

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

GT-Metodologia

Consolidação das Propostas de Aprimoramentos metodológicos e Avaliação da parametrização do CVaR

Sumário

Sumário.....	2
Índice de Figuras.....	3
Índice de Tabelas.....	7
Lista de Abreviações.....	8
Apresentação.....	10
1 Introdução.....	11
2 Aperfeiçoamentos propostos pelo GT-Metodologia da CPAMP no ciclo 2018/2019 .	20
2.1 Redução da variabilidade amostral no planejamento da operação energética de médio e longo prazos.....	22
2.2 Redução da variabilidade amostral no DECOMP.....	25
2.3 Incorporação da aversão ao risco de armazenamentos baixos no modelo NEWAVE	28
3 Avaliação de reparametrização do CVaR.....	30
3.1 Avaliação preliminar da adequação dos parâmetros do CVaR.....	30
3.1.1 PMO Julho/14 e Outubro/18.....	30
3.1.2 PLD.....	32
3.1.3 PDE 2027.....	45
3.1.4 Caso Base LEN A-4/2018.....	50
3.2 <i>Backtest</i>	55
3.2.1 <i>Backtest</i> - Estudo Retrospectivo Encadeando os modelos Newave e Decomp..	55
3.2.2 <i>Backtest</i> – Estudo Retrospectivo com o modelo Newave.....	62
3.3 Conclusões.....	65
4 Recomendações.....	66
5 Referências.....	69
6 Apêndice: análises adicionais.....	71
6.1 PDE 2026.....	71
6.2 PDE 2027.....	75
6.3 PMO outubro/2018.....	83
6.4 Caso Base LEN A-4/2018.....	98

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Evolução do CMO médio das 2.000 séries com 9 ou com 12 REEs, sem reamostragem.....	11
Figura 1.2 – Custo marginal de operação do subsistema SE/CO – operação sombra.	14
Figura 1.3 – Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD.....	16
Figura 1.4 – Cadeia de modelos de previsão e geração de cenários hidrológicos do setor elétrico.	17
Figura 1.5 – Média semanal do PLD oficial recente para os quatro submercados (limitado em mínimo e máximo).	18
Figura 1.6 – Média semanal do PLD oficial recente para os quatro submercados (sem limitação de piso e teto, conforme calculado pelo DECOMP).	19
Figura 2.1 – PMO - Evolução do CMO médio das 2.000 séries.	23
Figura 2.2 – Caso Base LEN A-4/2018 - CMO médio no período de planejamento.	24
Figura 2.3 – Caso Base LEN A-4/2018 – Custo de Déficit x Custo de Geração Térmica.	25
Figura 2.4 – Redução da variabilidade amostral com a utilização de centroide no GEVAZP para o DECOMP.	27
Figura 2.5 – Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Paraná.	28
Figura 2.6 - Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Sul + Iguaçu.	29
Figura 2.7 - Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Nordeste.	29
Figura 2.8 - Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Norte.	29
Figura 3.1 – Variação do lambda juntamente com as implementações propostas pelo GT- Metodologia para o PMO de julho de 2014.....	31
Figura 3.2 – Variação do lambda juntamente com as implementações propostas pelo GT- Metodologia para o PMO de outubro de 2018.....	31
Figura 3.3 – Gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, abril/2012.....	33
Figura 3.4 – Gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, novembro/2012. .	33
Figura 3.5 – Gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, outubro/2015.....	34
Figura 3.6 – Média das 2000 séries do CMO, abril/2012.	35
Figura 3.7 – Diferença no CMO entre o caso de referência e alguns parâmetros do CVaR avaliados, submercado Sudeste, abril/2012.	36
Figura 3.8 – Média das 2000 séries do CMO, novembro/2012.	37
Figura 3.9 – Diferença no CMO entre o caso de referência e alguns parâmetros do CVaR avaliados, submercado Sudeste, novembro/2012.....	37
Figura 3.10 – Média das 2000 séries do CMO, outubro/2015.	38
Figura 3.11 - Diferença no CMO entre o caso de referência e alguns parâmetros do CVaR avaliados, submercado Sudeste, outubro/2015.	38
Figura 3.12 - Média das 2000 séries da geração hidráulica, abril/2012.	39
Figura 3.13 – Média das 2000 séries da geração hidráulica, novembro/2012.	39
Figura 3.14 – Média das 2000 séries da geração hidráulica, outubro/2015.....	40
Figura 3.15 – Média das 2000 séries da geração térmica, abril/2012.	40
Figura 3.16 – Média das 2000 séries da geração térmica, novembro/2012.....	41
Figura 3.17 – Média das 2000 séries da geração térmica, outubro/2015.	41
Figura 3.18 – Média das 2000 séries de energia armazenada, por submercado e no SIN, abril/12.....	42

Figura 3.19 – Média das 2000 séries de energia armazenada, por submercado e no SIN, novembro/2012.	43
Figura 3.20 – Média das 2000 séries de energia armazenada, por submercado e no SIN, outubro/2015.	44
Figura 3.21 - Gráfico do Custo do Déficit x Custo de Geração Térmica.	45
Figura 3.22 - Gráfico do Déficit x Custo de Geração Térmica.	46
Figura 3.23 - Custo total de operação e variação em relação ao caso de referência (PDE 2027 rodado na versão 25.6).	47
Figura 3.24 Armazenamento médio no SIN e Geração térmica média.....	47
Figura 3.25 - Geração térmica, vertimento e armazenamento variando o lambda do CVaR.	48
Figura 3.26 - Média da geração térmica.	48
Figura 3.27 - Média do armazenamento percentual no SIN.	49
Figura 3.28 - Média da geração hidráulica no SIN.....	49
Figura 3.29 – Carga Crítica – Risco de Déficit – CMO – Caso Base LEN A-4/2018.....	50
Figura 3.30 – Blocos Hidráulico e Térmico – Caso Base LEN A-4/2018.....	51
Figura 3.31 - Gráfico do Custo do Déficit x Custo de Geração Térmica – Caso Base LEN A-4/2018.	51
Figura 3.32 – Gráfico do Custo do Déficit x Custo de Geração Térmica.	52
Figura 3.33 – Geração térmica, vertimento e armazenamento variando o lambda do CVaR. ...	53
Figura 3.34 – Comportamento do CMO médio com a variação do lambda do CVaR.....	53
Figura 3.35 – Comportamento da geração hidráulica média com a variação do lambda do CVaR	54
Figura 3.36 – Comportamento da geração térmica média com a variação do lambda do CVaR.....	54
Figura 3.37 – Comportamento da energia armazenada média com a variação do lambda do CVaR	55
Figura 3.38 – CMO/PLD obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014.....	57
Figura 3.39 - Geração térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014.	58
Figura 3.40 - Percentual da Energia Armazenável Máxima do SIN obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014	59
Figura 3.41 – Custo Geração Térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014.....	60
Figura 3.42 – Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014.....	61
Figura 3.43 - Ganho com a implementação do centroide.....	63
Figura 3.44 - Ganho com a implementação do centroide e da correlação espacial mensal	63
Figura 3.45 - Ganho com a implementação do centroide, da correlação espacial mensal e a reamostragem	63
Figura 3.46 - Ganho com a implementação do centroide, da correlação espacial mensal, da reamostragem e do VminOp.....	64
Figura 3.47 - Variação do lambda com 30, 35 e 40	64
Figura 6.1 – Gráfico da Trajetória do Zinf: Sem Reamostragem x Plena P01.....	72
Figura 6.2 – Zinf na 45ª iteração: Sem Reamostragem x Novos Parâmetros	73
Figura 6.3 – Custo de Déficit x Custo de Geração Térmica: Sem Reamostragem x Novos Parâmetros.....	74

Figura 6.4 – Permanência do armazenamento no final de novembro para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	75
Figura 6.5 – Permanência da geração hidráulica total para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.	76
Figura 6.6 – Permanência do déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.	76
Figura 6.7 – Permanência da geração térmica para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.	77
Figura 6.8 – Permanência do custo marginal de operação para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	78
Figura 6.9 – Permanência do custo de geração térmica e do custo de déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	79
Figura 6.10 – Permanência do vertimento controlável para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	80
Figura 6.11 – Evolução temporal do déficit médio.	81
Figura 6.12 – Evolução temporal do armazenamento médio.....	81
Figura 6.13 – Evolução temporal da geração hidráulica total média.....	82
Figura 6.14 – Evolução temporal da geração térmica média.....	82
Figura 6.15 – Permanência do custo marginal de operação em 2018 (3 meses).	83
Figura 6.16 –Permanência do armazenamento novembro de 2018.	84
Figura 6.17 –Permanência do vertimento controlável em 2018 (3 meses).....	85
Figura 6.18 – Permanência da geração hidráulica total de 2018 (3 meses).	86
Figura 6.19 – Permanência da geração térmica de 2018 (3 meses).	87
Figura 6.20 – Permanência do custo da térmica e do custo de déficit de 2018 (3 meses).....	88
Figura 6.21 – Evolução média do CMO.	89
Figura 6.22 – Evolução média do armazenamento do subsistema Sudeste.....	89
Figura 6.23 –Evolução média do armazenamento do subsistema Nordeste.....	90
Figura 6.24 – Evolução média da geração hidráulica total no subsistema Sudeste.	90
Figura 6.25 – Evolução média da geração hidráulica total no subsistema Nordeste.	91
Figura 6.26 – Permanência do armazenamento no final de novembro para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	91
Figura 6.27 – Permanência da geração hidráulica total para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	92
Figura 6.28 – Permanência do déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.	92
Figura 6.29 – Permanência da geração térmica para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.	93
Figura 6.30 – Permanência do custo marginal de operação para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	94
Figura 6.31 – Permanência do custo de geração térmica e do custo de déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	95
Figura 6.32 – Permanência do vertimento controlável para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.....	96
Figura 6.33 – Evolução temporal do déficit médio.	97
Figura 6.34 – Evolução temporal do armazenamento médio.....	97

Figura 6.35 – Evolução temporal da geração hidráulica total média.....	98
Figura 6.36 – Evolução temporal da geração térmica média.....	98
Figura 6.37 – Carga Crítica – Risco de Déficit – CMO – Caso Base LEN A-4/2018.....	99
Figura 6.38 – Blocos Hidráulico e Térmico - Caso Base LEN A-4/2018.....	99
Figura 6-39 – Permanência – Geração Hidráulica, Geração Térmica, Energia Armazenada – Déficit – Caso Base LEN A-4/2018	100

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Métricas da distribuição dos valores de CMO do DECOMP variando-se a semente do GEVAZP, com e sem os novos parâmetros no NEWAVE e no GEVAZP.....	28
Tabela 3.1 – Média anuais de PLD e diferenças em relação ao caso CVaR5040	57
Tabela 3.2 – Percentual da Energia Armazenável Máxima do SIN observados no final diferenças em relação ao caso CVaR5040	59
Tabela 3.3 – ESS e Custo do descolamento entre CMO e PLD obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014	60
Tabela 3.4 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014.....	61
Tabela 3.5 – Resumo do estudo prospectivo (<i>backtest</i>).....	65

Lista de Abreviações

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
Assec	- Assessoria Econômica
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	- Custo Marginal de Operação
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CPAMP	- Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CVaR	- Conditional Value at Risk
CVaR	- Mecanismo de aversão ao risco
CVU	- Custo Variável Unitário
DECOMP	- modelo de programação da operação
EARM	– Energia Armazenada
EARMáx	– Energia Armazenada Máxima
ENA	– Energia Natural Afluente
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FCF	- Função de Custo Futuro
GEPRE	- Gerência Executiva de Preços
GEVAZP	- Modelo de Geração de Cenários Sintéticos de Energia e Vazão
GT-Metodologia	- Grupo de Metodologia da CPAMP
MME	- Ministério de Minas e Energia
NEWAVE	- Modelo de planejamento da operação de médio/longo prazo
NSPU	- Níveis de Segurança do Período Úmido
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR(p)	- Modelo Autorregressivo periódico
PDDE	- Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	- Programa Mensal de Operação Energética
PREVIVAZ	- Modelo de previsão de vazões semanais
REE	- Reservatórios Equivalentes de Energia
Ref	- caso de referência

SEB - Sistema Elétrico Brasileiro

SEE - Secretarias de Energia Elétrica

SGE - Superintendência de Planejamento da Geração

SIN - Sistema Interligado Nacional

SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

SRG - Superintendência de Regulação da Geração

UHE - Usina Hidrelétrica

VminOp - Volume Mínimo Operativo com Penalidade (aplicado ao REE)

VminP - Volume Mínimo Operativo com Penalidade (aplicado à usina)

ZINF - estimativa do limite inferior do custo total esperado de operação em todo o horizonte

Apresentação

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho “Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais para o planejamento da expansão, operação do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB e formação do preço do mercado de curto prazo”, chamado de GT-Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, criada pela Resolução CNPE nº 1, de 2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47, de Fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e a CCEE.

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

No ciclo de 2018/2019, o Grupo de Metodologia da CPAMP, doravante denominado de GT-Metodologia, se dividiu em cinco subgrupos temáticos:

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

Os avanços e propostas do primeiro subgrupo (Preço Horário) foram apresentados pelo GT-Metodologia aos agentes do setor, em reunião realizada no dia 09 de maio de 2019, nas dependências do ONS, e foram objeto da Consulta Pública nº 71, de 30/04/2019, finalizada em 10/06/2019.

Nesta mesma reunião, também foram apresentados os estudos e propostas dos demais subgrupos do GT-Metodologia, que estão descritos nos relatórios de cada um dos subgrupos temáticos.

O objetivo deste relatório é consolidar todos os aprimoramentos propostos pelos subgrupos do GT-Metodologia que ainda não foram disponibilizados para consulta pública, isto é, não serão abordados neste relatório questões relacionadas à implantação do preço horário no mercado de curto prazo.

O capítulo 1 descreve a motivação de cada subgrupo e o capítulo 2 apresenta os aprimoramentos propostos e um extrato dos resultados obtidos. No capítulo 3 é feita uma avaliação de reparametrização do mecanismo de aversão a risco atualmente adotado, CVaR com parâmetros alfa e lambda. O capítulo 4 faz um resumo das recomendações finais do GT-Metodologia para o ciclo 2019-2020 e o capítulo 5, lista as referências bibliográficas utilizadas. Como complementação, no Apêndice são apresentadas algumas análises adicionais, considerando a aplicação de todos os aprimoramentos da CPAMP nos casos do Plano Decenal de Expansão - PDE, do Programa Mensal de Operação Energética - PMO e do caso base de Leilão.

1 Introdução

Variabilidade Amostral e representação da árvore de cenários:

Após a aprovação da topologia do modelo NEWAVE [2][3] com 12 Reservatórios Equivalentes de Energia - REE pela CPAMP em julho de 2017, verificou-se, a partir de agosto de 2017 em todas as simulações do Programa Mensal de Operação Energética - PMO, uma redução abrupta do Custo Marginal de Operação - CMO no quarto mês, na consulta à Função de Custo Futuro - FCF, conforme apresentado na Figura 1.1. Identificou-se que essa alteração resulta em uma menor geração térmica nos estudos de PMO.

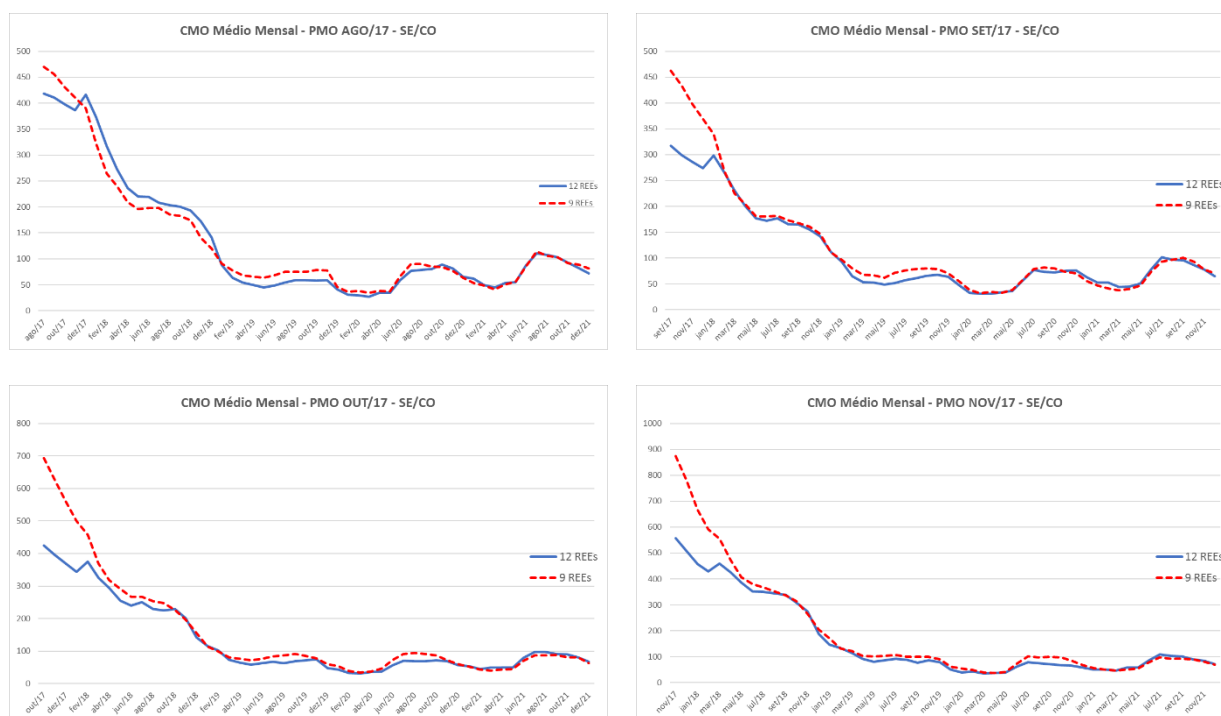


Figura 1.1 – Evolução do CMO médio das 2.000 séries com 9 ou com 12 REEs, sem reamostragem.

Naquele momento, foram realizadas diversas avaliações pelas instituições integrantes da CPAMP e pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, visando identificar a causa desse comportamento, com as quais não foi possível constatar nenhum erro de programação. Análises preliminares sinalizaram a necessidade de realizar estudos e indicar avanços metodológicos que contribuíssem com a melhoria da árvore de cenários e a redução da variabilidade amostral.

No ciclo 2017/2018 da CPAMP, técnicas de reamostragem da *forward* foram avaliadas, entretanto, não se mostraram suficientes para reduzir a variabilidade amostral associada à árvore completa, definida pelos cenários da recursão *backward*. Entretanto, observa-se melhoria na representação da árvore de cenários de afluições, pois novos estados de afluições são visitados a cada iteração. O estado da arte em relação à Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE recomenda que técnicas de reamostragem de cenários *forward* sejam aplicadas [14], tanto para a melhoria da qualidade do FCF, medida pela estimativa do limite inferior do custo total esperado de operação em todo o horizonte de estudo (ZINF), quanto na redução da variabilidade amostral.

