valores do parâmetro λ , é capaz de representar uma ampla gama de níveis de aversão ao risco. Além disso, observa-se que os resultados produzidos com essa família mostram-se equivalentes àqueles obtidos com outras famílias de α , demonstrando que a seleção de $\alpha = 15\%$ é adequada para os estudos de calibração apresentados neste relatório.

Na Seção A.3 são apresentados os impactos observados no modelo DESSEM decorrentes da aplicação de diferentes parametrizações pertencentes à família $\alpha=15\%$. Essas análises, realizadas por meio de execuções pontuais dos três modelos da cadeia de modelos energéticos, complementam os resultados obtidos nas simulações encadeadas apresentadas neste relatório. Com isso, é possível avaliar de forma mais detalhada o comportamento das principais variáveis operativas frente às distintas representações do nível de aversão ao risco nos modelos computacionais.

A.2 Avaliação da família $\alpha = 15\%$

Como apresentado na seção 3.2, 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 A.1 exemplifica a representação desses parâmetros.



Figura A.1 – Representação do CVAR – Parâmetros α e λ

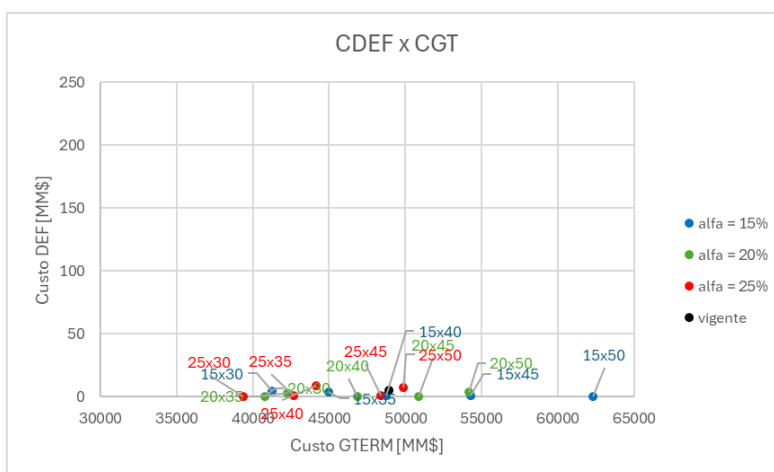
O objetivo do estudo apresentado nessa seção é examinar o comportamento de diferentes famílias de valores de α e verificar sua equivalência em termos de representação da aversão ao risco, demonstrando que distintos valores de cauda podem gerar resultados comparáveis quando associados aos ajustes adequados de peso. Essas análises fundamentam a abordagem de escolha de pares adotada no relatório principal.

Os pares de CVaR inicialmente testados estão listados na Tabela A.1, 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 o PMO JAN/26 (período úmido) e para um prospectivo de JUL/26 (período seco), baseado no PMO JAN/26 considerando o armazenamento inicial equivalente ao de julho de 2021 e ENA (Energia Natural Afluenta) baseada em 60% da MLT (Média de Longo Termo) – Caso E60A20.

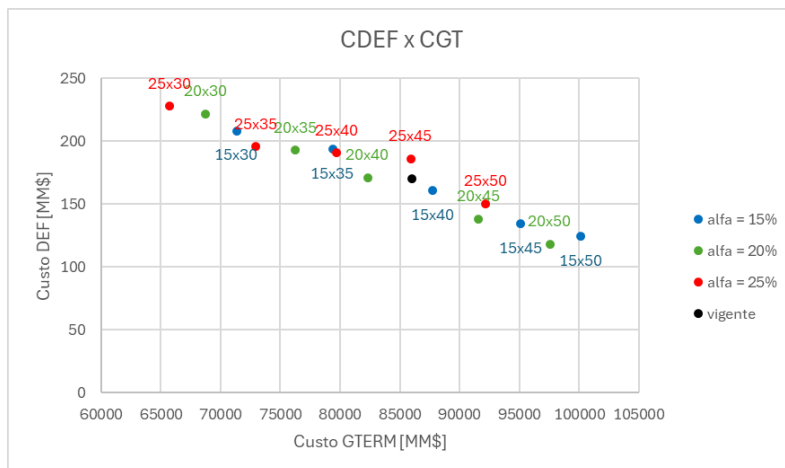
Tabela A.1 – Pares de parâmetros avaliados

α	λ
25	30, 35, 40, 45 e 50
20	30, 35, 40, 45 e 50
15	30, 35, 40, 45 e 50

A Figura A.2 apresenta o gráfico de Pareto para os resultados de custo de geração térmica e custo de déficit para o modelo NEWAVE, PMO de janeiro de 2026 e o prospectivo de julho de 2026, quando testados diferentes pares de CVaR. Apesar do valor do custo de déficit, no caso PMO janeiro de 2026, 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. No caso do prospectivo de julho de 2026, podemos verificar os comportamentos dos pares 25,45, 20,40 e 15,40 mais próximos ao custo de geração térmica obtido com o caso executado com a parametrização vigente.



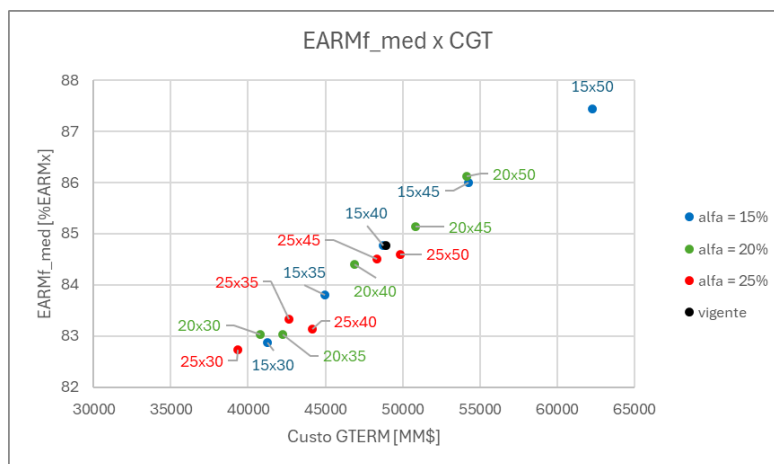
(a)



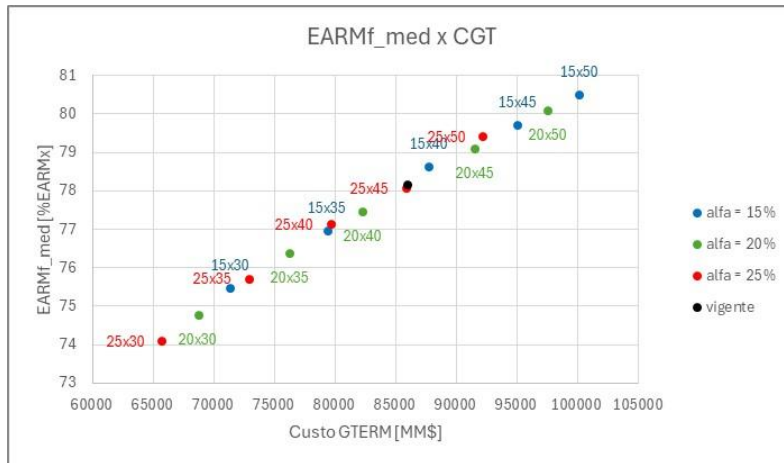
(b)

Figura A.2 – Custo GT x CDEF – (a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26

A Figura A.3 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 (15,50).