Após uma avaliação mais detalhada do problema, descrito em [1], o CEPEL mostrou que a redução abrupta inflexão do CMO foi ocasionada pela geração de cenários de afluência com valores atipicamente elevados, gerados pelo sorteio de ruídos aleatórios com média bastante elevada, cuja probabilidade de ocorrência era bem pequena ($\sim 0,27\%$). De modo a minimizar a ocorrência de cenários tão atípicos, o CEPEL se empenhou a identificar melhorias no algoritmo de agregação da amostragem seletiva, culminando com a proposta de substituir o representante desse processo, que resultou na redução da variabilidade amostral da árvore completa e do efeito “dente” outrora identificado, conforme descrito em [4].

VminOp:

O cronograma de atividades divulgado pelo GT-Metodologia para o ciclo de trabalho de 2018/2019 no sítio do MME, na área destinada à CPAMP¹, elenca o tema intitulado “Mecanismo de Aversão ao Risco: CVaR + Volume Mínimo Operativo (VminOp)”, como uma das atividades para aprovação até julho de 2019 para que seja considerada na operação e formação de preços em 2020. Esse tema é uma continuidade ao trabalho iniciado no ciclo 2017/2018, cujo objetivo é a aderência dos modelos de otimização energética à operação do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A motivação para essa atividade vem das condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas nos últimos anos e agravadas durante a estação seca de 2018, que levaram o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE à adoção de medidas heterodoxas aos modelos de otimização, para o despacho de usinas termoeletricas, nos meses de setembro e outubro de 2018, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN. A decisão por tais medidas baseou-se em simulações apresentadas pelo ONS, nas quais foram estimadas Curvas de Referência de armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e para os reservatórios de usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba, considerando cenários críticos de precipitação verificados nos últimos anos. Destaca-se que essas curvas de Referência foram estimadas para uma conjuntura muito específica, fortemente influenciada pelas condições hidrometeorológicas em curso no ano de 2018.

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

Essa preocupação também já vinha sendo apresentada pela CPAMP desde o início de 2017 e priorizada pelo GT-Metodologia desde então. Esse GT organizou em maio de 2017, o Workshop “Mecanismos de Aversão ao Risco nos Modelos Computacionais de Planejamento, Operação e Formação de Preços” com a participação dos agentes, consultorias e da academia, além das instituições do setor elétrico e do CEPEL. As discussões foram bastante produtivas e auxiliaram à CPAMP na definição da linha de pesquisa mais promissora para aplicação no curto prazo.

Desta forma, o tema “Mecanismos de Aversão ao Risco: CVaR + VminOp” constou no cronograma de trabalho como prioritário no ciclo 2017/2018, mas os estudos não foram

¹ <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cpamp>

concluídos a tempo, em função de outras demandas. Assim, no ciclo 2018/2019, o GT-Metodologia definiu esse tema novamente como prioritário, reconhecendo sua relevância, assumindo o compromisso de apresentar uma proposta consolidada em julho de 2019, visando sua utilização a partir de janeiro de 2020.

O CMSE reforçou a prioridade do tema, encaminhando à CPAMP a orientação para inclusão de mecanismos adicionais de segurança, no ciclo 2018/2019, com foco em armazenamentos, sem qualquer prejuízo àqueles mecanismos já implementados nos modelos. Neste ciclo, foi proposta a representação desses mecanismos adicionais de segurança através da adoção de restrições de níveis mínimos nos REE. A violação desses níveis deve ser penalizada na função objetivo do modelo de otimização, de forma que a função de custo futuro do modelo de planejamento da operação de médio/longo prazo (NEWAVE) possa ter informações de que o valor da água é ainda maior à medida que os níveis de armazenamento se aproximam dos níveis críticos. Através da função de custo futuro, essa informação também é passada ao modelo de programação da operação (DECOMP)² [9], possibilitando ganhos de armazenamento.

Ao final de 2018, foi concluído o relatório intitulado “Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo” (CPAMP, 2018), cujas recomendações estão transcritas a seguir.

- Seja aberto um processo de consulta pública com a finalidade de se obter subsídios para a consideração do mecanismo adicional de segurança VminOp, a partir de 2019, como auxílio a eventuais decisões do CMSE para despacho de geração termoeleétrica fora da ordem de mérito;
- Seja avaliado pelo GT-Metodologia a nova versão do modelo NEWAVE que minimiza o efeito de penalizações acumuladas nos casos de violações dos níveis de segurança em diversos meses consecutivos, permitindo, assim, a consideração de níveis de referência para todos os meses do horizonte de médio prazo;
- Sejam aprofundadas, pelo GT-Metodologia, as discussões para se considerar os Níveis de Segurança do Período Úmido – NSPU e curvas de operação de usinas hidroelétricas, como, por exemplo, a curva de referência para a UHE Tucuruí, bem como a periodicidade para que esses níveis de segurança sejam reavaliados. A princípio, esta reavaliação seria anual; e
- Sejam aprofundadas, pelo GT-Metodologia, as discussões para a compatibilização desse mecanismo aos processos de planejamento da expansão da geração e cálculo de garantias físicas.

Em CPAMP (2018), foi avaliada a adoção de VminOp apenas no mês de novembro de cada ano, cuja violação foi penalizada em valor ligeiramente superior ao Custo Variável Unitário - CVU mais elevado das usinas termoeleétricas, uma vez que essa penalidade seria suficiente para sinalizar que é melhor despachar todas as termelétricas antes de violar o volume mínimo, a saber: Sudeste/Centro-Oeste = 10% EARMáx; Sul = 30% EARMáx; Nordeste = 10% EARMáx e Norte = 10% EARMáx.

² Atualmente o modelo DECOMP não permite atribuir penalidade ao não atendimento à restrição de nível mínimo de armazenamento, mas será implementado em breve.

Em concordância com as recomendações do relatório, foi determinada, pela CPAMP, a abertura da Consulta Pública MME nº 64, em 20 de dezembro de 2018, e a realização de uma operação sombra, considerando os VminOp descritos anteriormente.

A operação sombra vem sendo feita pelo ONS desde a primeira semana operativa de janeiro de 2019, sendo os *decks* e resultados disponíveis em <https://cdre.ons.org.br/PMO/>. Na Figura 1.2, é apresentada a comparação entre os CMOs resultantes do PMO e da operação sombra, até a terceira revisão do PMO de abril de 2019.

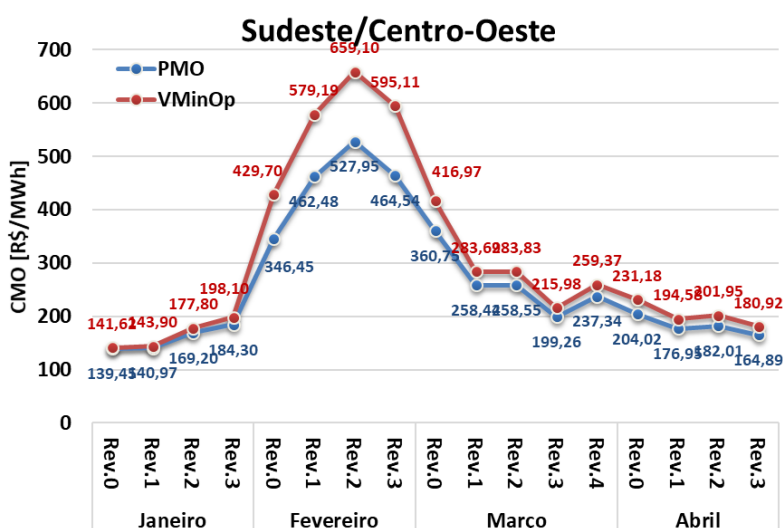


Figura 1.2 – Custo marginal de operação do subsistema SE/CO – operação sombra.

Comparando os CMOs apresentados na Figura 1.2 com a deliberação do CMSE de despacho termoeletrônico em valores superiores aos indicados pelos modelos computacionais do setor até o limite de CVU de 588,75 R\$/MWh, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nas terceira e quarta semanas operativas de fevereiro, pode-se concluir que o objetivo da metodologia do VminOp foi aderente à percepção de risco do CMSE, ainda utilizando o volume mínimo em apenas um mês.

Em sequência ao ciclo de trabalho 2018/2019 do GT-Metodologia, foram definidos, com base nas contribuições oriundas da Consulta Pública³ nº 64/2018, os seguintes tópicos para o subgrupo responsável pelos mecanismos adicionais de segurança:

- Uso do VminOp em todos os meses do horizonte de cinco anos do NEWAVE;
- Avaliação da metodologia apresentada pelo CEPEL para o tratamento da penalidade associada à violação do VminOp, apresentada em [22][23];
- Reavaliação dos valores associados às restrições de volume mínimo operativo, abordando o aspecto conceitual;
- Definição da penalidade associada a essa violação;
- Uso do VminOp nos processos de planejamento da expansão da geração de energia elétrica.

³ Destaca-se que as contribuições foram avaliadas pelo GT-Metodologia e serão publicadas oportunamente.

Representação Hidrológica: Geração de Cenários

O tema relacionado às alterações de padrões climáticos e seus possíveis impactos nas séries hidrológicas utilizadas no setor elétrico vem sendo abordado e incentivado pela CPAMP nos últimos anos. Em outubro/2017 o GT-Metodologia coordenou um Workshop com os agentes denominado “Alterações de padrões climáticos e hidrológicos e avaliação da melhor representação energética de séries de vazões naturais”, ocasião em que agentes, instituições e universidades tiveram a oportunidade de apresentar e discutir sobre o tema. Em dezembro do mesmo ano, a atividade relacionada à geração de cenários foi elencada dentre as prioritárias divulgada no site do MME para o ciclo 2018/2019, motivada, principalmente, pelo questionamento sobre a não estacionariedade de séries históricas de vazões naturais em usinas hidrelétricas que compõem o SIN.

A identificação dessas alterações no comportamento hidrológico nos anos mais recentes destaca a importância da macroatividade Representação Hidrológica: Geração de Cenários para o setor elétrico. Nos estudos ora apresentados investigaram-se possíveis relações das referidas anomalias com a variabilidade de índices climáticos e avaliaram-se eventuais impactos à operação/planejamento caso o histórico atualmente empregado nas modelagens (1931-atual) fosse modificado através de um simples truncamento na série de dados⁴.

Frente aos resultados obtidos, o GT-Metodologia concluiu ser ainda prematura a decisão pela alteração do histórico oficial de vazões e das Energias Naturais Armazenadas (ENAs) e sugeriu diretrizes para priorizar melhorias no processo de geração de cenários de afluições.

Volatilidade do CMO/PLD:

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

Por conta da correlação temporal presente no processo hidrológico, as estimativas de afluições futuras de uma hidrelétrica ou REE dependem de variações das próprias afluições de períodos anteriores e, além disso, são influenciadas pelas afluições das outras hidrelétricas/REEs. Destaca-se que a mudança na disponibilidade dos recursos, seja o total no SIN ou alterando sua alocação entre as hidrelétricas/REEs, pode mudar a solução do problema de otimização, inclusive afetar o armazenamento presente e suas estimativas futuras.

A geração de cenários futuros de afluição pelos modelos computacionais usados no setor elétrico, com forte componente estocástica, compõe a variável de estado “tendência hidrológica” (expressa pelas vazões/energias do passado recente), conjugada com a progressiva redução da

⁴ Cabe enfatizar a simplicidade do procedimento aqui analisado para o tratamento das séries hidrológicas. Trata-se de um truncamento simples, desconsiderando os dados antes de um determinado ano, e aplicado às séries que alimentam o modelo NEWAVE para todos os reservatórios equivalentes. A escolha deste tratamento simples justifica-se pelas funcionalidades disponíveis no modelo computacional. Tratamentos mais sofisticados poderão ser objeto de análises futuras.

capacidade de regularização dos reservatórios, em função da crescente presença de usinas hidrelétricas a fio d'água. Com isso, a tendência hidrológica tem afetado de maneira cada vez mais significativa a valoração presente e futura da água. Tais valorações se refletem, portanto, no CMO/PLD, o qual tem se tornado cada vez mais sensível tanto a mudanças na tendência hidrológica quanto a desvios entre as vazões previstas e verificadas. Conforme mostrado na Figura 1.3, a atualização de dados que exerce maior influência no comportamento do CMO/PLD está associada a representação do comportamento hidrológico.

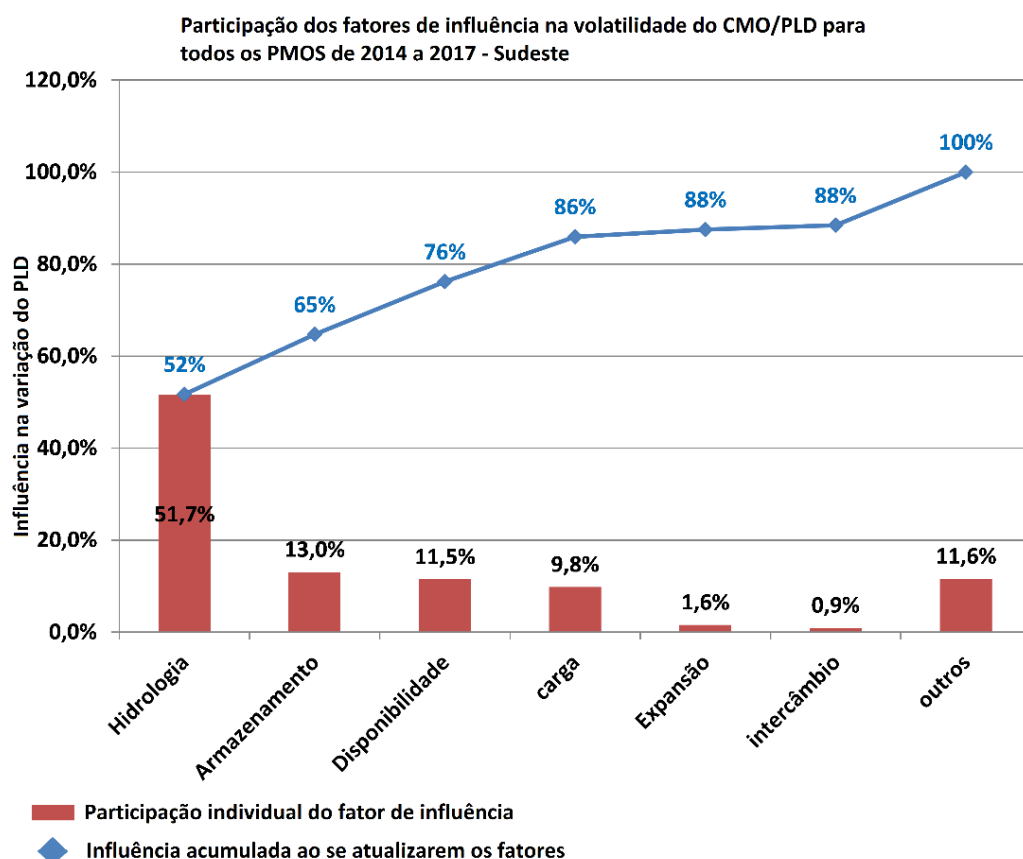


Figura 1.3 – Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD.

Na Figura 1.4 são mostrados os modelos hidrológicos atualmente usados no setor elétrico:

- Os modelos chuva-vazão são determinísticos e fornecem as previsões diárias de afluentes para nove bacias hidrográficas que compõem o SIN.
- O modelo PREVIVAZ [10] é um modelo estocástico e seu objetivo é fornecer a previsão de vazão para as próximas semanas, utilizado no modelo DECOMP [9]. Os modelos chuva-vazão e o modelo PREVIVAZ são modelos univariados, portanto devem ser executados para cada usina hidrelétrica pertencente à configuração.
- Por sua vez, o modelo autorregressivo GEVAZP [20][21] é um modelo estocástico e multivariado, utilizado no DECOMP (a partir do segundo mês) e NEWAVE (todo o horizonte). O modelo GEVAZP representa a incerteza do processo estocástico de afluentes de médio e longo prazo para gerar diversos cenários futuros.

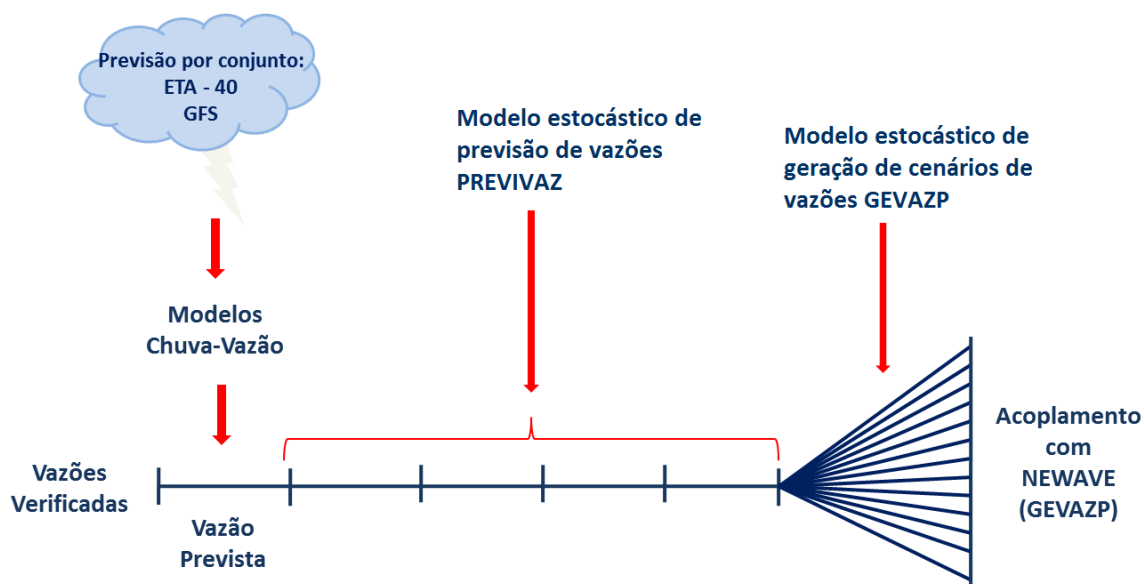


Figura 1.4 – Cadeia de modelos de previsão e geração de cenários hidrológicos do setor elétrico.

A Figura 1.5 ilustra a média semanal dos valores oficiais de PLD registrados entre 2017 e 2019. Nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, é possível caracterizar três grandes eventos de volatilidade: nos trimestres maio-junho-julho/2017 e março-abril-maio/2018, quando o preço apresentou queda abrupta durante o período seco, voltando a se elevar em seguida, e no trimestre janeiro-fevereiro-março/2019, quando o comportamento foi o oposto: o preço se elevou abruptamente durante o período úmido, reduzindo na sequência.

Na Figura 1.6 são mostrados os mesmos preços, porém sem limitação de valores mínimo e máximo, conforme saídas do DECOMP. Nota-se que as flutuações são ainda mais acentuadas.

No ciclo 2018/2019 foram analisadas duas metodologias candidatas à mitigação da volatilidade do CMO/PLD: 1) suspensão da redução automática da ordem do modelo PAR(p) quando da ocorrência de coeficientes negativos que podem levar a cortes positivos considerados indesejáveis na Função de Custo Futuro, e 2) utilização de correlação espacial das ENAs entre REEs em base mensal, em substituição à anual. Os resultados indicaram que nenhuma das duas metodologias apresenta potencial de mitigação da volatilidade.

Quanto à utilização de correlação espacial mensal, mesmo não apresentando melhorias na volatilidade do CMO/PLD, tal implementação representa um aprimoramento ao modelo estocástico para a geração de cenários de aflúências, tornando-o mais representativo da realidade, dado que mais um dado de entrada passa a ser discretizado em base mensal, em um modelo dividido em estágios mensais. Sendo assim, recomenda-se a sua implementação oficial nos modelos NEWAVE e GEVAZP a partir de janeiro de 2020.

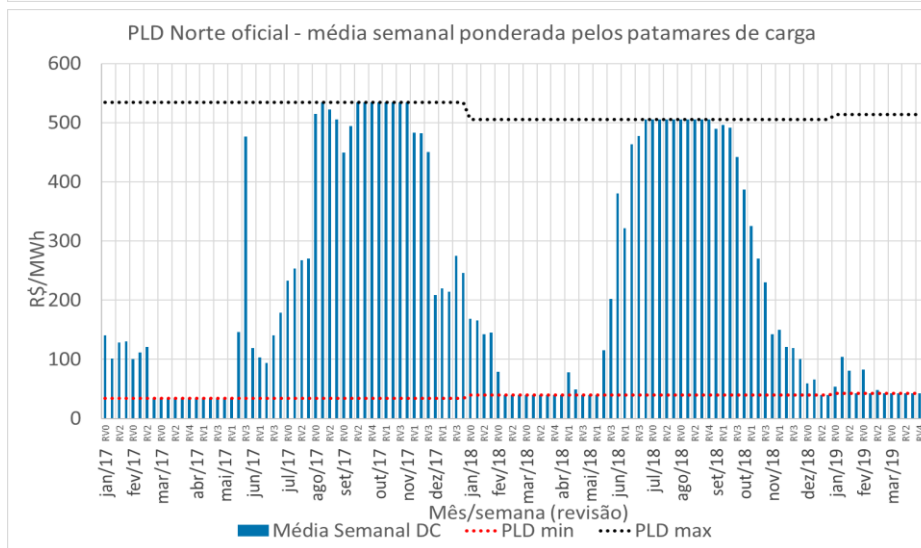
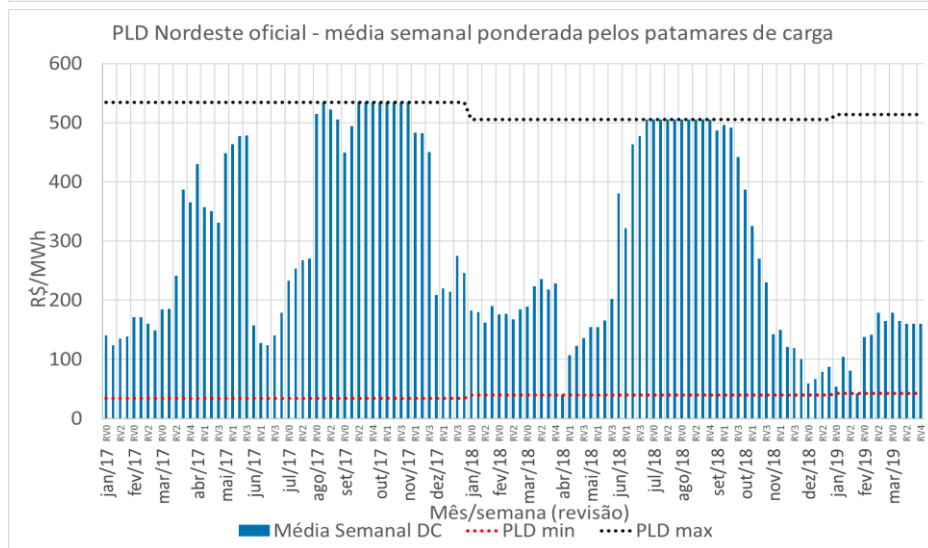
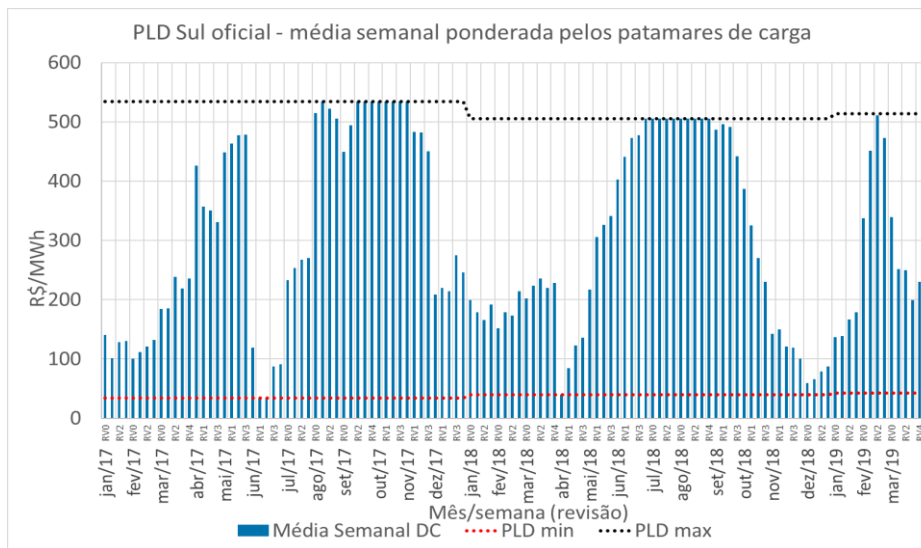
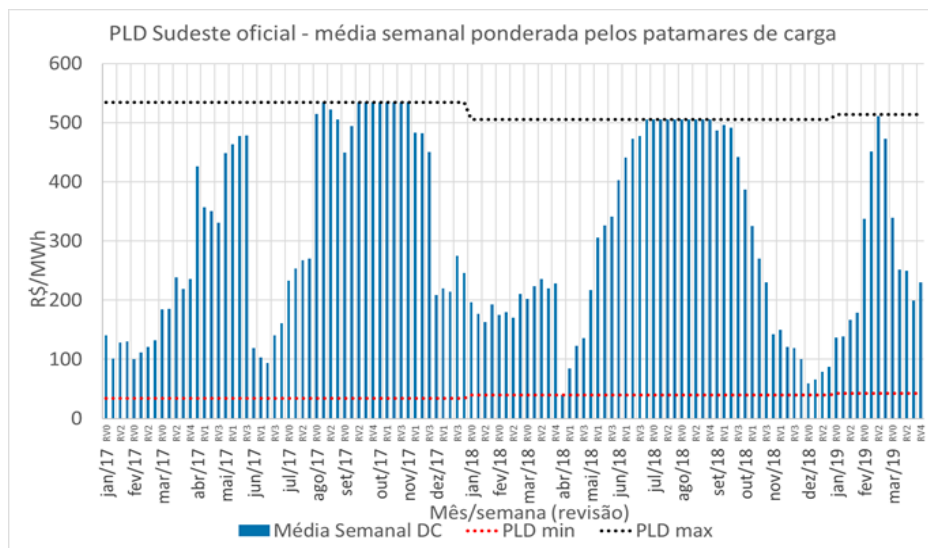


Figura 1.5 – Média semanal do PLD oficial recente para os quatro submercados (limitado em mínimo e máximo).

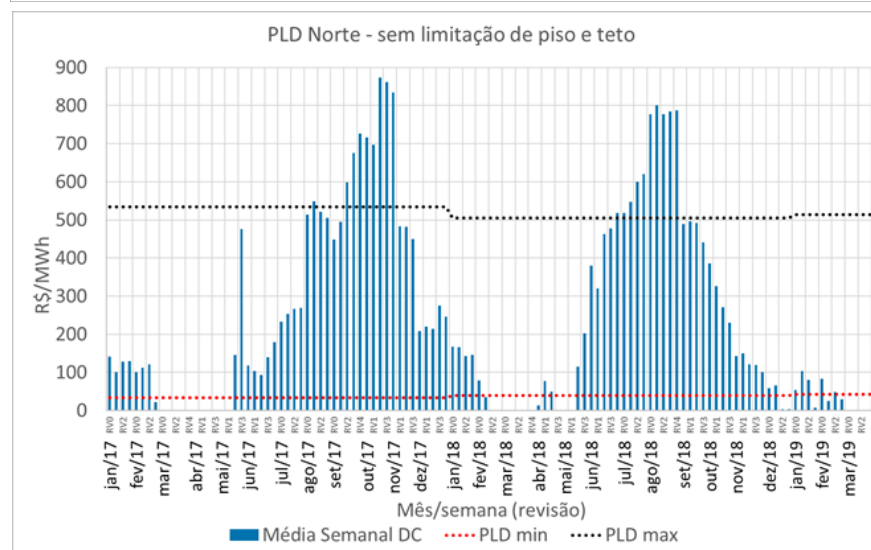
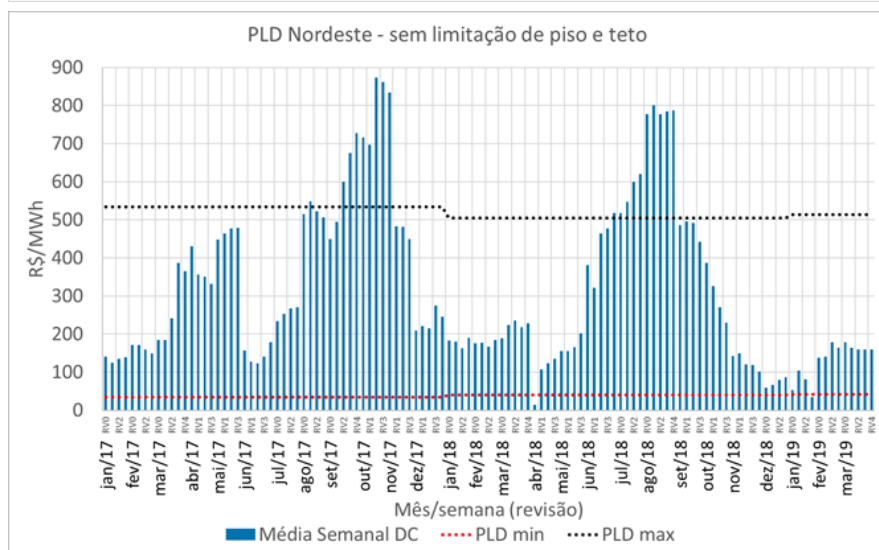
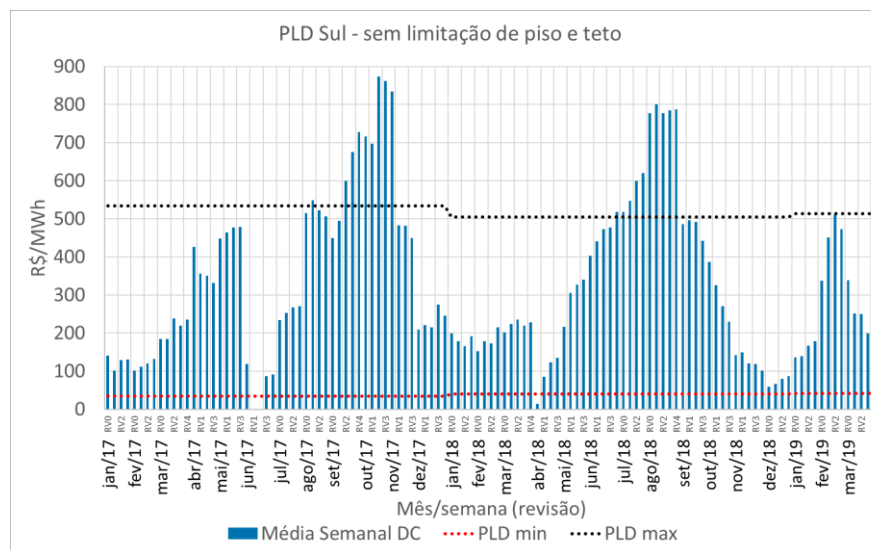
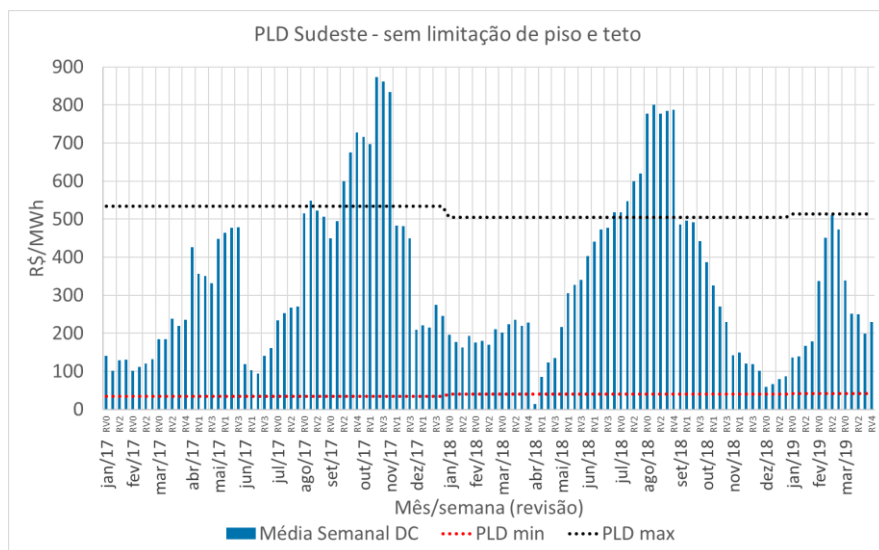


Figura 1.6 – Média semanal do PLD oficial recente para os quatro submercados (sem limitação de piso e teto, conforme calculado pelo DECOMP).

2 Aperfeiçoamentos propostos pelo GT-Metodologia da CPAMP no ciclo 2018/2019

Os aperfeiçoamentos propostos pelo GT-Metodologia para o ciclo 2018/2019 tiveram como principais benefícios:

- Redução da variabilidade amostral dos resultados nos planejamentos de curto e médio/longo prazos, respectivamente, dos modelos DECOMP e NEWAVE.
- Incorporação da aversão ao risco de armazenamentos baixos no modelo NEWAVE em concomitância com o mecanismo de aversão a risco já adotado, CVaR de Custo Total de Operação.

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

- i. Aprimoramentos no processo de geração de cenários de afluições:
 - a. Utilização do **centroide** como representante do processo de agregação do método de Amostragem Seletiva⁵, em substituição ao ruído mais próximo;
 - b. Utilização de **correlação espacial de ENA entre REE em base mensal**, em substituição à anual.
- ii. Reamostragem dos cenários *forward*.

Os aprimoramentos no processo de geração de cenários sintéticos de afluições supracitados, não constituem, em si, novas metodologias, mas “novas parametrizações” de metodologias outrora desenvolvidas.

Ao aplicar técnicas de **reamostragem de cenários *forward*** [11][12][13] durante o processo iterativo da PDDE⁶, observa-se melhoria na representação da árvore de cenários de afluições, pois novos estados de afluições são visitados a cada iteração. O estado da arte em relação à PDDE recomenda que técnicas de reamostragem de cenários *forward* sejam aplicadas, tanto para a melhoria da qualidade da função de custo futuro, medida pela estimativa do limite inferior do custo total esperado de operação em todo o horizonte de estudo (ZINF), quanto na redução da variabilidade amostral.

A incorporação da aversão ao risco de armazenamentos baixos no modelo NEWAVE em concomitância com o mecanismo de aversão a risco já adotado, CVaR de Custo Total de Operação, consiste na representação de restrições referentes aos **níveis mínimos de armazenamento**, em cada um dos subsistemas que compõe o SIN, com foco nos **reservatórios equivalentes de energia**.

⁵ A Amostragem Seletiva [6] [7], consiste em aplicar técnicas de agregação para gerar as amostras de ruídos aleatórios multivariados com o intuito de aumentar a representatividade da amostra.

⁶ PDDE: Programação Dinâmica Dual Estocástica [24][25], método aplicado para encontrar a solução ótima do problema de planejamento da operação energética do SIN de longo/médio prazo, representado por um problema de programação estocástica linear multiestágio.

Os níveis mínimos de armazenamento são apresentados e detalhados a seguir:

- **Subsistema Sudeste/Centro-Oeste**

Para os REEs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do *deck* de PMO ou PLD, representados no modelo NEWAVE e com capacidade de armazenamento, ou seja, REE Paraná, REE Paranapanema e REE Sudeste, o Volume Mínimo Operativo é **10% EARMáx**. Esse é o nível de armazenamento abaixo do qual o ONS apresenta, ao CMSE, propostas para adoção de medidas operativas concretas de racionalização ao atendimento à demanda, em função do comprometimento no atendimento energético do SIN, uma vez que, abaixo deste nível, poderá haver perda de controlabilidade dos reservatórios.

- **Subsistema Sul**

Para os REEs do subsistema Sul, o nível mínimo de segurança definido pelo Operador é **30% EARMáx**, determinado a partir dos níveis de segurança das suas bacias, ponderados pela participação na energia armazenável do subsistema, conforme justificado em Nota Técnica específica sobre o tema.

- **Subsistema Nordeste**

O Volume Mínimo Operativo para o subsistema Nordeste foi definido com base na Resolução ANA nº 2.081/2017, de 4 de dezembro de 2017, que trata das condições para a operação do Sistema Hídrico do Rio São Francisco.

Pela resolução, são definidas faixas de operação para os reservatórios da Usina Hidrelétrica - UHE Três Marias e UHE Sobradinho, denominadas Faixa de Operação Normal, Faixa de Operação de Atenção e Faixa de Operação de Restrição. Nesta última faixa, a operação dos reservatórios do Rio São Francisco será realizada observando diversos condicionantes ambientais e de outros usos da água, o que restringe de forma significativa a geração de energia elétrica.

Desta forma, para se evitar que os resultados do modelo NEWAVE conduzam os volumes dos reservatórios da bacia do Rio São Francisco para a Faixa de Operação com Restrição, o Volume Mínimo Operativo do REE Nordeste é o resultante da conversão para energia armazenada dos níveis de 30% do volume útil das UHEs Três Marias e Itaparica e 20% do volume útil da UHE Sobradinho, conforme preconizado na Resolução supracitada. Esta conversão resulta em **22,5% EARMáx** no REE Nordeste.