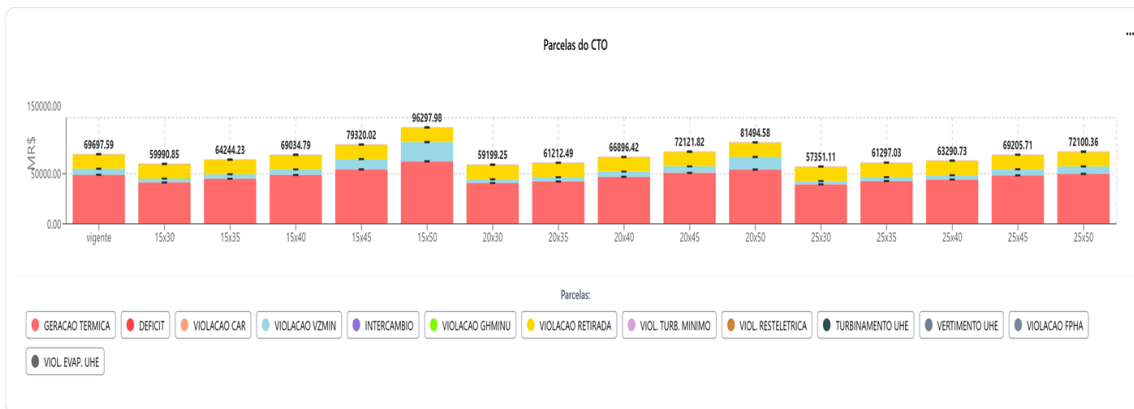
(a)



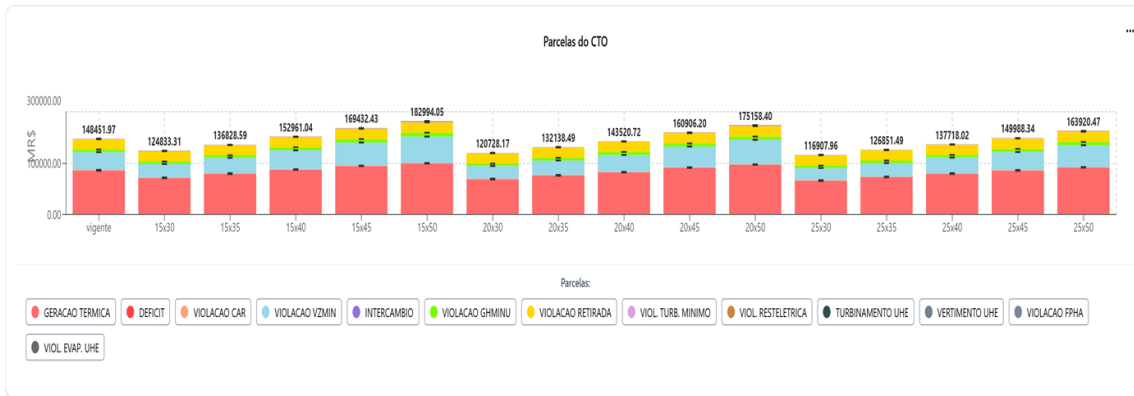
(b)

Figura A.3 –Custo GT x EARM – (a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26

Pelos resultados apresentados acima e pelos custos de operação apresentados na Figura A.4, observa-se que, para cada família de valores de α analisada, existe ao menos um par (α, λ) cujos resultados se aproximam daqueles obtidos pelas demais famílias, evidenciando que diferentes combinações podem representar níveis equivalentes de aversão ao risco.



(a)

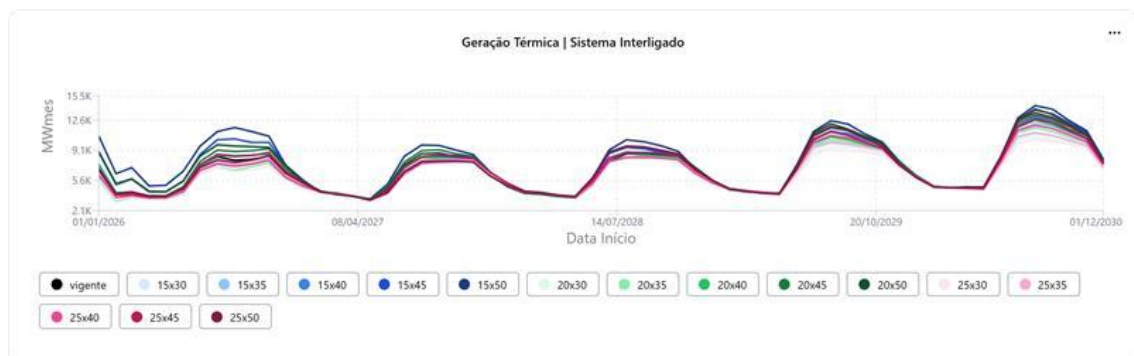


(b)

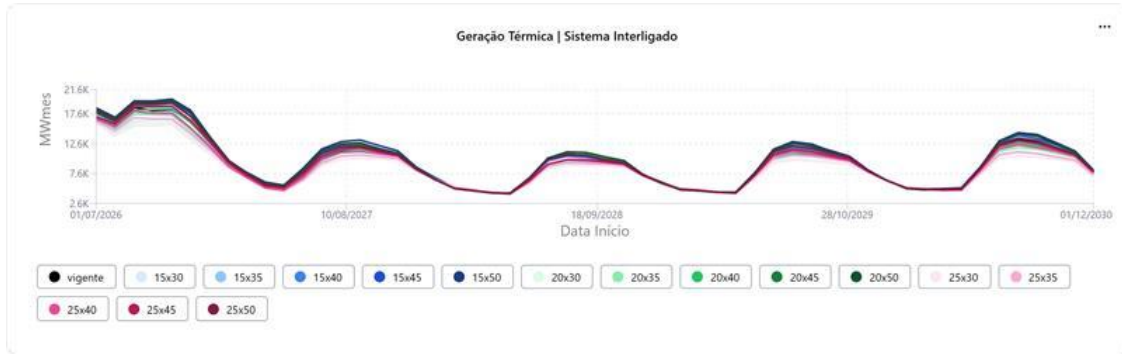
Figura A.4 – Custo de Operação – (a) PMO JAN/26 e (b) Prosp.JUL/26

A seguir, são apresentadas as principais variáveis operativas ao longo de todo o horizonte do NEWAVE, considerando os valores médios da simulação final, bem como os resultados da primeira semana operativa do DECOMP. No caso do DECOMP, as análises foram realizadas exclusivamente para a Revisão 2 do PMO de janeiro de 2026, cujos resultados servirão de base para a avaliação subsequente conduzida com o modelo DESSEM, conforme detalhado na Seção 3.

Na Figura A.5 apresenta-se a evolução da geração térmica para cada par de CVaR nos diferentes casos analisados. Observa-se que, após o primeiro ano operativo, há uma convergência dos valores de geração ao longo do período úmido. Por outro lado, verifica-se um aumento sistemático da geração térmica durante o período seco, ao longo de todo o horizonte, à medida que se eleva o nível de aversão ao risco. Além disso, nota-se que as diferentes famílias de α produzem resultados bastante similares, evidenciando a equivalência entre elas na representação da aversão ao risco.



(a)



(b)

Figura A.5 – Geração térmica SIN – Modelo NEWAVE – (a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26

A Figura A.6 apresenta os resultados de geração termelétrica na primeira semana do DECOMP, onde se observa que, à medida que se eleva o nível de aversão ao risco, o modelo responde com um incremento correspondente no despacho térmico. Além disso, verifica-se que as diferentes famílias de α produzem resultados bastante similares, considerando pesos distintos, o que reforça a equivalência entre elas na representação da aversão ao risco.

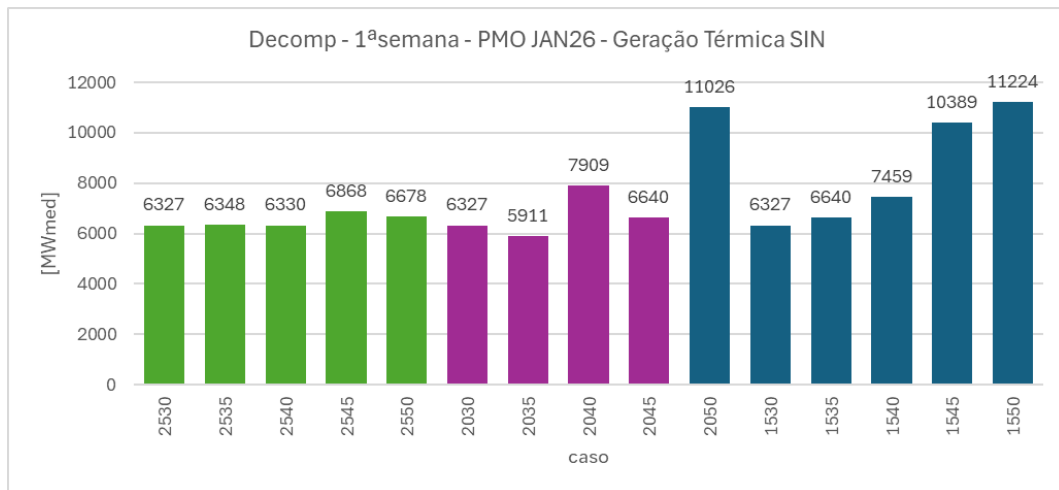


Figura A.6 – Geração térmica SIN 1ª semana – Modelo DECOMP – (a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26

A Figura A.7 apresenta os resultados de geração hidráulica na primeira semana operativa do DECOMP, onde se observa que, à medida que se eleva o nível de aversão ao risco, o modelo responde com uma redução correspondente da geração hidráulica, comportamento complementar ao incremento de despacho térmico.

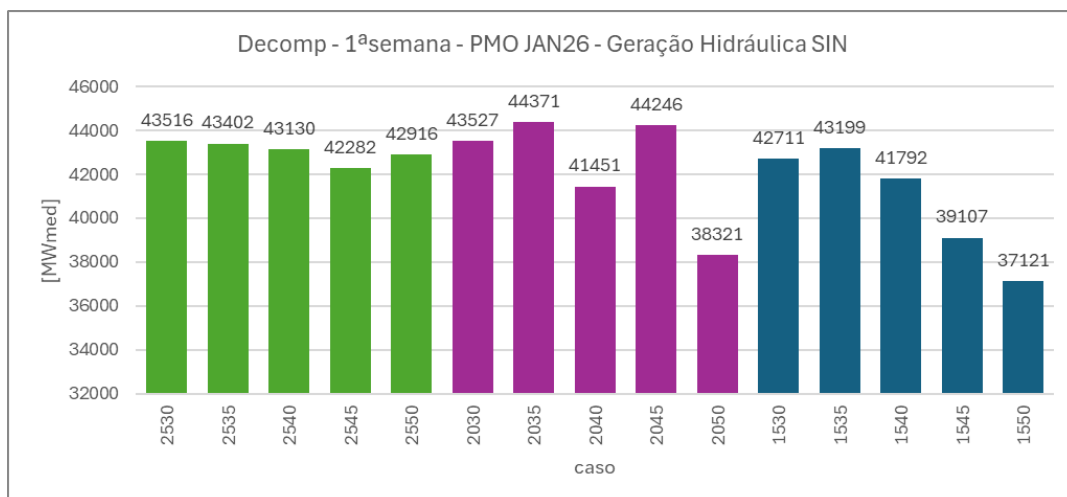
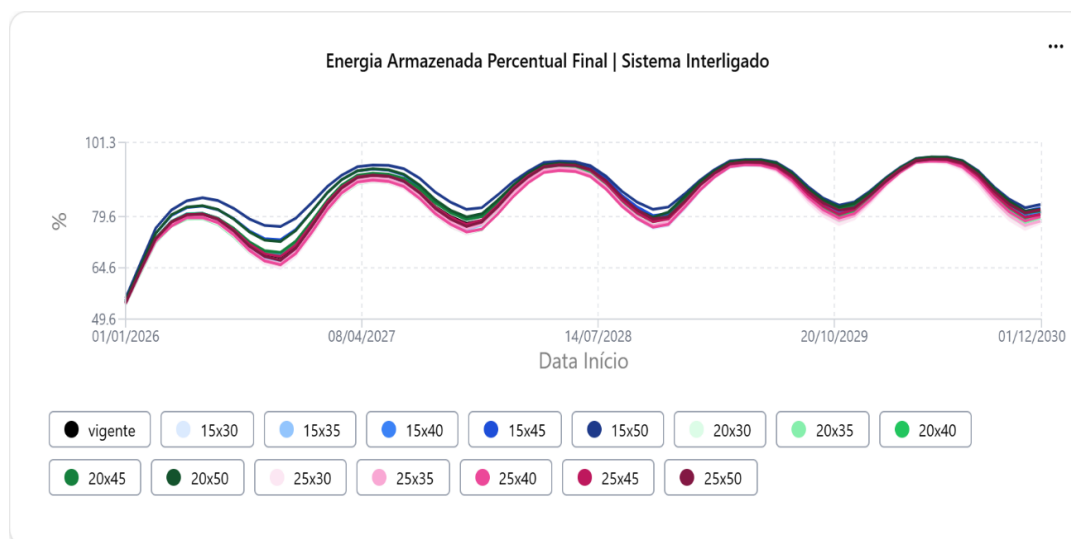
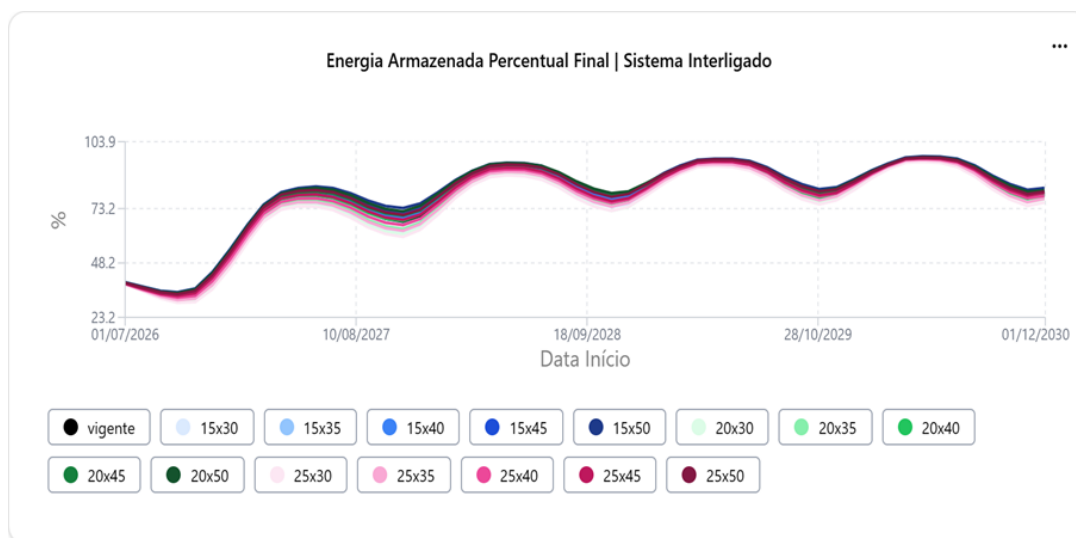