- **Subsistema Norte**

Para o REE Norte, o Volume Mínimo Operativo foi associado a 23,72% do volume útil da UHE Tucuruí, que corresponde à cota 60,5m do reservatório desta usina. Abaixo desta cota, há o completo desligamento da segunda casa de força desta usina, montante que corresponde a 3.600MW. O objetivo de atrelar o Volume Mínimo Operativo a esta cota é fazer com que o modelo de planejamento da operação de médio prazo busque manter a possibilidade de geração plena da UHE Tucuruí, contribuindo, na prática, com ganhos de potência no sistema.

Diante disto, o Volume Mínimo Operativo para o REE Norte é **10,7% EARMáx**, considerando a cota de cadastro do canal de fuga da UHE Tucuruí, que é igual a 8,6m.

No NEWAVE, há duas alternativas de se representar restrições de armazenamento mínimo:

1. Arquivo curva.dat: onde são informados os percentuais mínimos de armazenamento, por REE, em relação à energia armazenada máxima. Neste arquivo, também são informadas as penalidades associadas à violação deste requisito;
2. Arquivo modif.dat: onde os armazenamentos mínimos são informados através da palavra-chave VMINP, em hm^3 ou em percentual do volume útil da usina. Neste caso, o NEWAVE irá calcular, internamente, a energia armazenada mínima que irá compor o requisito. A penalidade associada à violação é informada através do arquivo penalid.dat.

Estas duas alternativas são equivalentes e estão associadas a mesma restrição no modelo. Para a representação de VminOp, propõe-se que, nos REEs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, seja adotada a primeira opção, uma vez que os requisitos mínimos foram estabelecidos para o reservatório equivalente de energia. Por outro lado, os requisitos dos subsistemas Nordeste e Norte foram estabelecidos em função de restrições/condições operativas individualizadas e, nestes casos, propõe-se que seja adotada a segunda alternativa (de forma individualizada, através do arquivo modif.dat). Adicionalmente, ressalta-se que, no caso da UHE Tucuruí, há a variação da cota do canal de fuga, o que já seria tratado internamente pelo modelo.

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

Nos itens a seguir, são apresentadas as análises que verificam a redução da variabilidade amostral no modelo NEWAVE, considerando os casos de PMO e de leilão, e no modelo DECOMP, utilizando o caso de formação do PLD, além dos resultados obtidos com a incorporação da aversão ao risco de armazenamentos baixos no modelo NEWAVE, considerando um caso de PMO.

Adicionalmente, no apêndice, é apresentada uma avaliação do comportamento de diferentes variáveis operativas ao se aplicar todos os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia, considerando os casos de PDE, de PMO e de caso base de Leilão.

2.1 Redução da variabilidade amostral no planejamento da operação energética de médio e longo prazos

Nesta seção, serão apresentados alguns resultados que evidenciam a redução da variabilidade amostral para os resultados obtidos com o modelo NEWAVE. Análises adicionais serão apresentadas no **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

O caso de referência - Ref - é o caso oficial executado na versão 25.06 do NEWAVE sem considerar racionamento preventivo na simulação final.

O caso com todos os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia é o caso de referência considerando: o centroide como representante do processo de agregação da Amostragem Seletiva, a correlação espacial mensal entre REE, reamostragem plena passo 1 e momento *forward* dos cenários da *forward*, VminOp e iteração mínima para o critério de parada como sendo 30.

Redução da probabilidade de ocorrência do efeito “dente” no CMO médio mensal ao se considerar 12 REE

Os gráficos apresentados na Figura 2.1 a seguir apresentam a evolução média mensal de CMO para casos do PMO de abril/2018 a maio/2019. Observe que, para os PMOs em que ocorrem o efeito “dente” no caso oficial, ao se considerar todos os aprimoramentos propostos pela CPAMP, o efeito se extingue.

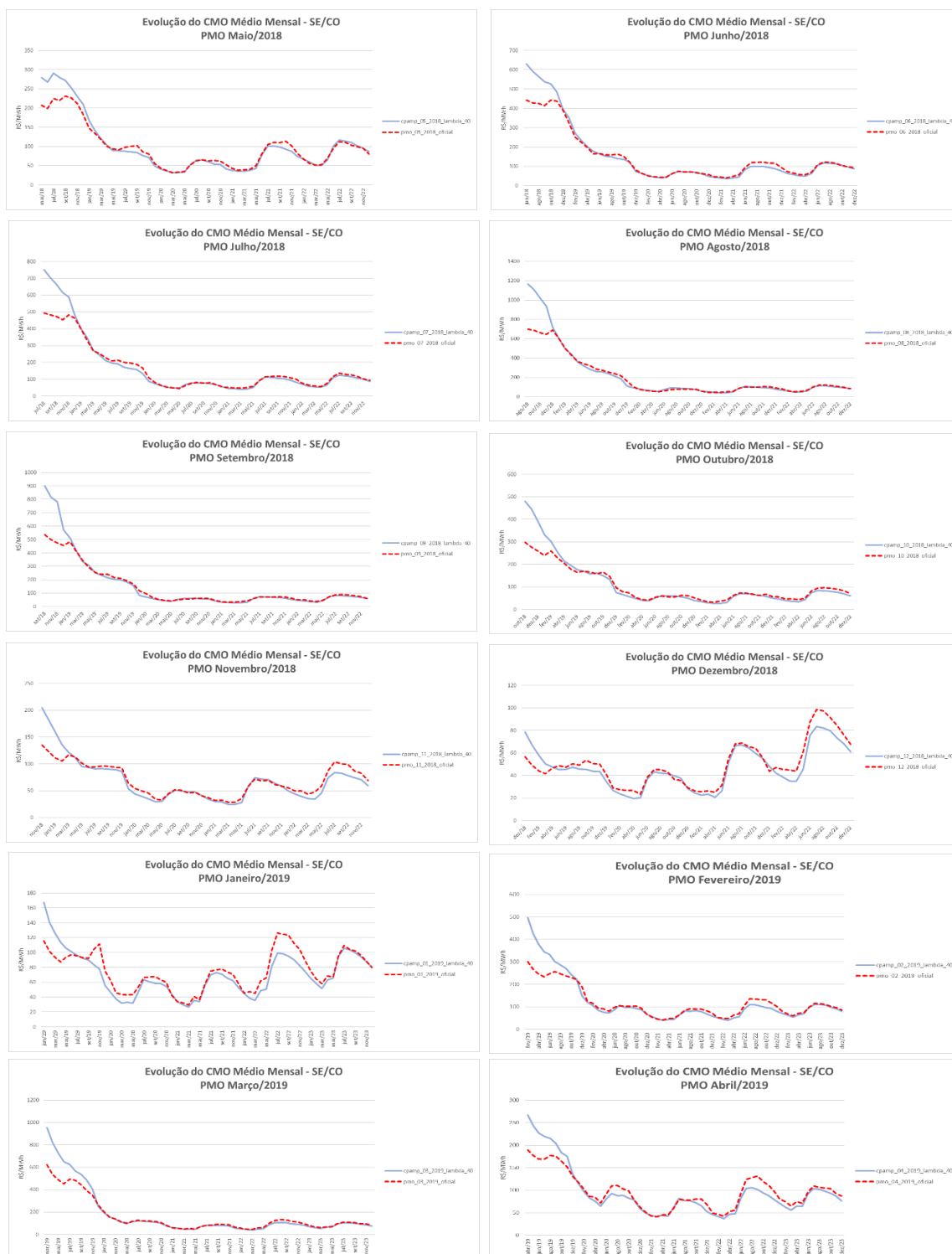


Figura 2.1 – PMO - Evolução do CMO médio das 2.000 séries.

Redução da variabilidade amostral do CMO médio no período de planejamento

Com os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia, observa-se redução significativa da variabilidade dos valores médios de CMO no período de planejamento.

Métrica utilizada: obtém-se os intervalos de confiança de 95% de uma distribuição normal para cada elemento da amostra. Define-se como “amplitude amostral” a diferença entre o maior dos limites superiores e o menor dos limites inferiores, considerando todos os intervalos de confiança a 95% da amostra.

Na Figura 2.2, observa-se que a amplitude amostral reduz quase 50% ao se considerar todos os aprimoramentos propostos pela CPAMP. O caso oficial é o caso base para o LEN A-4/2018 [16].

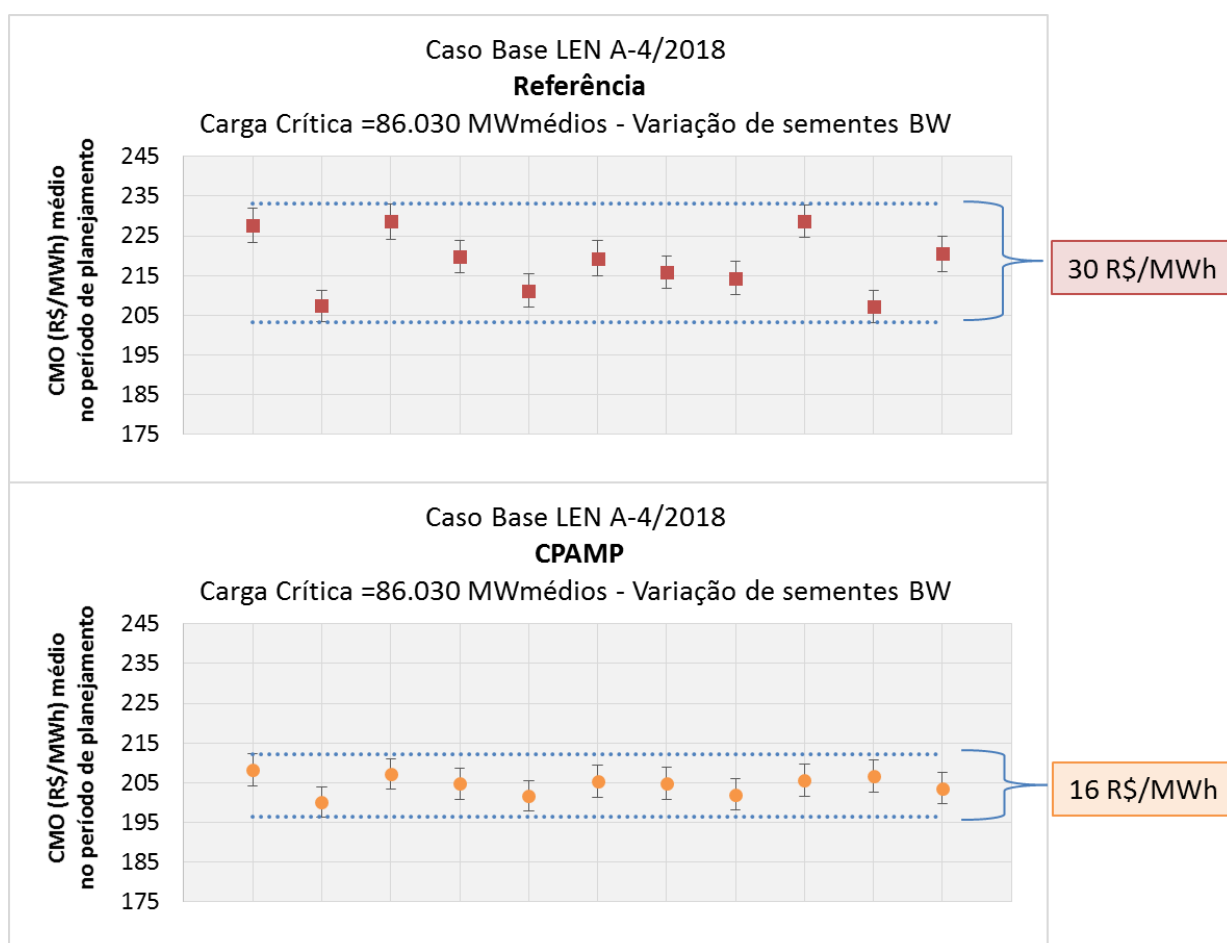


Figura 2.2 – Caso Base LEN A-4/2018 - CMO médio no período de planejamento.

Redução da variabilidade amostral do Custo de Geração Térmica

Com os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia, observa-se redução significativa da variabilidade dos valores de Custo de Geração Térmica.

Métrica utilizada: obtém-se os intervalos de confiança de 95% de uma distribuição normal para cada elemento da amostra. Define-se como “amplitude amostral” a diferença entre o maior dos limites superiores e o menor dos limites inferiores, considerando todos os intervalos de confiança de 95% da amostra.

Observa-se na Figura 2.3 que a amplitude amostral reduz mais que 50% ao se considerar todos os aprimoramentos propostos pela CPAMP (de R\$ 7610 x 10⁶ para R\$ 3387 x 10⁶). O caso oficial é o caso base para o LEN A-4/2018 [16].

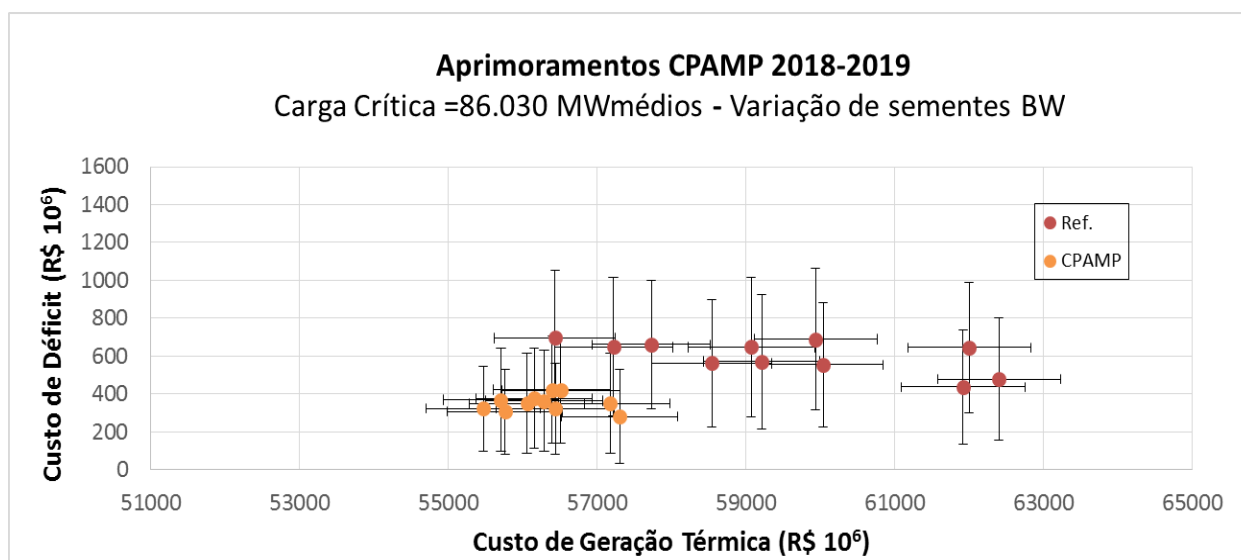


Figura 2.3 – Caso Base LEN A-4/2018 – Custo de Déficit x Custo de Geração Térmica.

2.2 Redução da variabilidade amostral no DECOMP

Nessa seção é apresentada uma análise considerando o *deck* do PLD de novembro/2012, trazido para a configuração de 12 REEs, considerando diversas sensibilidades com o intuito de se avaliar a redução da variabilidade amostral no modelo DECOMP. Para este estudo não se considerou os limites do PLD, a grandeza avaliada é o próprio valor do CMO.

O efeito da redução da variabilidade amostral é percebido com o uso do centroide como representante do processo de agregação dos ruídos também no modelo GEVAZP, que gera cenários estocásticos de vazões para o segundo mês do horizonte do modelo DECOMP. Vale lembrar que na versão do modelo GEVAZP usada para esse estudo também foi incorporado o uso da correlação espacial mensal.

No gráfico da Figura 2.4, a série azul representa o CMO calculado pelo modelo DECOMP variando a semente do modelo GEVAZP (de 0 a 1000, de 100 em 100) sem considerar o aprimoramento proposto pelo GT-Metodologia e mantendo-se a Função de Custo Futuro do modelo NEWAVE fixa, rodada com semente 0 e também sem considerar os demais aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia.

Ao se inserirem os novos aprimoramentos (centroide e correlação espacial mensal) no modelo GEVAZP, sem considerar os demais aprimoramentos no modelo NEWAVE (“ofic”), observa-se, além de uma ligeira queda no CMO devida à correlação espacial mensal, uma menor variabilidade amostral entre as sementes do modelo GEVAZP (série amarela) em relação ao caso original (série azul), decorrente do uso do centroide. A mesma informação pode ser observada na

Tabela 2.1, em que se observa que o desvio padrão da amostra diminui quando são incorporados os novos aprimoramentos no modelo GEVAZP

O mesmo comportamento, de redução dos valores de CMO e da variabilidade amostral das diversas sementes do modelo GEVAZP, é observado com o uso da FCF com o uso dos novos aprimoramentos (“NP”⁷) no modelo NEWAVE, que eleva os valores de CMO, conforme se vê ao se passar da série vermelha para a série verde do gráfico.

Vale destacar que ao se acrescentarem os novos aprimoramentos apenas no modelo NEWAVE (passando da série azul para a série vermelha), não se observa uma redução da variabilidade amostral no CMO calculado pelo DECOMP, uma vez que neste caso não há centroide nos cenários gerados pelo GEVAZP, de maneira que as sementes apresentam maior variabilidade entre si, apesar de utilizarem a FCF do modelo NEWAVE em que na geração de cenários se considerou o uso do centroide (e semente 0).

No entanto, conforme visto na

⁷ Simulação considerou os seguintes aprimoramentos: reamostragem plena - passo 1 – momento *forward*, centroide, correlação mensal e volume mínimo operativo (VminOp).

Tabela 2.1, a utilização conjunta dos novos aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia tanto no modelo NEWAVE quanto no modelo DECOMP/GEVAZP leva à redução da variabilidade amostral dos cenários gerados com as diversas sementes no modelo GEVAZP, ao mesmo tempo em que eleva o patamar do CMO (da série azul para a série verde do gráfico).