Figura A.7 – Geração hidráulica SIN 1ª semana – Modelo DECOMP – (a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26

Como resultado direto do incremento da aversão ao risco, observa-se um aumento dos níveis de energia armazenada no SIN, conforme ilustrado na Figura A.8. Esse comportamento é decorrente da maior preservação dos volumes dos reservatórios, em linha com o despacho térmico mais elevado verificado nas análises anteriores.



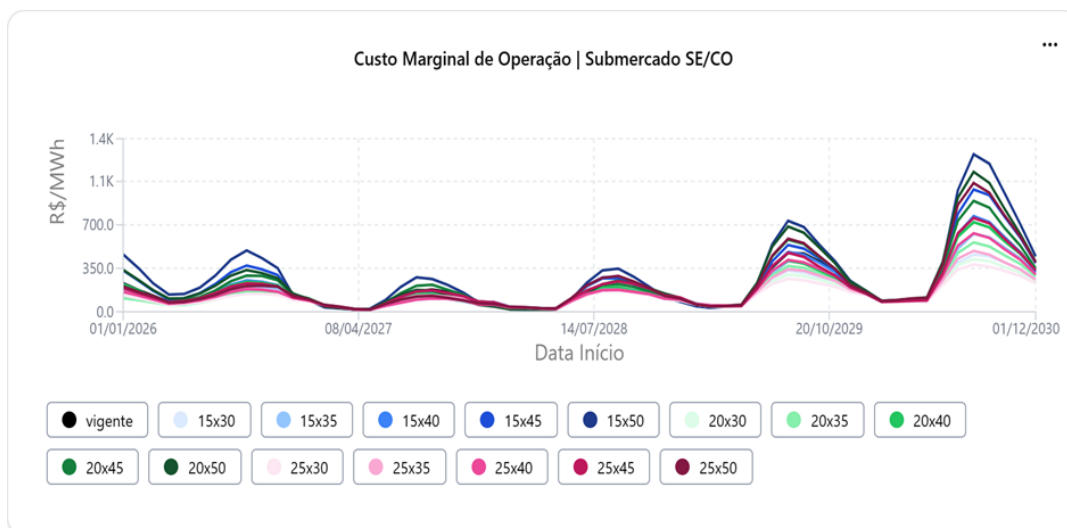
(a)



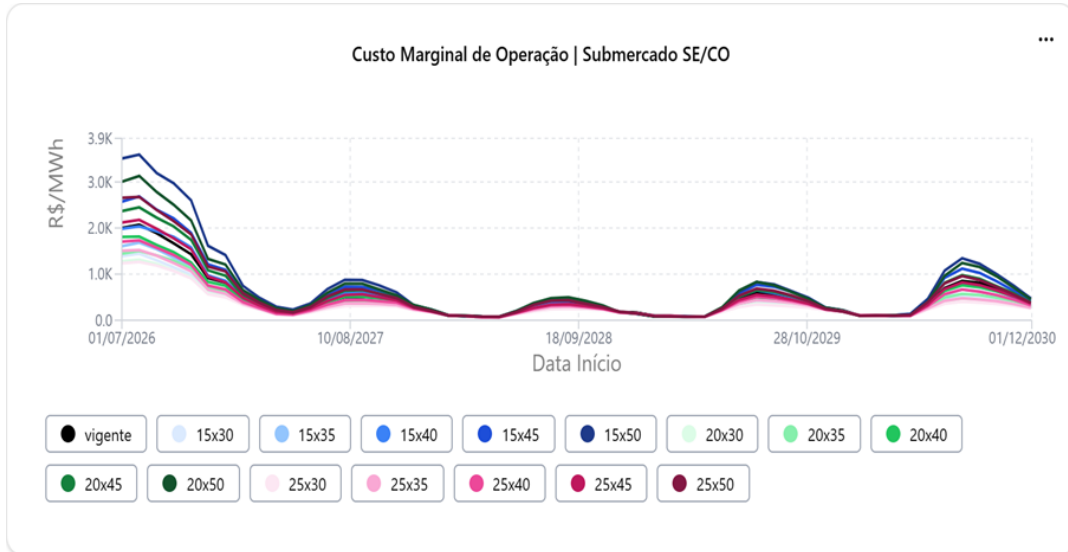
(b)

**Figura A.8 – Energia Armazenada SIN – Modelo NEWAVE –
(a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26**

De forma coerente com o aumento da geração térmica, também se verificam maiores valores de CMO nas regiões Sudeste e Nordeste, apresentados na Figura A.9 e A.10, respectivamente. O aumento do custo marginal associado à adoção de políticas operativas mais conservadoras, favorecendo o aumento da segurança energética do SIN.



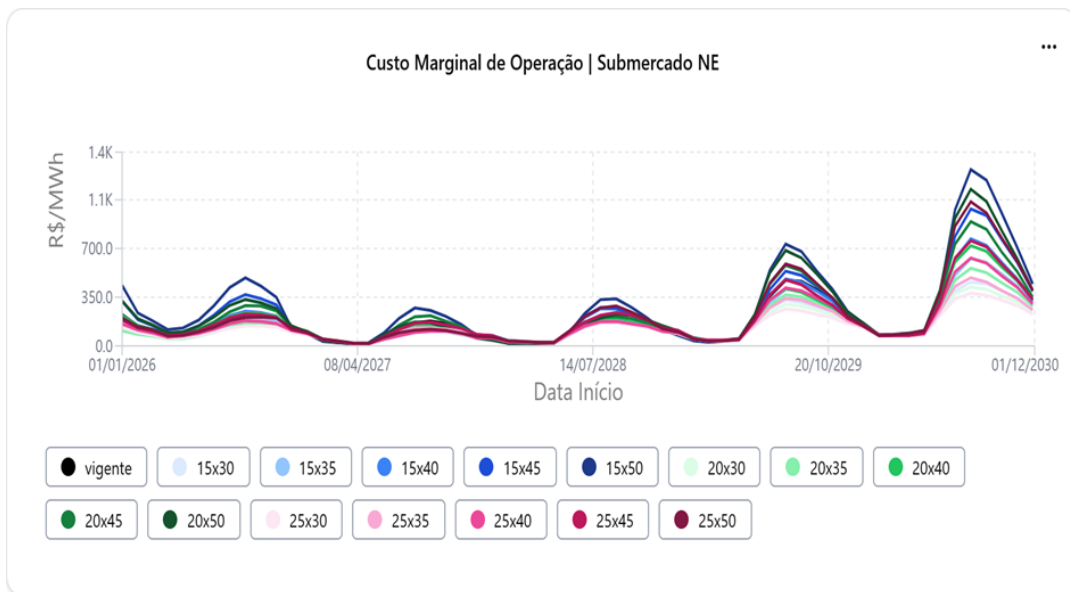
(a)



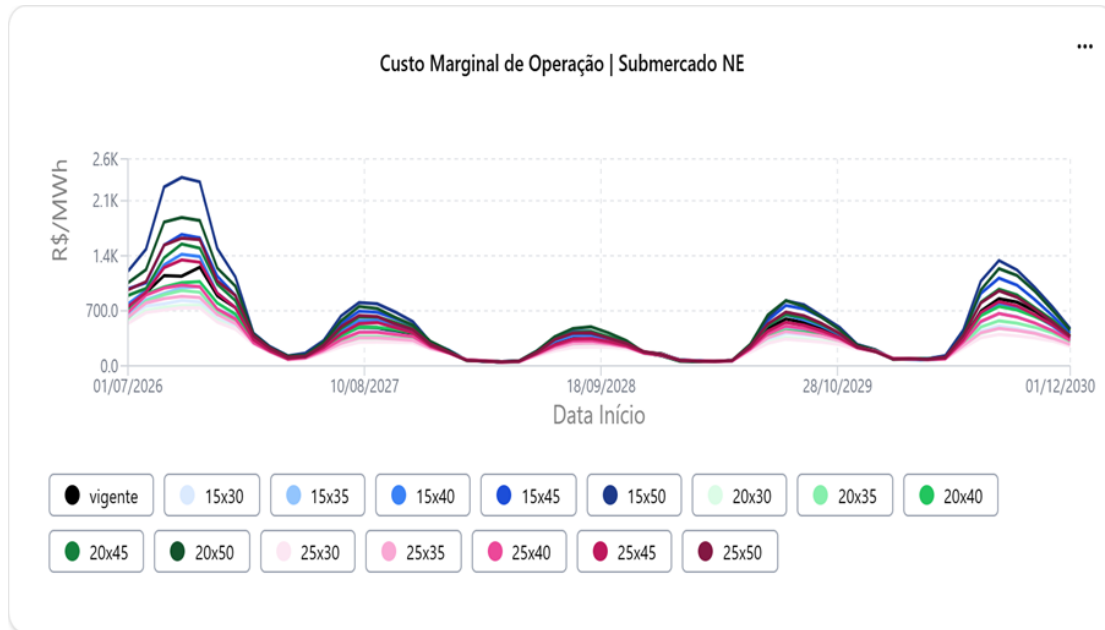
(b)

Figura A.9 – CMO Sudeste – Modelo NEWAVE –

(a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26



(a)



(b)

**Figura A.10 – CMO Nordeste – Modelo NEWAVE –
(a) PMO JAN/26 e (b) Prosp. JUL/26**

Adicionalmente, conforme apresentado na Figura A.11 e A.12, observa-se que, na maior parte dos casos analisados, o aumento da aversão ao risco também resulta em elevação dos valores de CMO obtidos pelo modelo DECOMP. Embora pequenas variações pontuais possam ocorrer entre os diferentes pares avaliados, o comportamento predominante indica uma relação consistente entre maiores níveis de aversão ao risco e custos marginais mais elevados.

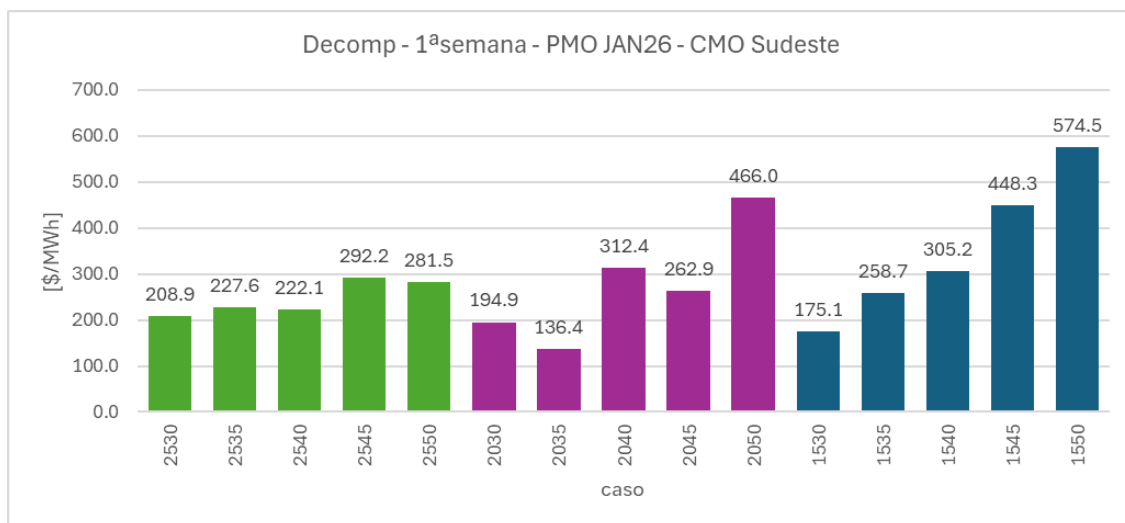


Figura A.11 – CMO Sudeste 1ª semana – DECOMP – PMO JAN/26 rev.2

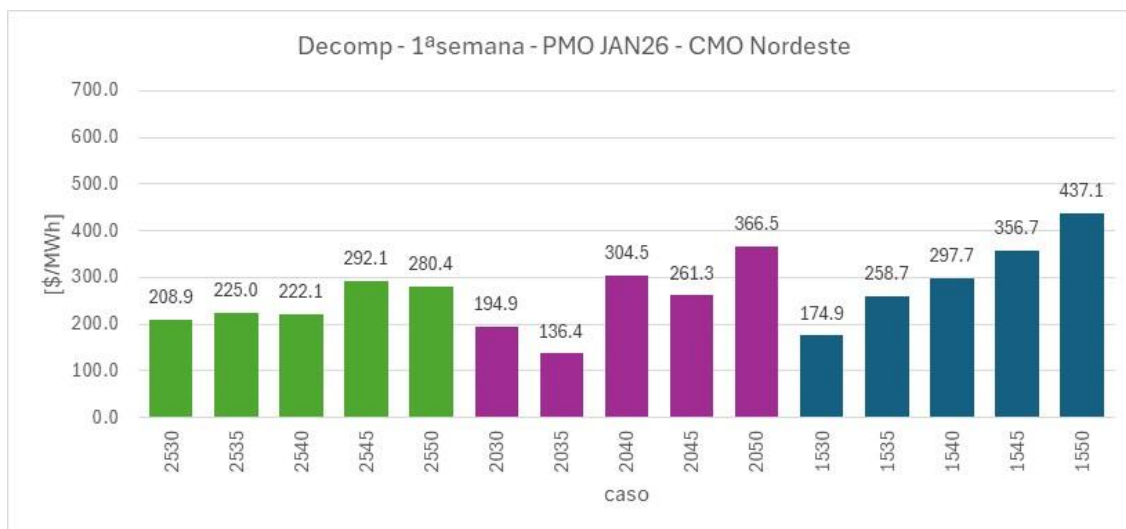


Figura A.12 – CMO Nordeste 1ª semana – DECOMP –PMO JAN/26 rev.2

A Figura A.13 apresenta os valores de energia vertida para o SIN obtidos nas simulações do modelo DECOMP. Observa-se que a energia vertida tende a aumentar à medida que se eleva o nível de aversão ao risco, comportamento compatível com a estratégia de maior preservação dos volumes armazenados.