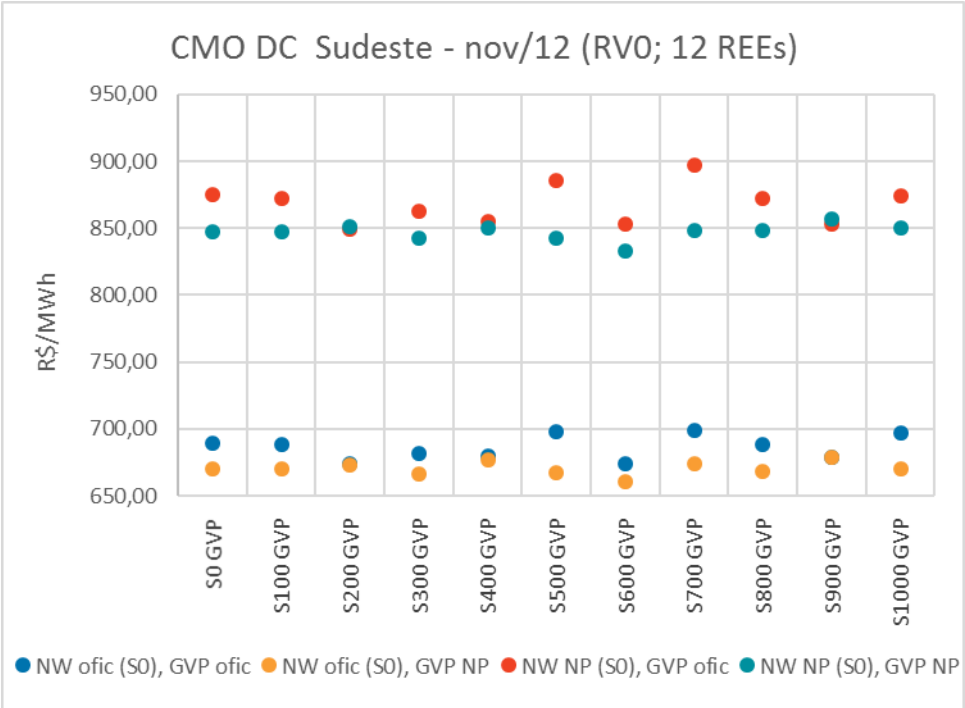


Figura 2.4 – Redução da variabilidade amostral com a utilização de centroide no GEVAZP para o DECOMP.

Tabela 2.1 – Métricas da distribuição dos valores de CMO do DECOMP variando-se a semente do GEVAZP, com e sem os novos parâmetros no NEWAVE e no GEVAZP.

CMO DC Sudeste - Novembro/2012 (RV0; 12 REEs)				
Semente	NW ofic (S0), GVP ofic	NW ofic (S0), GVP NP	NW NP (S0), GVP ofic	NW NP (S0), GVP NP
S0 GVP	689,23	670,43	875,00	847,46
S100 GVP	688,35	670,43	871,80	846,86
S200 GVP	673,72	672,64	849,61	850,75
S300 GVP	681,77	666,53	862,62	842,38
S400 GVP	679,57	676,85	854,55	849,78
S500 GVP	698,23	667,59	885,56	842,91
S600 GVP	673,70	660,44	852,63	833,42
S700 GVP	698,60	674,15	897,29	848,67
S800 GVP	687,98	668,08	871,87	848,00
S900 GVP	678,59	678,97	853,20	856,67
S1000 GVP	697,13	670,45	874,21	850,35
Média	686,1	670,6	868,0	847,0
Desvio padrão	8,9	4,9	14,4	5,7
Intervalo de confiança	6,8	3,8	11,1	4,4

2.3 Incorporação da aversão ao risco de armazenamentos baixos no modelo NEWAVE

Com a incorporação de um mecanismo adicional de segurança, refletindo a aversão ao risco de armazenamentos baixos, verifica-se que o objetivo foi atendido, pois houve uma redução do percentual de violação de séries abaixo dos níveis meta especificados, conforme pode ser observado nos gráficos de permanência da energia armazenada em novembro de 2019, por REE, da Figura 2.5 até a Figura 2.8. Os resultados se referem ao **PMO de fevereiro de 2019**.

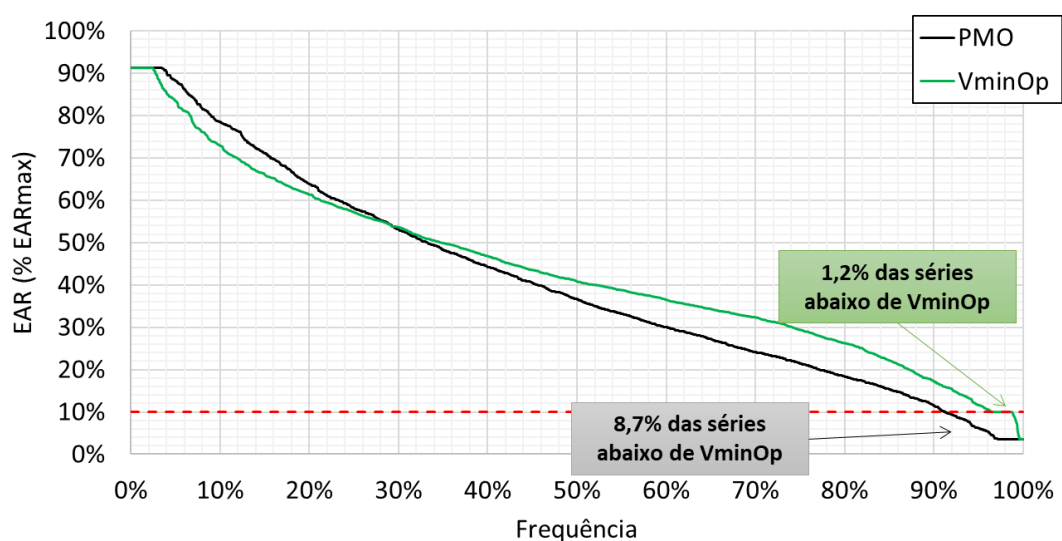


Figura 2.5 – Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Paraná.

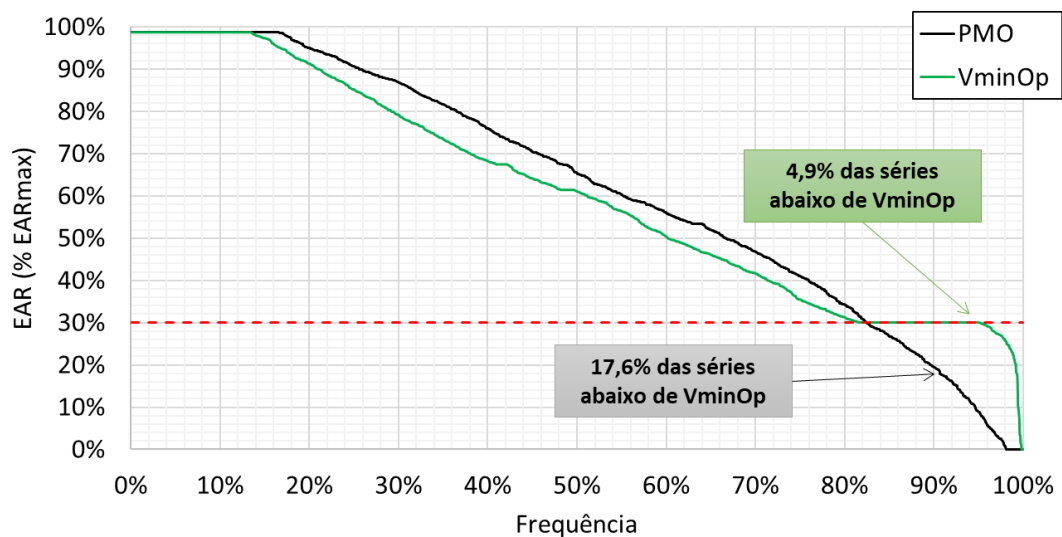


Figura 2.6 - Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Sul + Iguaçu.

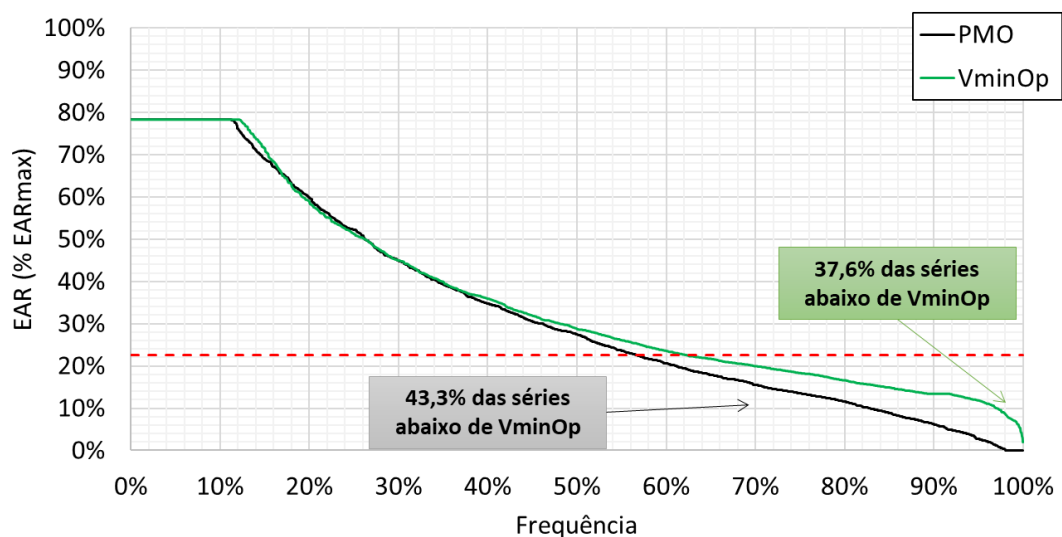


Figura 2.7 - Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Nordeste.

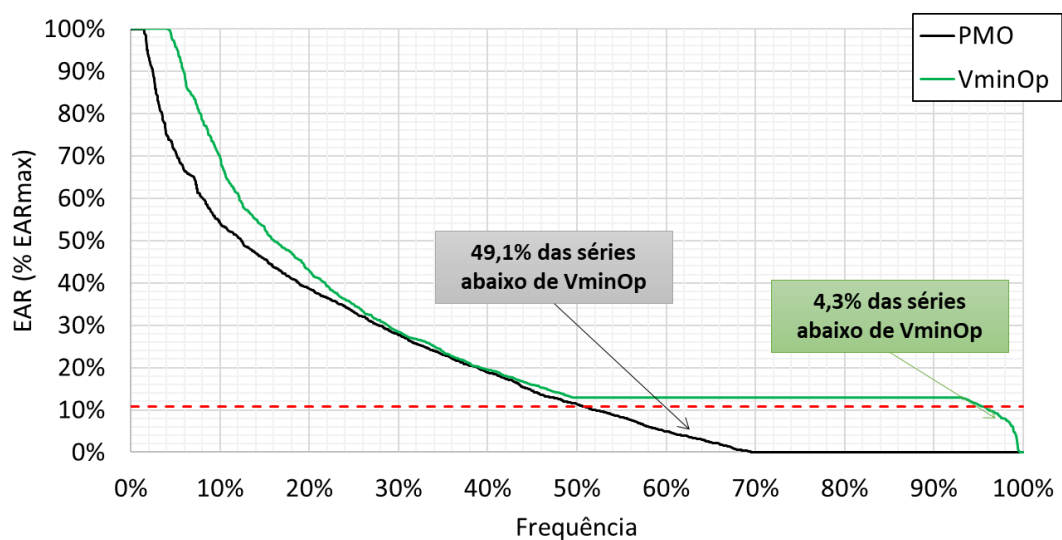


Figura 2.8 - Energia Armazenada em novembro/2019 – REE Norte.

3 Avaliação de reparametrização do CVaR

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

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

3.1 Avaliação preliminar da adequação dos parâmetros do CVaR

O objetivo desta seção é, a partir de alguns resultados obtidos com o NEWAVE, escolher uma lista de parâmetros do CVaR para uma análise mais detalhada da operação do sistema e da formação de preço, a partir dos resultados do *backtest*, realizado pela CCEE.

3.1.1 PMO Julho/14 e Outubro/18

Após a determinação do conjunto de implementações a serem incorporadas no modelo NEWAVE, foi iniciada a recalibração dos valores de λ . Dessa forma, foi possível avaliar se o “trade-off” geração térmica x déficit continuava adequado com o uso de todas as funcionalidades sugeridas pelo GT-Metodologia.

Foram feitas análises nos PMOs de Julho/14 e Outubro/18, conforme Figura 3.1 e Figura 3.2, onde podemos observar que o aumento do valor de λ traz um aumento de geração térmica proporcional. O objetivo foi encontrar uma solução onde fosse verificada a redução do déficit com menor geração térmica possível.

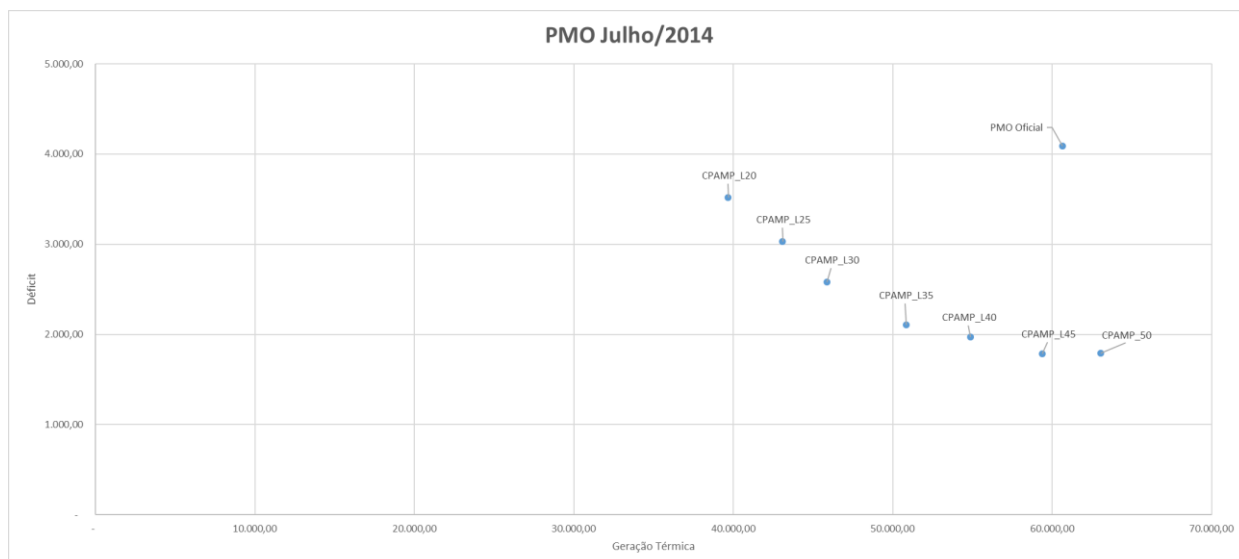


Figura 3.1 – Variação do lambda juntamente com as implementações propostas pelo GT-Metodologia para o PMO de julho de 2014

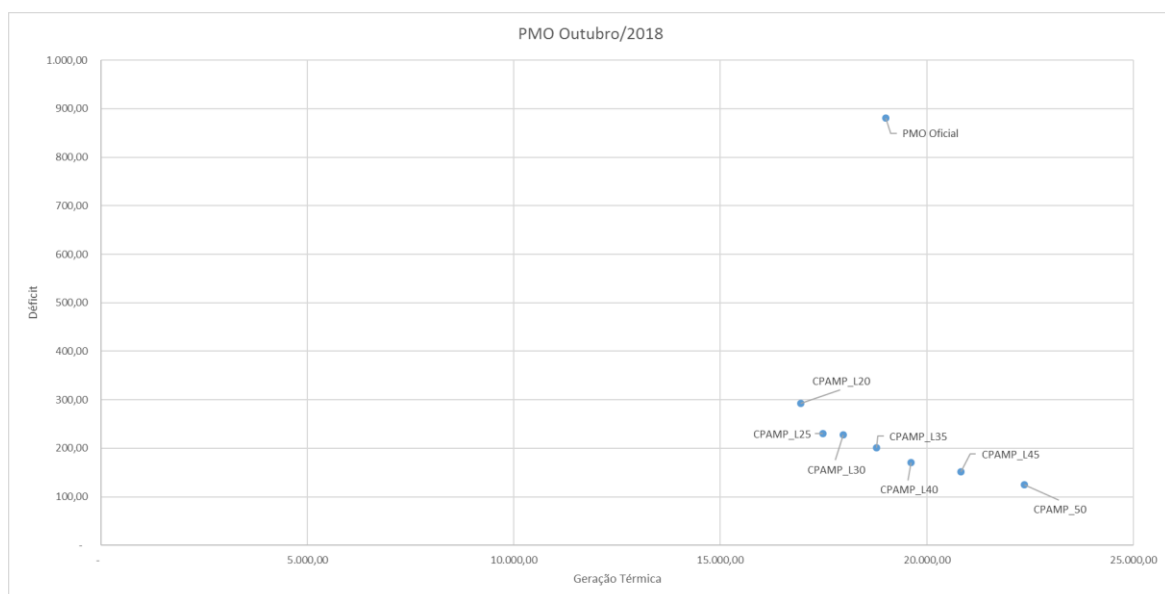


Figura 3.2 – Variação do lambda juntamente com as implementações propostas pelo GT-Metodologia para o PMO de outubro de 2018

O mesmo comportamento se verifica no PMO de outubro/18, onde o aumento no valor do parâmetro lambda corresponde ao aumento de geração térmica.

Em ambos os casos, julho/14 e Outubro/18, pode-se verificar a grande redução dos déficits com o uso das novas implementações comparados ao caso do PMO oficial.

3.1.2 PLD

Como apresentado nas seções anteriores, os aprimoramentos propostos para o NEWAVE e GEVAZP podem levar a outro ponto de operação do sistema, tornando o modelo mais conservador do ponto de vista de operação do SIN, que pode resultar em um custo total da operação mais elevado, bem com os valores de CMO. Esse comportamento se justifica, pelos níveis meta que foram estabelecidos, bem como a exploração mais completa da árvore de cenários de afluições. Dessa forma, surge a necessidade de avaliar se os parâmetros do mecanismo de aversão ao risco do CVaR atualmente utilizados pelo modelo NEWAVE ($\alpha = 50\%$; $\lambda = 40\%$) permanecem adequados para o nível de segurança que se deseja no SIN.

Para essa avaliação foram avaliados os *decks* dos meses de abril/2012, novembro/2012 e outubro/2015, sendo utilizado um caso como referência sem considerar os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia, executado na versão 25 do modelo NEWAVE para cada um dos meses, e três casos considerando todos os aprimoramentos (reamostragem plena, passo 1, centroide e correlação espacial mensal, 30 iterações mínimas, V_{minOp} e V_{minP}) e uma sensibilidade para os parâmetros CVaR iguais a 50/20, 50/25, 50/30, 50/35, 50/40, 50/45 e 50/05 para cada mês. Vale lembrar, que todos esses *decks* foram trazidos para a configuração de 12 REEs.

As grandezas analisadas foram: gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, custo marginal da operação, geração hidráulica, geração térmica, custo de déficit e energia armazenada, cujos resultados são apresentados a seguir.