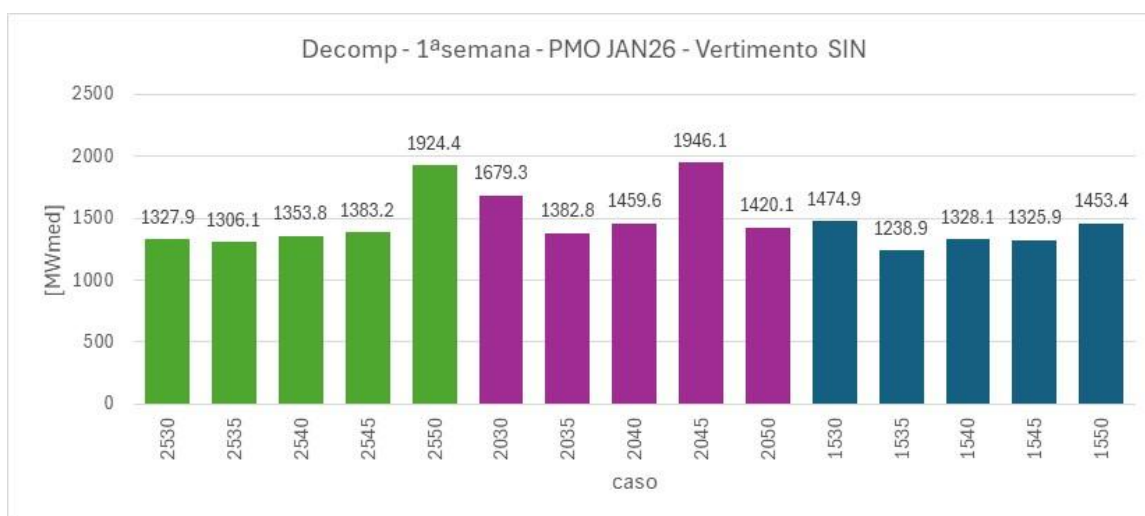


Figura A.13 – Energia vertida SIN 1ª semana – DECOMP - PMO JAN/26 rev.2

Assim, os resultados mostram que a metodologia adotada no estudo principal para etapa de seleção de pares, que consistem em selecionar uma família de α representativa e realizar a calibração a partir da variação de λ , é adequada, consistente e suficiente para representar diferentes níveis de aversão ao risco nos modelos.

Os resultados dessa seção evidenciam 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 equivalentes àqueles obtidos com outras famílias de α .

A.3 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 as diferentes parametrizações de CVaR, 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 os dias 10 e 15 de janeiro de 2026, sábado e quarta-feira, respectivamente. A avaliação realizada com o modelo DESSEM concentrou-se exclusivamente na família $\alpha = 15\%$.

Na Figura A.14 e Figura A.15 são apresentadas, respectivamente, a geração térmica e a geração hidráulica do SIN para o dia 10/01/2026. Nesse dia, observa-se um acréscimo de geração térmica à medida que são utilizados pares de CVaR mais avessos ao risco, conforme esperado. Em especial, o caso (15,50) apresenta um aumento de despacho entre 500 e 1.000 MW em diversos intervalos ao longo do dia, com destaque para o período após 19h, quando o incremento térmico se torna mais pronunciado. A linha preta nos gráficos corresponde aos resultados do caso vigente.

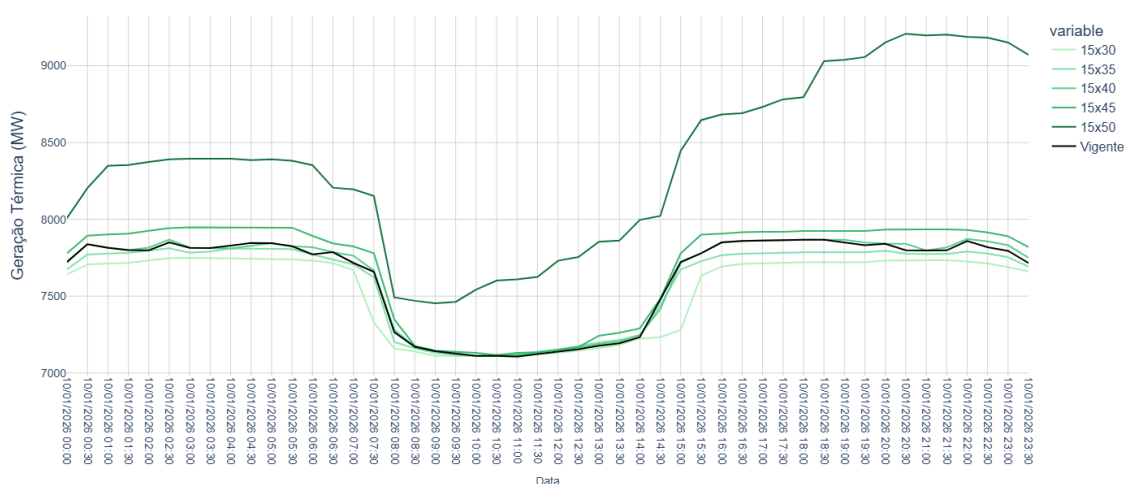


Figura A.14 – Geração térmica do SIN – 1º dia – Modelo DESSEM – 10 de janeiro de 2026.

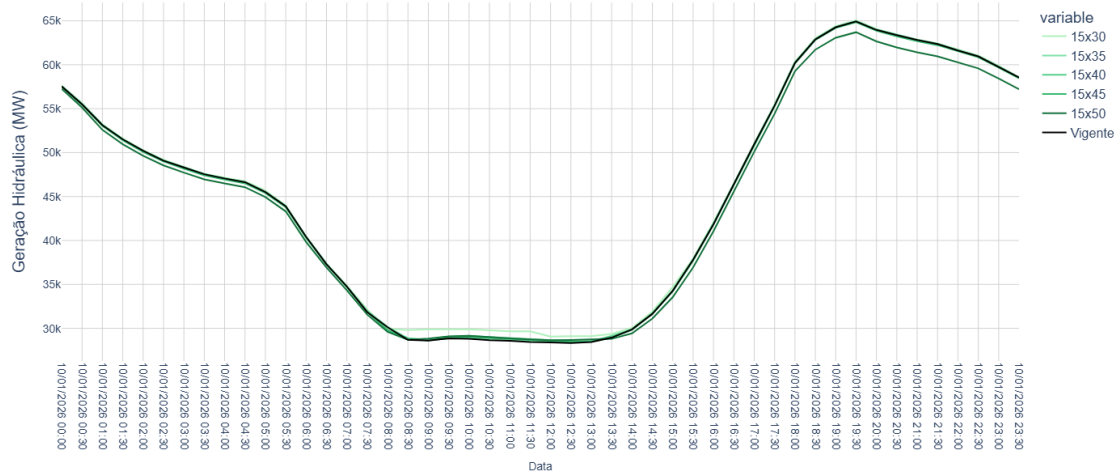


Figura A.15 - Geração hidráulica do SIN – 1º dia – Modelo DESSEM – 10 de janeiro de 2026.