Gráfico de Pareto

O gráfico de Pareto permite avaliar o *trade-off* entre custo de geração térmica e custo de déficit quando se alteram os parâmetros do CVaR. Adicionalmente, de maneira a avaliar o potencial de armazenamento de energia ao final do período seco (novembro), comparou-se a energia armazenada no SIN no mês de novembro do primeiro ano (exceto o caso do PMO de novembro/2012, no qual se utilizou a energia armazenada de novembro/2013) dos casos com aprimoramentos com a energia armazenada do caso de referência. Desse modo, é possível identificar os valores de α e λ a serem estudados com maior ênfase com base nos casos que mais armazenaram água, evitando um período crítico como o que se observou à época dos casos simulados.

Na Figura 3.3 é possível notar que os casos com os parâmetros mais altos, e, portanto, mais restritivos (50/40, 50/45, 50/50), levaram a maior energia armazenada em novembro/2012, sendo que dois deles (50/45 e 50/50) tiveram, em contrapartida, custos de geração térmica mais elevados. Já quanto ao caso 50/40, é possível notar que os novos aprimoramentos permitem a obtenção de uma redução expressiva do custo de déficit, em conjunto com uma ligeira redução do custo de geração térmica.

Os demais parâmetros do CVaR avaliados ficaram à esquerda e abaixo do ponto de referência, observam-se menores custos de geração térmica e menor custo de déficit. Os casos 50/20 e 50/25 possuem custo de déficit próximo ao do caso de referência, enquanto que os casos 50/30 e 50/35, possuem tanto custo de déficit quanto custo de geração térmica bem menores do que os do caso referência. A energia armazenada para esses casos ficou abaixo do caso de referência.

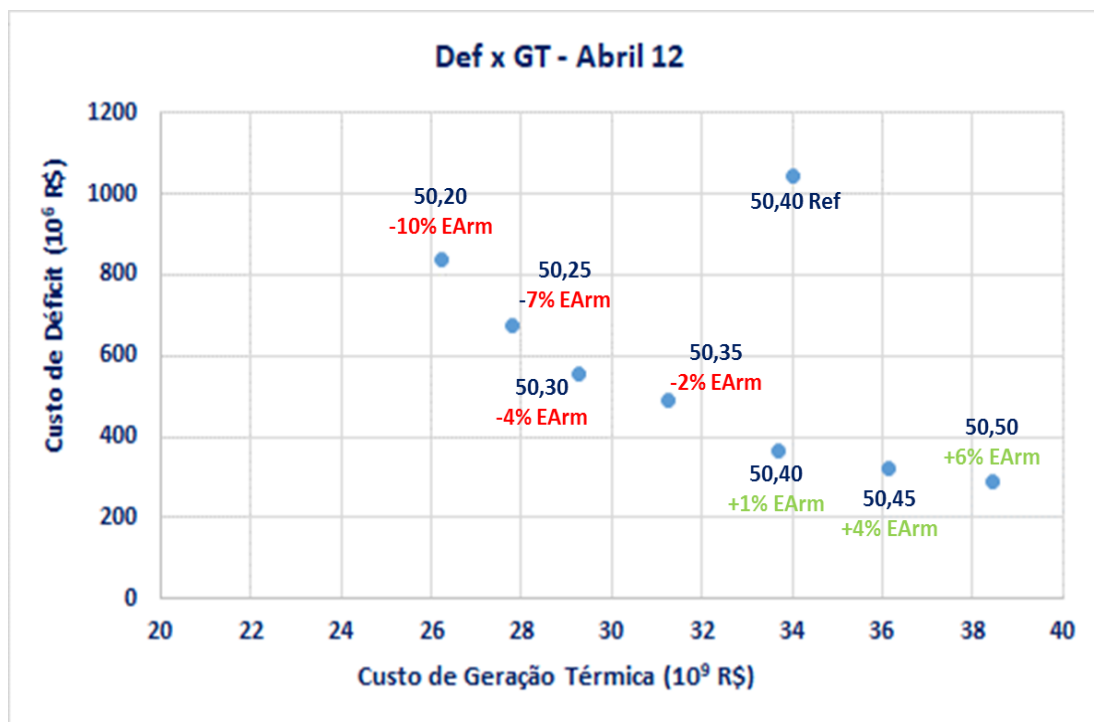


Figura 3.3 – Gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, abril/2012.

Na Figura 3.4, os resultados são semelhantes ao obtido e exposto na Figura 3.3 para o mês de abril/2012. A grande diferença é que para todas as sensibilidades avaliadas, avaliando o resultado do o custo do déficit observa-se uma redução de, aproximadamente, R\$ 1 bilhão no valor dessa grandeza.

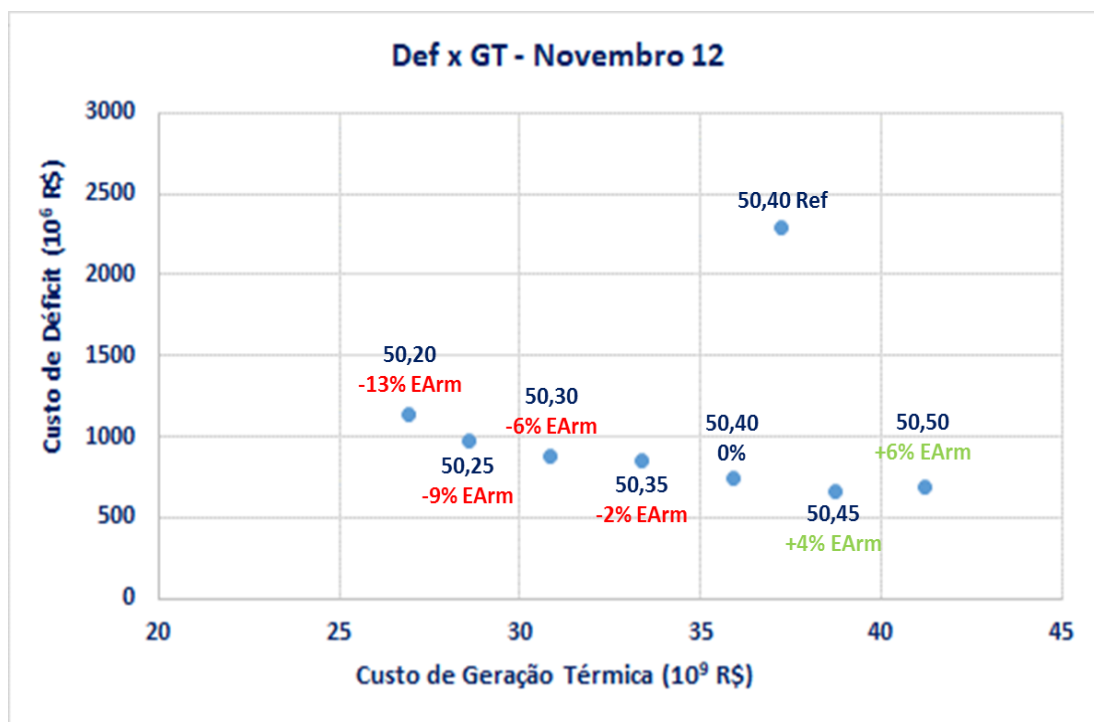


Figura 3.4 – Gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, novembro/2012.

Na Figura 3.5, o custo de déficit também apresenta valores menores do que aqueles do caso de referência, mas com pouca variação entre os demais casos. A energia armazenada no mês de novembro/2015 mostrou pouca variação quando comparada ao caso de referência.

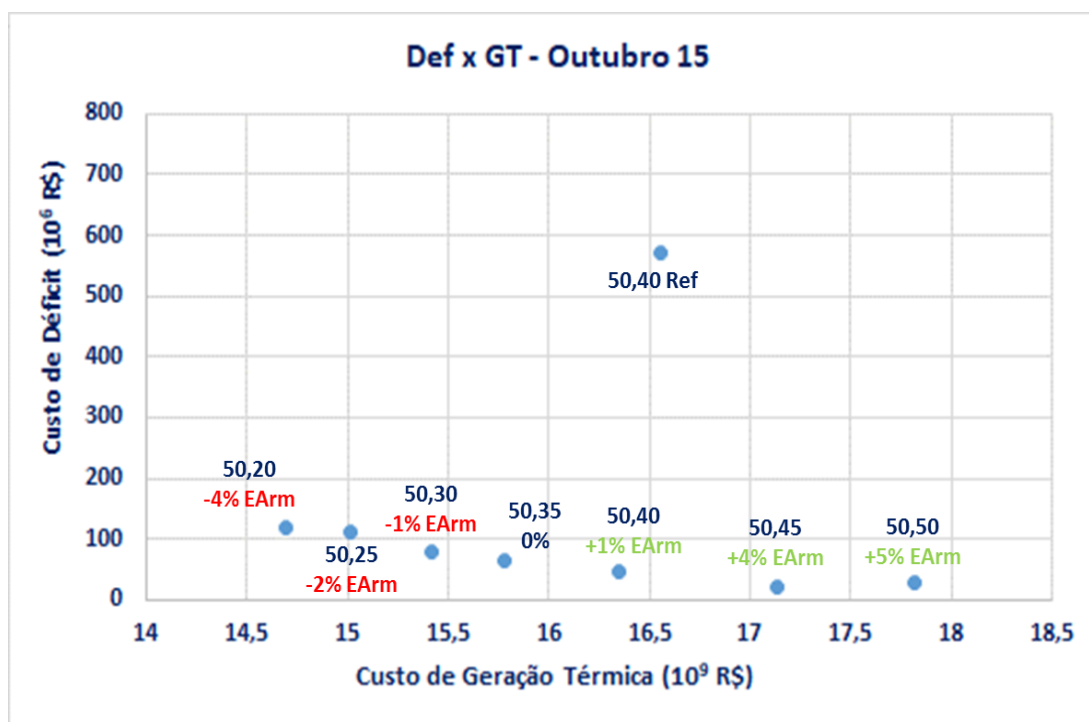


Figura 3.5 – Gráfico de Pareto do binômio segurança x custo de operação, outubro/2015.

Considerando o exposto acima, os parâmetros 50/20 e 50/25 apresentaram, de modo geral, redução no armazenamento do SIN. Por outro lado, os parâmetros 50/30, 50/35 indicam reduções menos significativas no armazenamento do SIN, com redução na geração térmica. Os parâmetros 50/40 e 50/45 apresentam ganhos em armazenamento na ordem de 1% e 4%, respectivamente. O parâmetro 50/50, por sua vez, apresentou aumento no custo da geração térmica com pouco ganho na redução do custo de déficit.

Custo Marginal de Operação

A Figura 3.6 mostra as curvas de trajetória do CMO (média das 2000 séries do NEWAVE) obtidas variando o CVaR do *deck* do PLD de abril/2012.

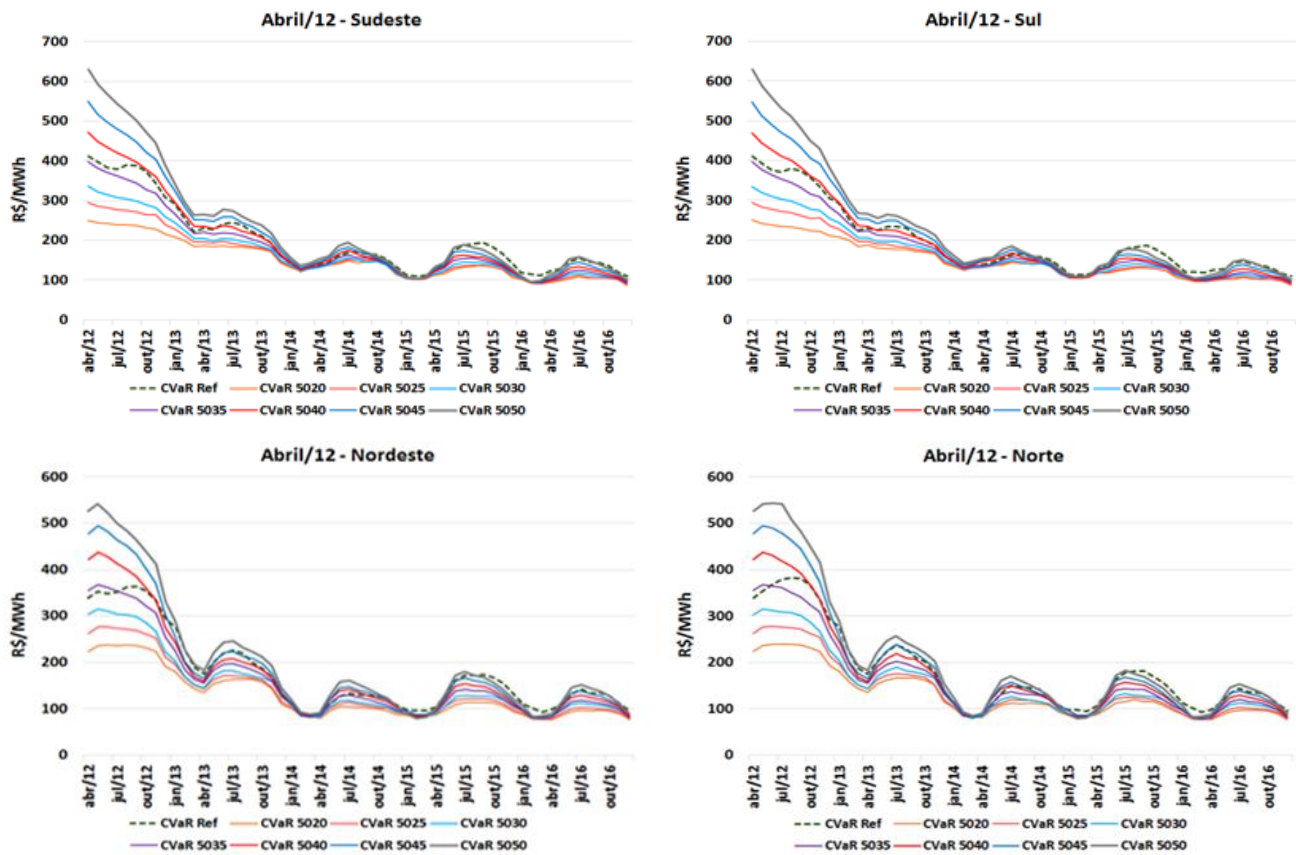


Figura 3.6 – Média das 2000 séries do CMO, abril/2012.

Como pode ser visto nos primeiros meses do horizonte, os valores dos casos com CVaR 50/20, 50/25, 50/30 e 50/35 (parâmetros menos restritivos que o caso de referência) estão abaixo do caso de referência, nos submercados sudeste e sul. Enquanto os valores dos casos com CVaR 50/40, 50/45 e 50/50 (parâmetros mais restritivos) estão mais altos. Avaliando os casos do CVaR com parametrização 50/30, 50/40 e 50/45 (Figura 3.7) para o submercado Sudeste, é possível observar quais foram as diferenças de preço, representadas pelas barras, encontradas para esta sensibilidade.

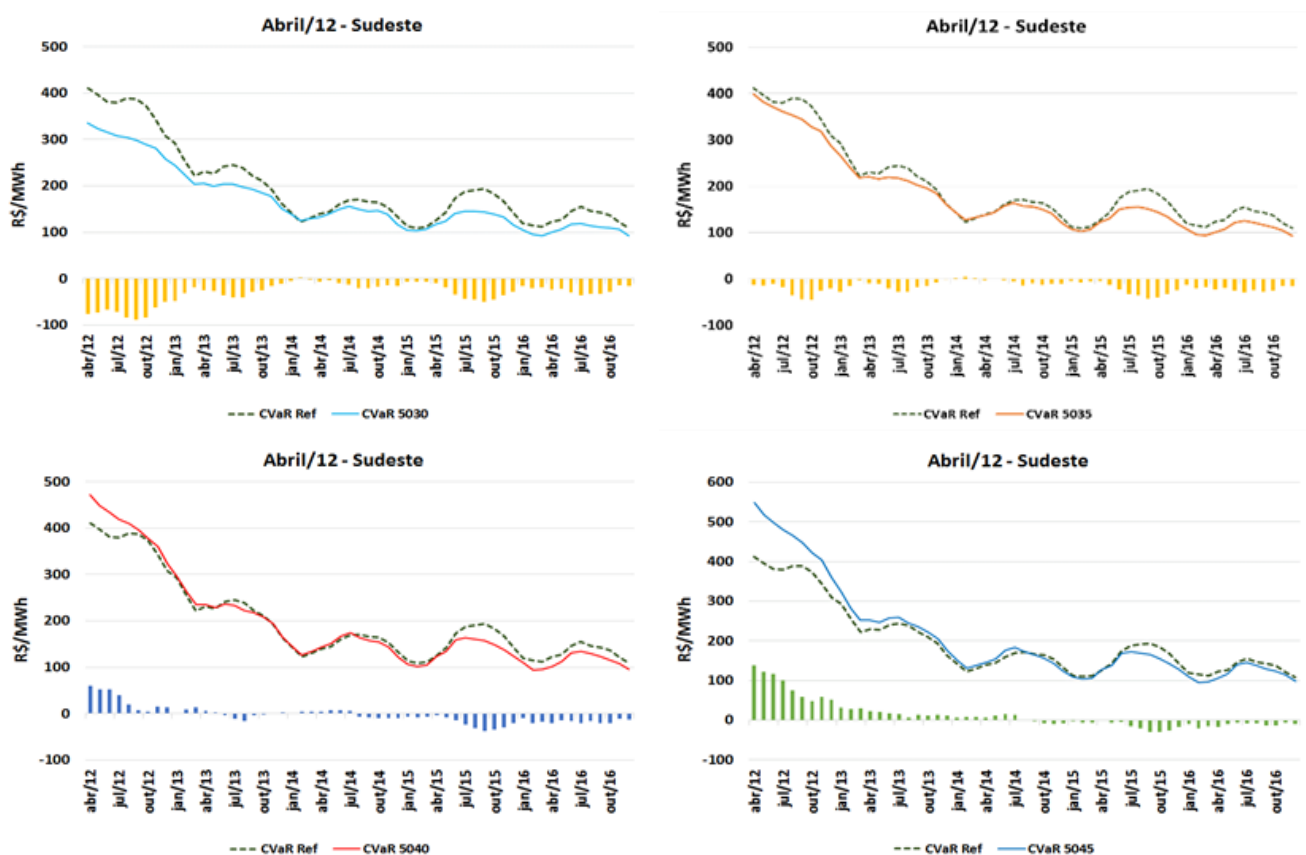


Figura 3.7 – Diferença no CMO entre o caso de referência e alguns parâmetros do CVaR avaliados, submercado Sudeste, abril/2012.