Já a Figura A.16 e Figura A.17 mostram a evolução de geração térmica e hidráulica para ao longo do dia 15/01/2026. O padrão de comportamento se repete, parametrizações mais avessas aumentam o despacho de térmicas, os casos (15,40) e (15,50) se destacam por elevar substancialmente a geração térmica, superando em torno de 3.000 a 5.000 MW os demais casos e registrando uma rampa mais acentuada a partir das 12h. Novamente, a linha preta indica os valores obtidos com o caso vigente dos modelos NEWAVE e DECOMP.

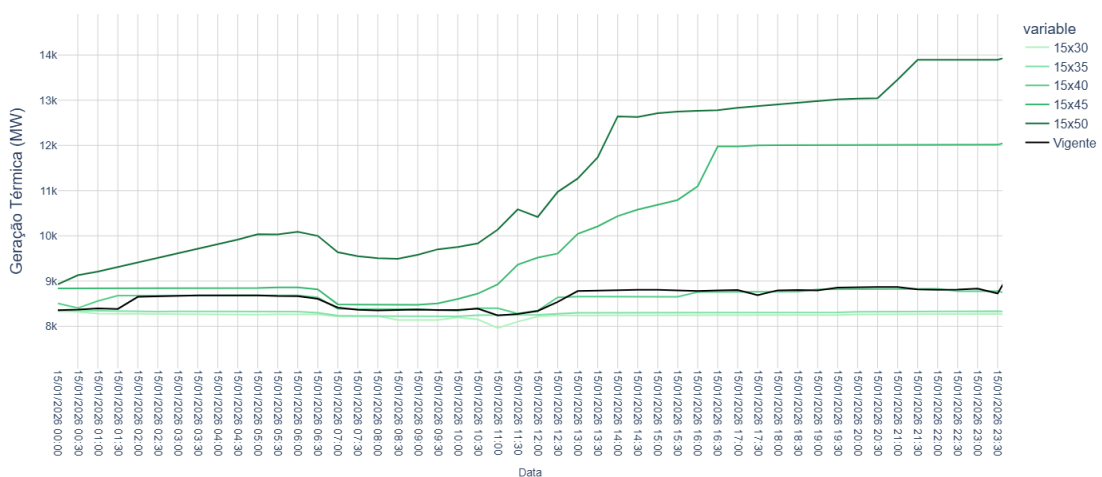


Figura A.16 – Geração térmica do SIN – 1º dia – Modelo DESSEM – 15 de janeiro de 2026.

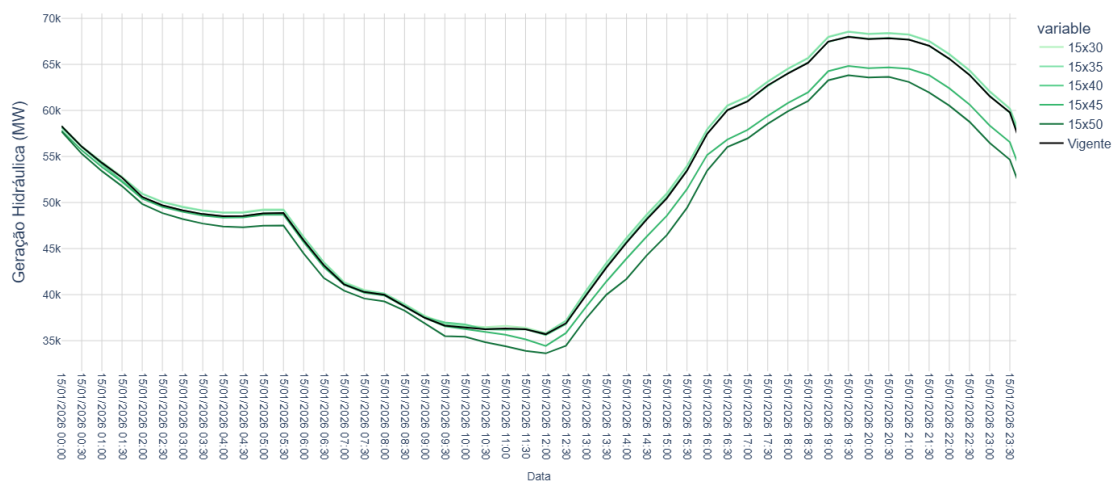


Figura A.17 - Geração hidráulica do SIN – 1º dia – Modelo DESSEM – 15 de janeiro de 2026.

É possível verificar que a parametrização (15,40) está bem próxima aos resultados do caso vigente. Além disso, nota-se que as funções de custo futuro dos modelos de médio e curto prazos são capazes de fornecer ao modelo DESSEM uma sinalização de redução de geração térmica e aumento de geração hidráulica, de acordo com redução da parametrização de aversão ao risco. Resultados compatíveis com aqueles já observados nos modelos NEWAVE e DECOMP.

Na Figura A.18 e A.19 são apresentadas as evoluções do CMO semi-horário para o submercado Sudeste para os dias 10 e 15 de janeiro de 2026, respectivamente. Conforme esperado, é possível observar que o CMO tende a aumentar à medida que o nível de aversão ao risco é intensificado. Novamente, os resultados da parametrização (15,40) ficam próximos dos resultados obtidos com o caso Vigente.

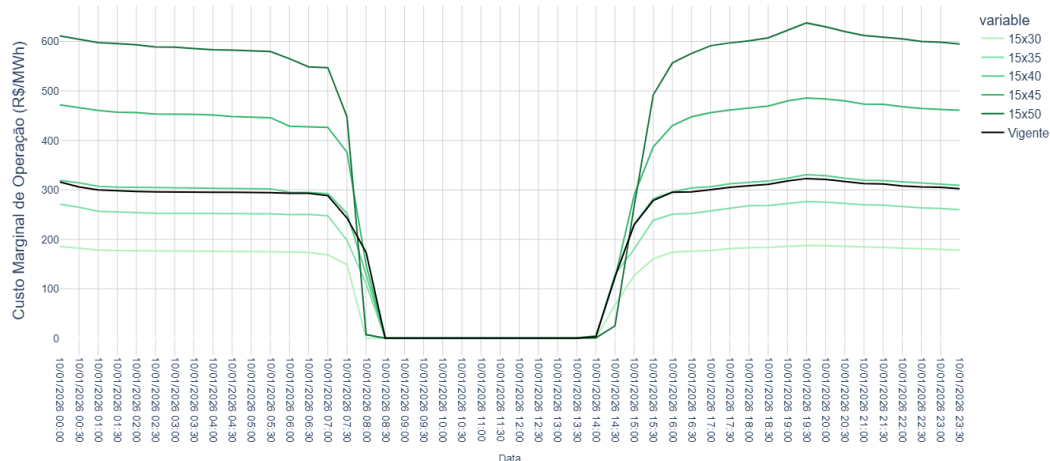


Figura A.18 - Custo Marginal de Operação do Sudeste – 1º dia – Modelo DESSEM – 10 de janeiro de 2026.