Como pode ser visto na Figura 3.6, para o caso CVaR 50/30, o CMO é menor do que o CMO do caso de referência ao longo de todo o período. Para os parâmetros 50/35, 50/40 e 50/45, o CMO é maior no início do período, e a diferença diminui ao longo dos meses, no entanto essa redução da diferença ocorre por volta de agosto/2012 para o caso 50/40, enquanto que isso só ocorre por volta de abril/2013 no caso CVaR 50/45.

O comportamento do CMO observado para o *deck* do PLD de abril/2012 se repete para os outros dois meses avaliados, novembro/2012 e outubro/2015 (Figura 3.8 a Figura 3.11).

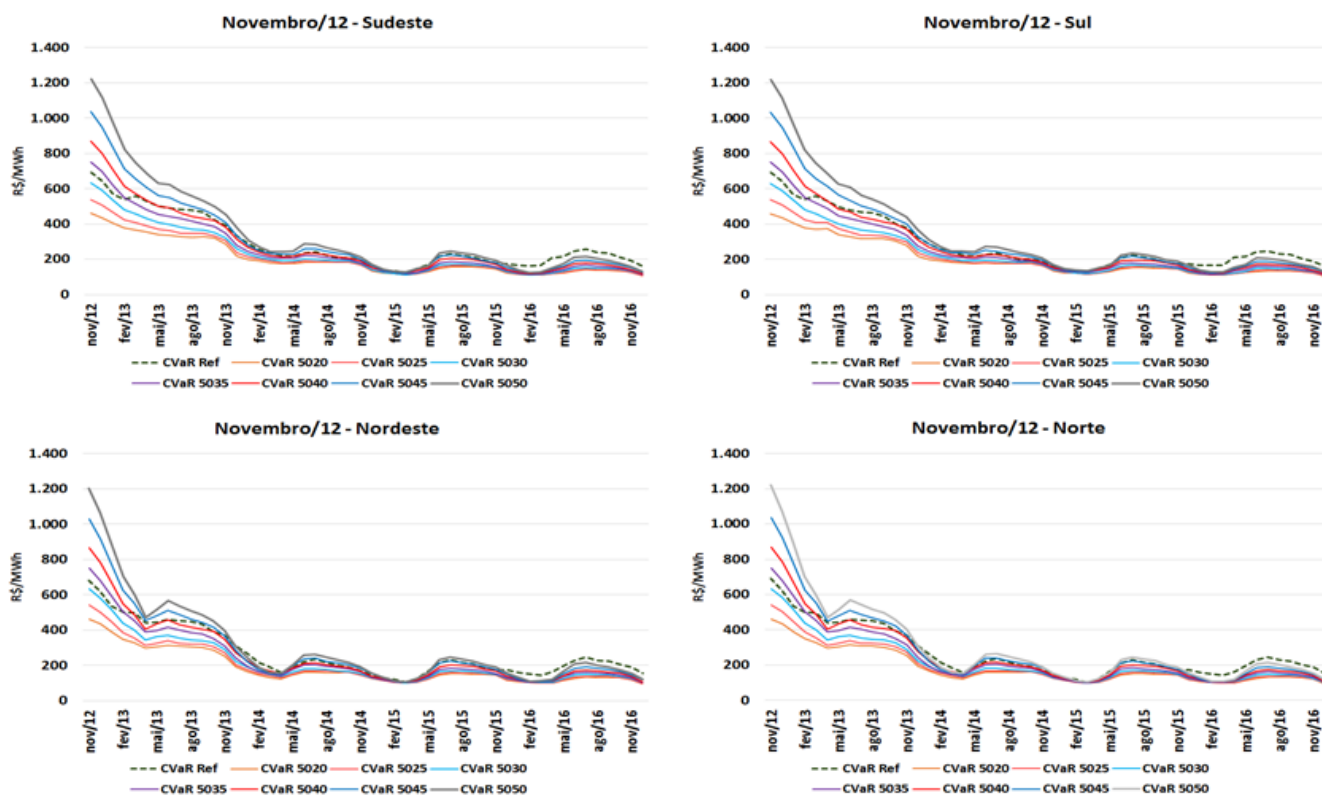


Figura 3.8 – Média das 2000 séries do CMO, novembro/2012.

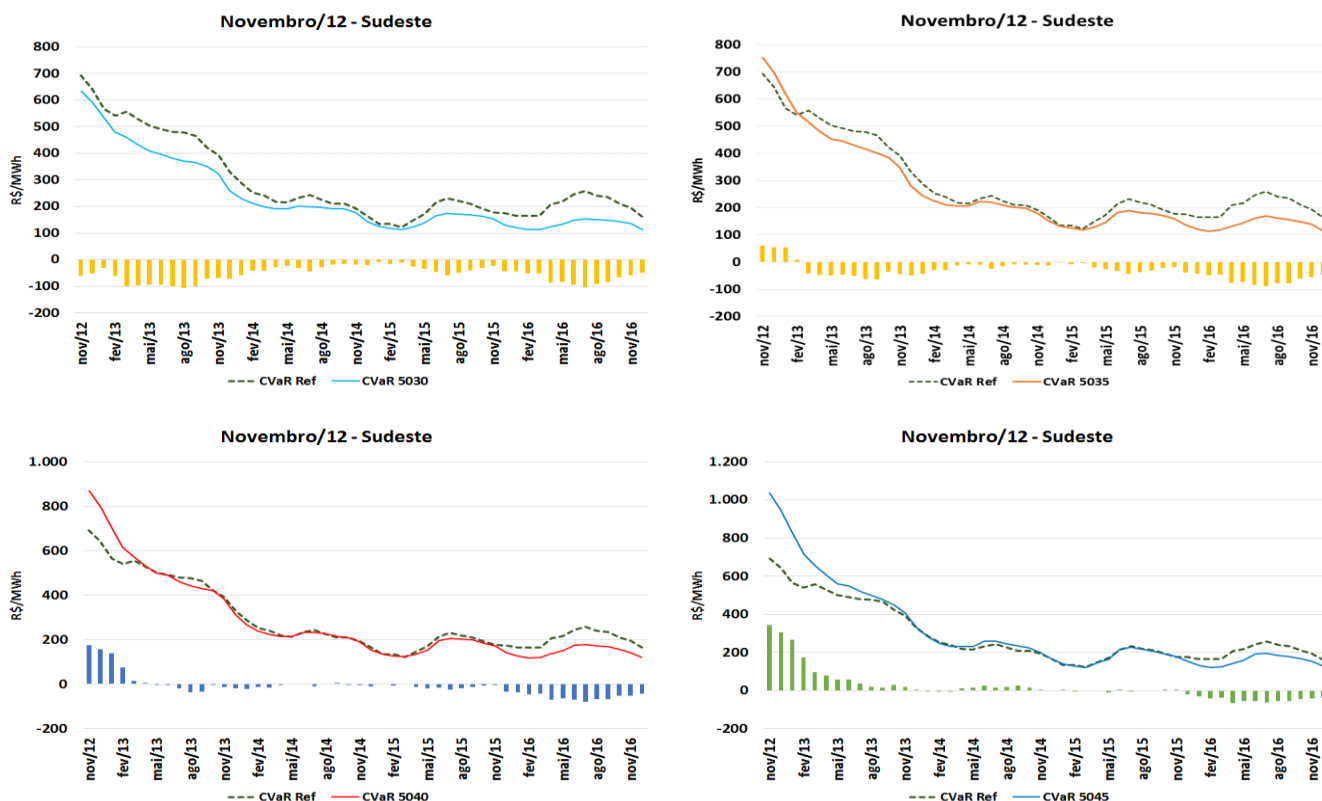


Figura 3.9 – Diferença no CMO entre o caso de referência e alguns parâmetros do CVaR avaliados, submercado Sudeste, novembro/2012.

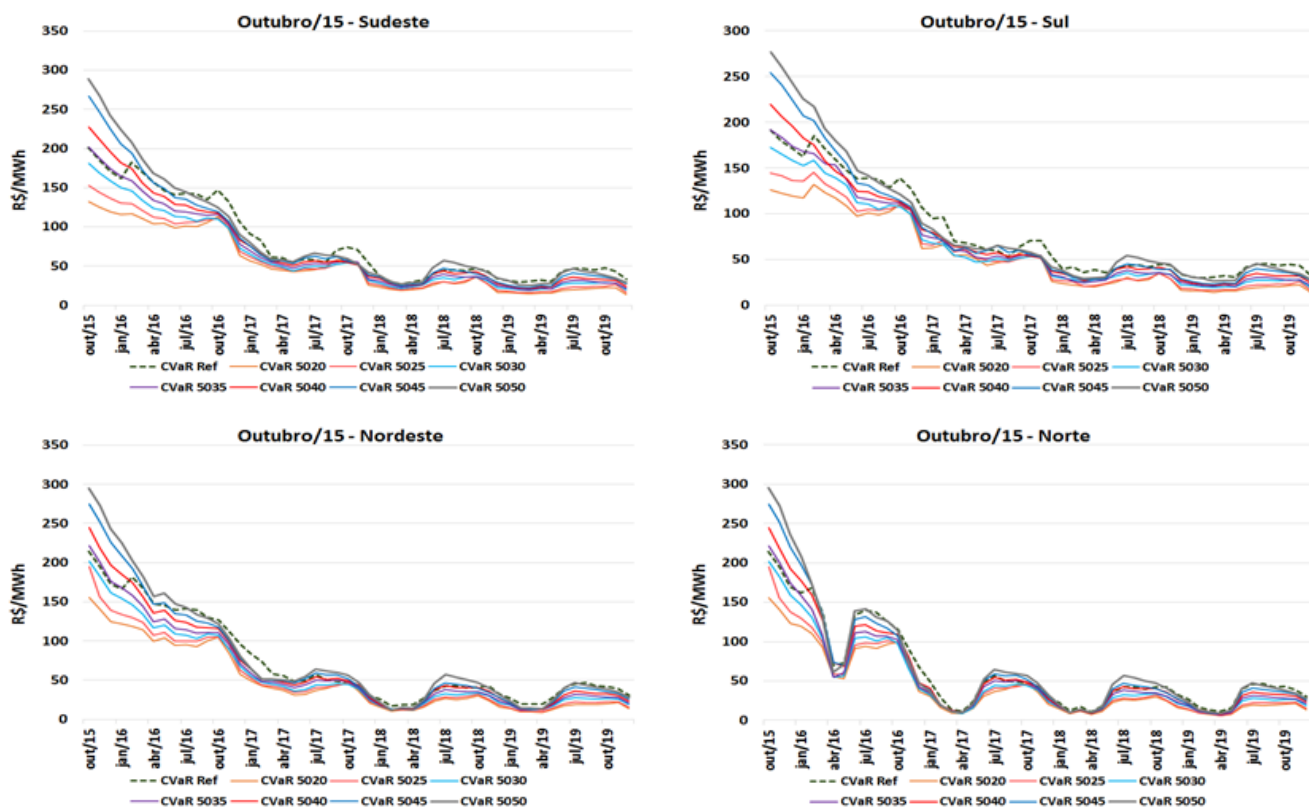


Figura 3.10 – Média das 2000 séries do CMO, outubro/2015.

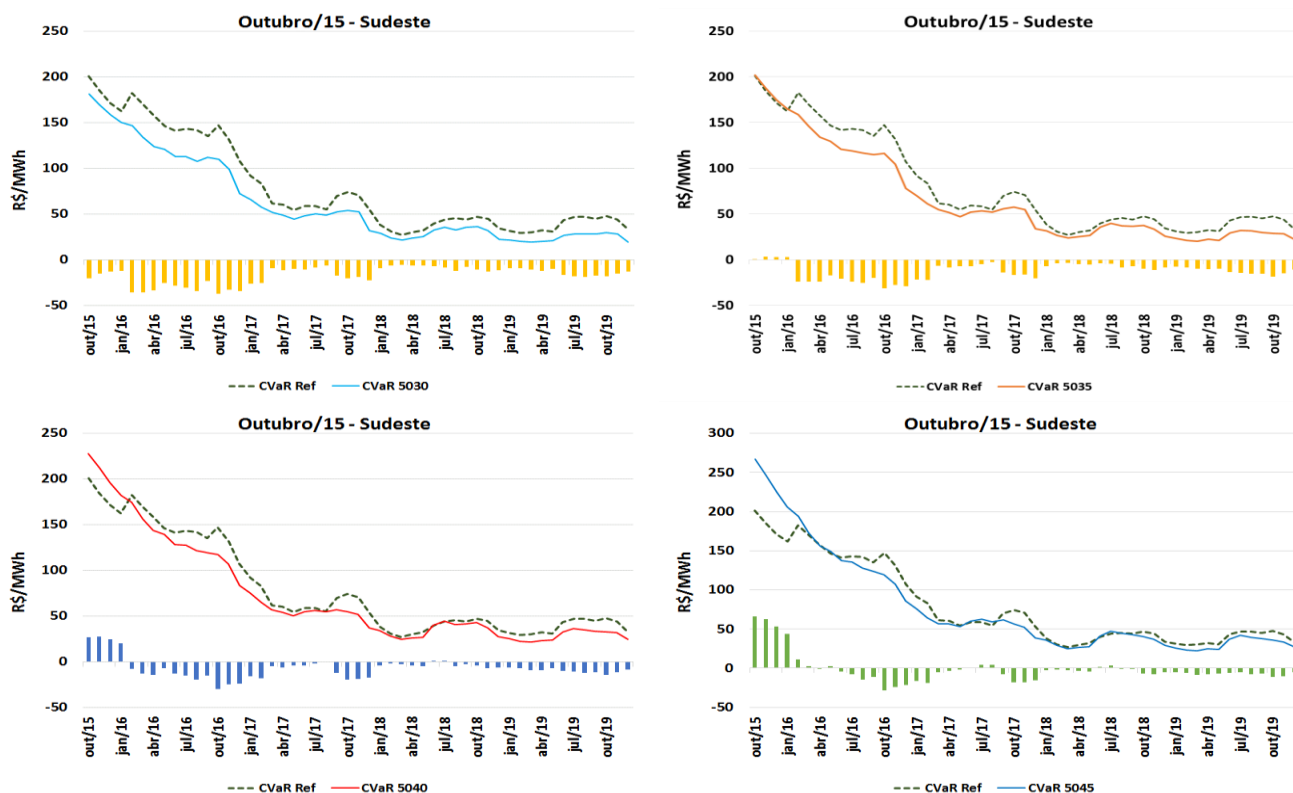


Figura 3.11 - Diferença no CMO entre o caso de referência e alguns parâmetros do CVaR avaliados, submercado Sudeste, outubro/2015.

Geração hidráulica

Avaliando a geração hidráulica (Figura 3.12) para o SIN no *deck* do PLD de abril/2012, identifica-se que os casos com os parâmetros de aversão a risco maior (50/40, 50/45 e 50/50) atingem níveis de geração menores do que os do caso de referência, enquanto os demais casos têm geração hidráulica maior (CVaR 50/20, 50/25 e 50/30) ou igual (CVaR 50/35) ao caso de referência.

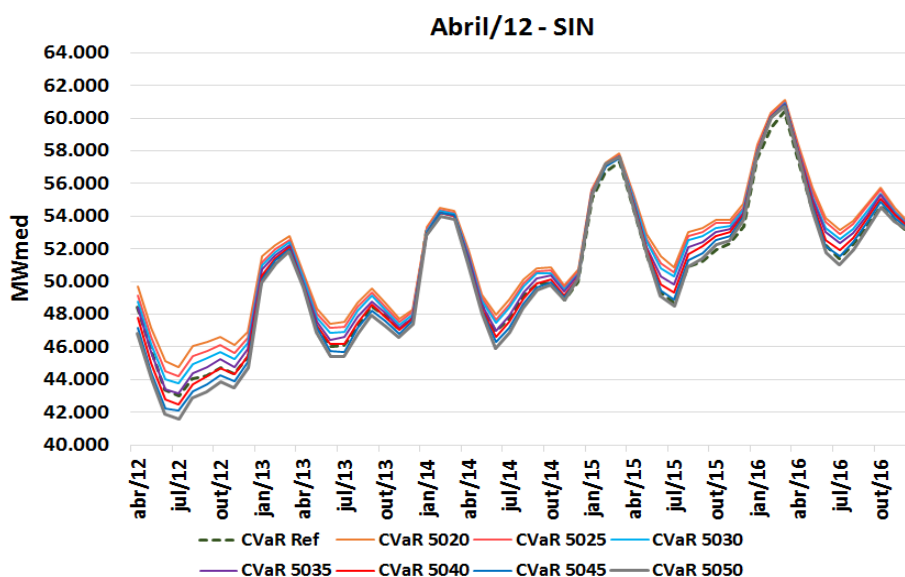


Figura 3.12 - Média das 2000 séries da geração hidráulica, abril/2012.

Para o *deck* do PLD de novembro/2012 (Figura 3.13), os níveis de geração hidráulica não diferem muito da geração apresentada no caso de referência.

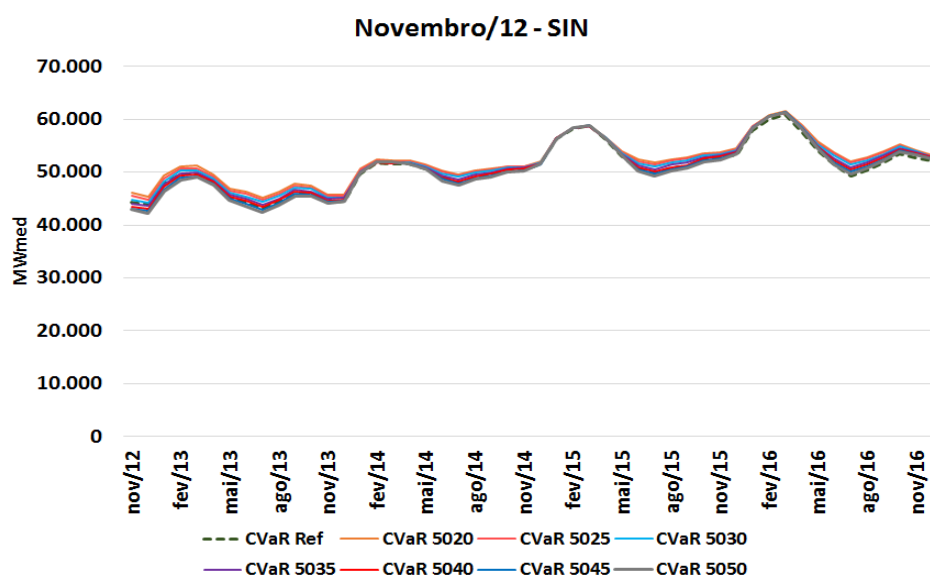


Figura 3.13 – Média das 2000 séries da geração hidráulica, novembro/2012.

Finalmente, considerando o *deck* do PLD de outubro/2015 (Figura 3.14), similarmente ao caso de abril/2012, os parâmetros de aversão ao risco maior (50/40, 50/45 e 50/50) atingem níveis

de geração menores do que os do caso de referência, enquanto os demais casos têm geração hidráulica maior (CVaR 50/30, 50/25 e 50/20) ou igual (CVaR 50/35) ao caso de referência. A partir do segundo ano do horizonte, essas diferenças já não são tão perceptíveis.