A redução do custo marginal no intervalo entre 7h e 15h no dia 10 de janeiro e entre 10h e 12h no dia 15 de janeiro, é em decorrência do intervalo de ápice da geração de usinas não simuladas e consequente redução da carga líquida.

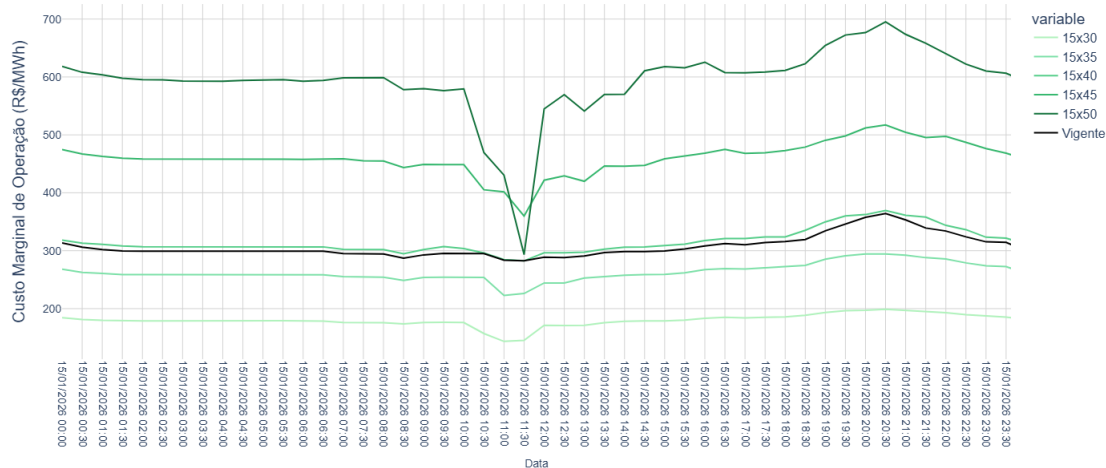


Figura A.19 - Custo Marginal de Operação do Sudeste – 1º dia – Modelo DESSEM –15 de janeiro de 2026.

Na Figura A.20 e A.21 são apresentadas as trajetórias do CMO semi-horário para o submercado Nordeste nos dias 10 e 15 de janeiro de 2026, respectivamente. Observa-se que, ao longo de todo o primeiro dia analisado, o aumento do nível de aversão ao risco resulta em valores mais elevados de CMO, comportamento consistente com o observado nos demais submercados.

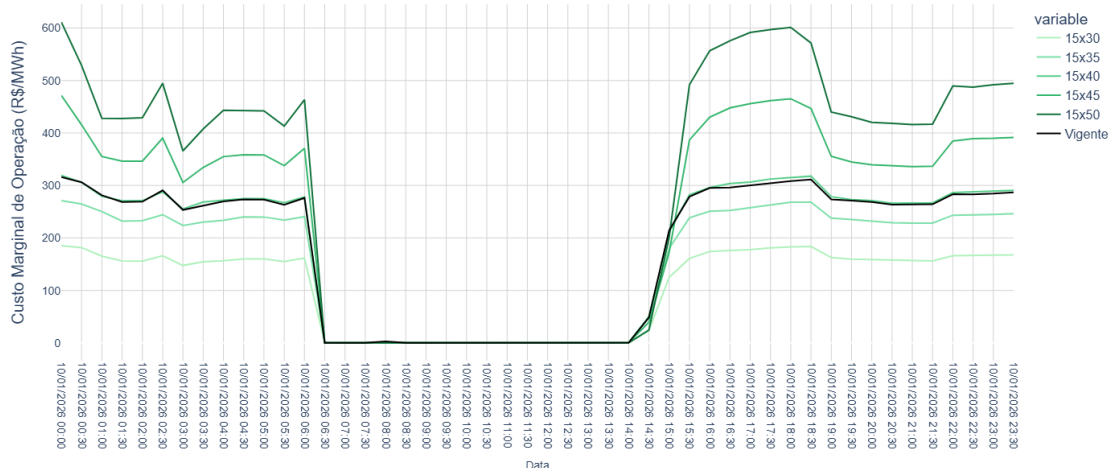


Figura A.20 - Custo Marginal de Operação do Nordeste – 1º dia – Modelo DESSEM – 10 de janeiro de 2026.

Além disso, nota-se que a parametrização (15,40) apresenta trajetória intermediária entre as demais alternativas avaliadas, mantendo-se próxima dos valores produzidos pelo caso Vigente.

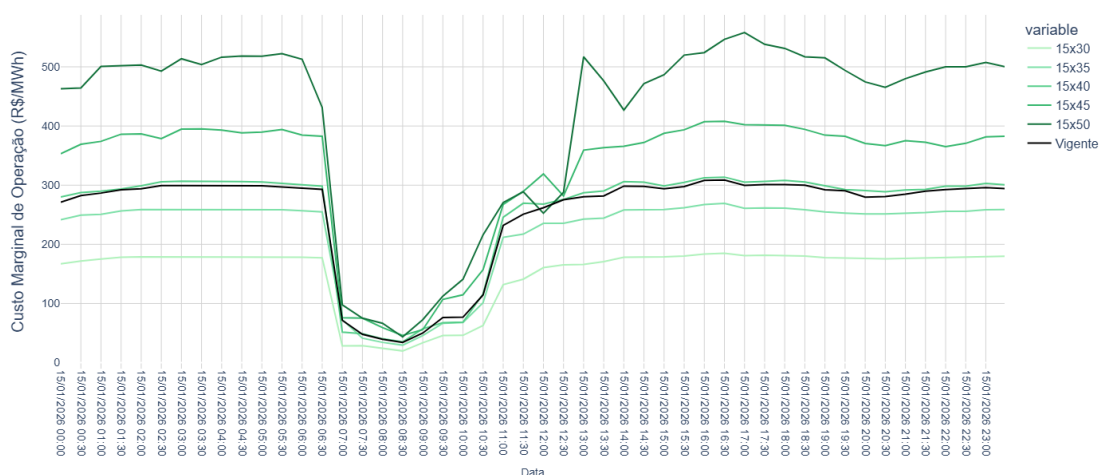


Figura A.21 - Custo Marginal de Operação do Nordeste – 1º dia – Modelo DESSEM – 15 de janeiro de 2026.

Novamente, a redução do custo marginal observada entre 6h e 15h no dia 10 de janeiro e entre 6h30 e 13h no dia 15 de janeiro decorre, em parte, do período de maior geração das usinas não simuladas, cujo montante contribui para aliviar o despacho térmico e, conseqüentemente, reduzir o CMO nesses intervalos.

A variação observada nos resultados evidencia a sensibilidade do modelo DESSEM à parametrização do nível de aversão ao risco, confirmando o comportamento esperado quando da utilização desse mecanismo de aversão ao risco.

Além disso, os resultados mostram que o DESSEM responde de maneira coerente às políticas operativas construídas pelos modelos de mais longo prazo, refletindo no horizonte de curtíssimo prazo os mesmos efeitos sobre despacho hidráulico e térmico que são produzidos pelos modelos NEWAVE e DECOMP sob diferentes níveis de aversão ao risco. Esse alinhamento reforça a consistência entre as etapas da cadeia de otimização e a adequada transmissão da sinalização de aversão a risco entre os modelos.