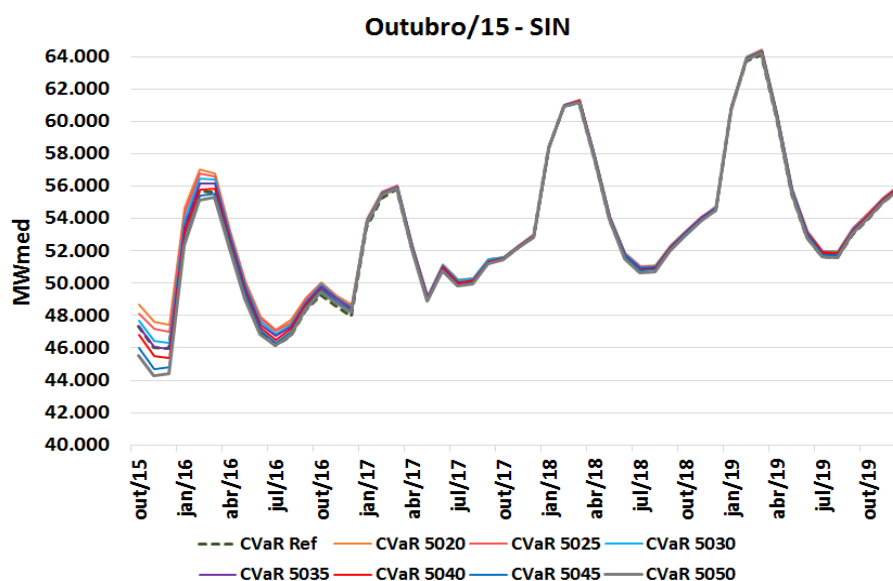


Figura 3.14 – Média das 2000 séries da geração hidráulica, outubro/2015.

Geração térmica

A geração térmica no SIN (Figura 3.15) para o *deck* do PLD de abril/2012 é menor para os casos CVaR 50/20, 50/25, 50/30 e 50/35. Do mesmo modo, nos casos CVaR 50/40, 50/45 e 50/50, a geração térmica aumenta para compensar os menores níveis de geração hidráulica já apresentados.

Comportamento semelhante, é observado nos *decks* do PLD de novembro/2012 (Figura 3.16) e de outubro/2015 (Figura 3.17). Em outubro/15, observa-se que a complementariedade entre as gerações hidráulica e térmica fica evidente, ou seja, nos meses em que a geração hidráulica é menor, a geração térmica é maior e vice-versa.

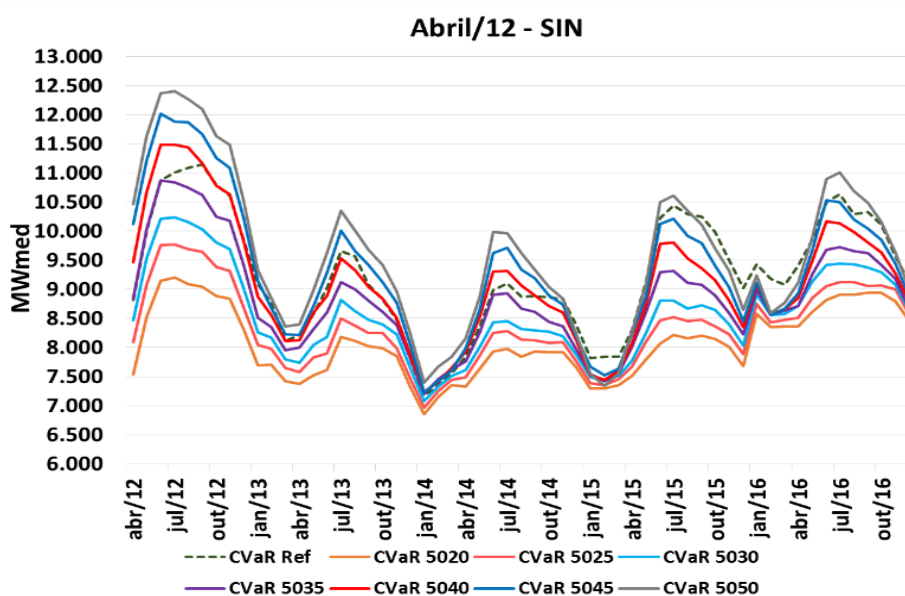


Figura 3.15 – Média das 2000 séries da geração térmica, abril/2012.

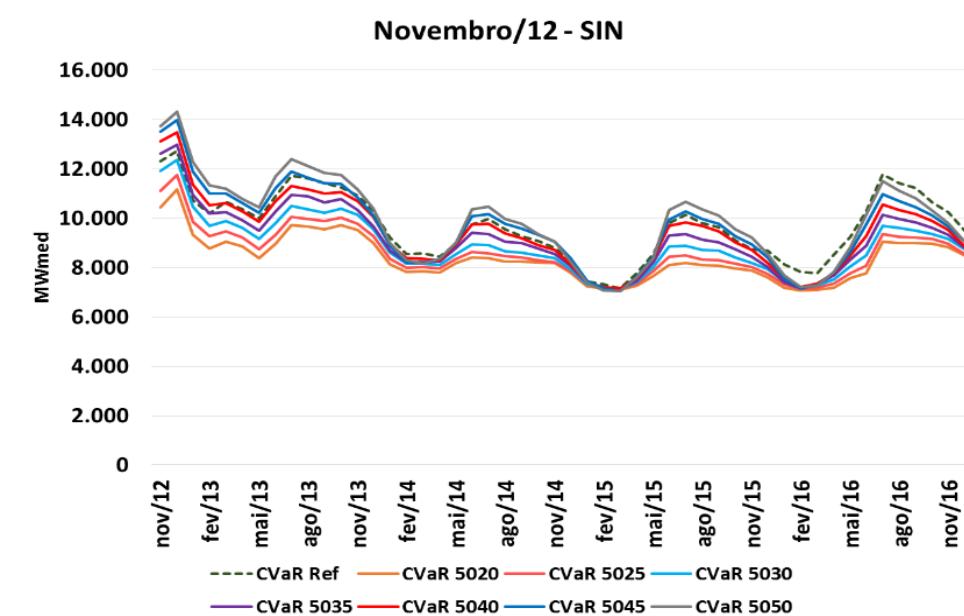


Figura 3.16 – Média das 2000 séries da geração térmica, novembro/2012.

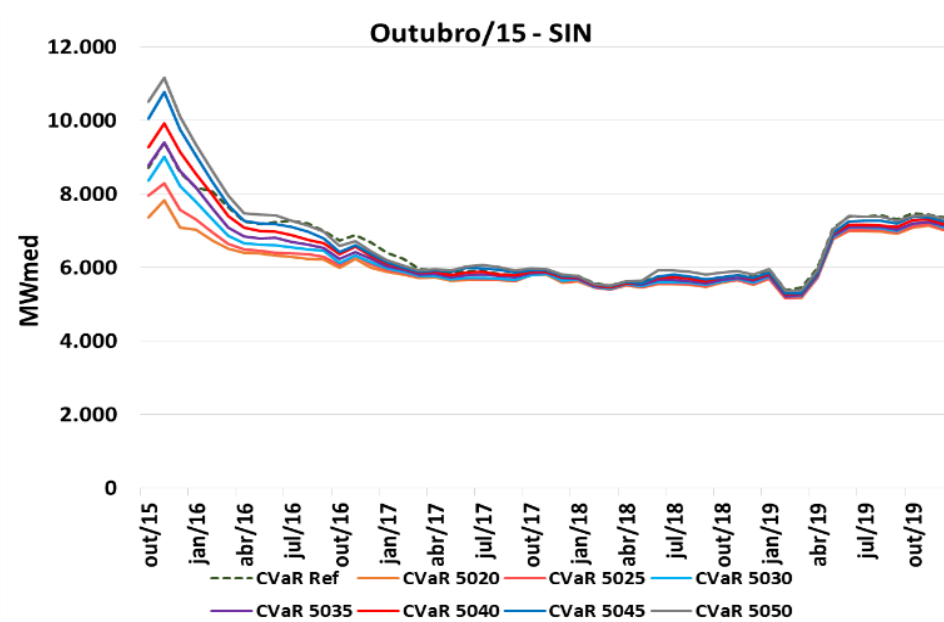


Figura 3.17 – Média das 2000 séries da geração térmica, outubro/2015.

Energia armazenada

A Figura 3.18 mostra o comportamento da energia armazenada, ao longo do horizonte de simulação, para o *deck* do PLD de abril/2012. No submercado Sudeste, os casos com menores parâmetros α e λ apresentam níveis de armazenamento menores ao longo do período. No submercado Sul, cujo nível meta é de 30% para todos os meses, no início do horizonte para alguns dos parâmetros considerados a energia armazenada é inferior ao nível de referência.

Para os demais submercados avaliados observam-se níveis de armazenamento muito próximos ao do caso de referência, no início do horizonte de planejamento. No submercado Nordeste, são observados ganhos em armazenamento mais expressivos a partir de meados de julho/12. No submercado Norte, o caso CVaR 50/50 apresenta o mesmo nível obtido pelo caso de referência, ao longo do horizonte de simulação.

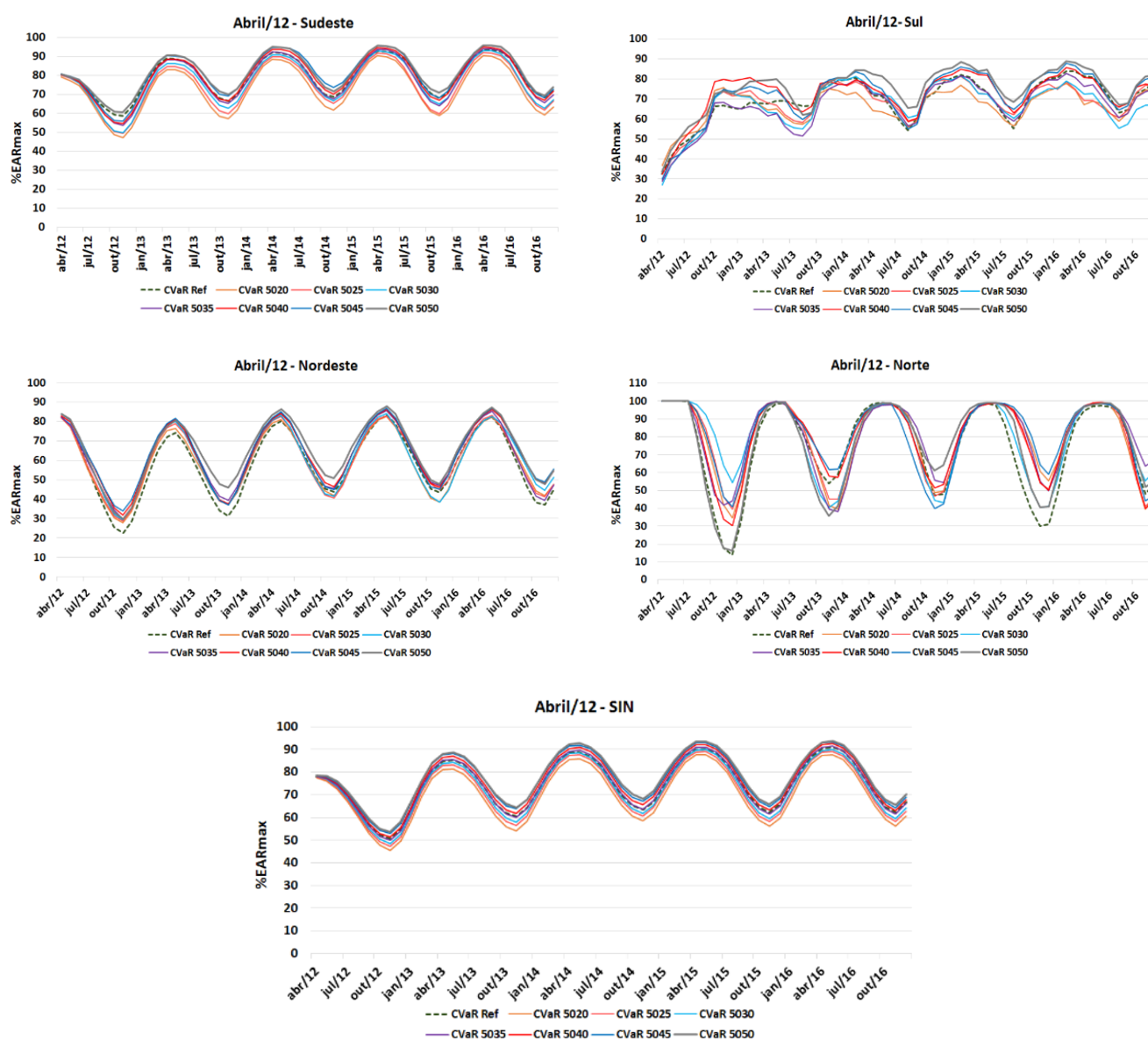


Figura 3.18 – Média das 2000 séries de energia armazenada, por submercado e no SIN, abril/12.

A Figura 3.19 apresenta o comportamento da energia armazenada, ao longo do horizonte de simulação, para o *deck* do PLD de novembro/2012. No submercado Sudeste para os parâmetros 50/20, 50/25, 50/30, 50/35, 50/40 observam-se níveis de armazenamento menores do que aquele observado no caso de referência. No submercado Sul, os casos CVaR 50/30 e 50/40 armazenam mais energia no início do período, e mantêm um nível similar ao dos demais casos no restante do período; os demais casos começam com nível abaixo do nível do caso de referência, porém com elevação nos meses seguintes.

No submercado Nordeste, observa-se ganhos em armazenamento, mais expressivos, ao longo do primeiro ano do horizonte de planejamento. No submercado Norte, com os parâmetros 50/40 tem-se níveis de armazenamento abaixo do nível de referência de maio/2013 até março/2014.

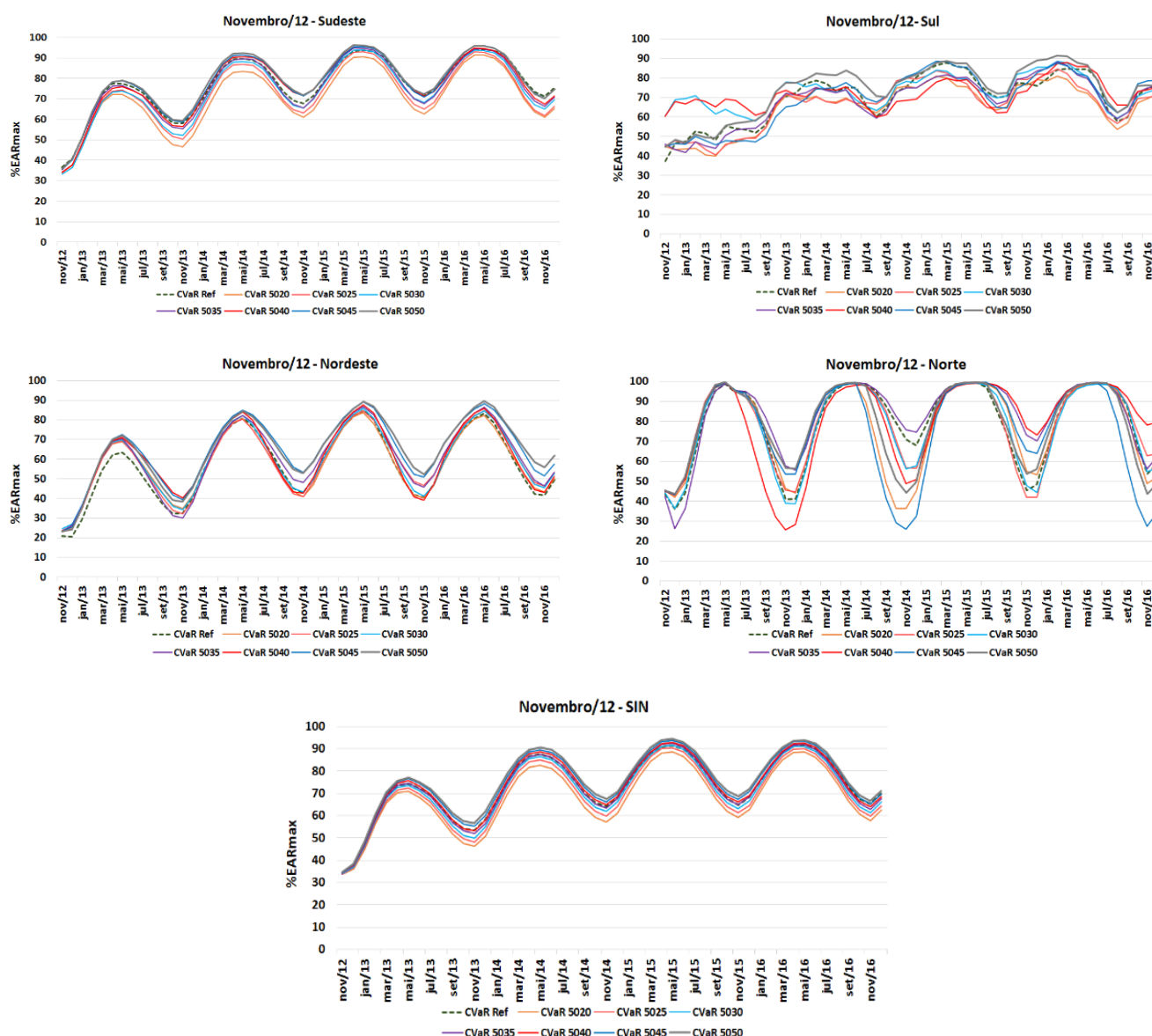


Figura 3.19 – Média das 2000 séries de energia armazenada, por submercado e no SIN, novembro/2012.

A Figura 3.20 apresenta o comportamento da energia armazenada, ao longo do horizonte de simulação, para o *deck* do PLD de outubro/2015: no submercado Sudeste o comportamento é semelhante ao observado nos outros dois *decks* de PLD apresentados ao longo dessa seção.

No submercado Sul, o caso que considerou os parâmetros 50/40 armazena mais energia no início do período, e mantém um nível próximo ao dos demais casos ao longo período de planejamento; os demais casos começam com nível abaixo do nível do caso de referência, porém esse nível se elevou nos meses seguintes.

No submercado Nordeste, no início do período de planejamento não observam-se diferenças entre o caso de referência e as sensibilidades consideradas. No submercado Norte, de modo geral, observam-se níveis de armazenamento inferiores ao do caso de referência até o final do terceiro ano do horizonte de simulação, após esse período observam-se ganhos no armazenamento do submercado.

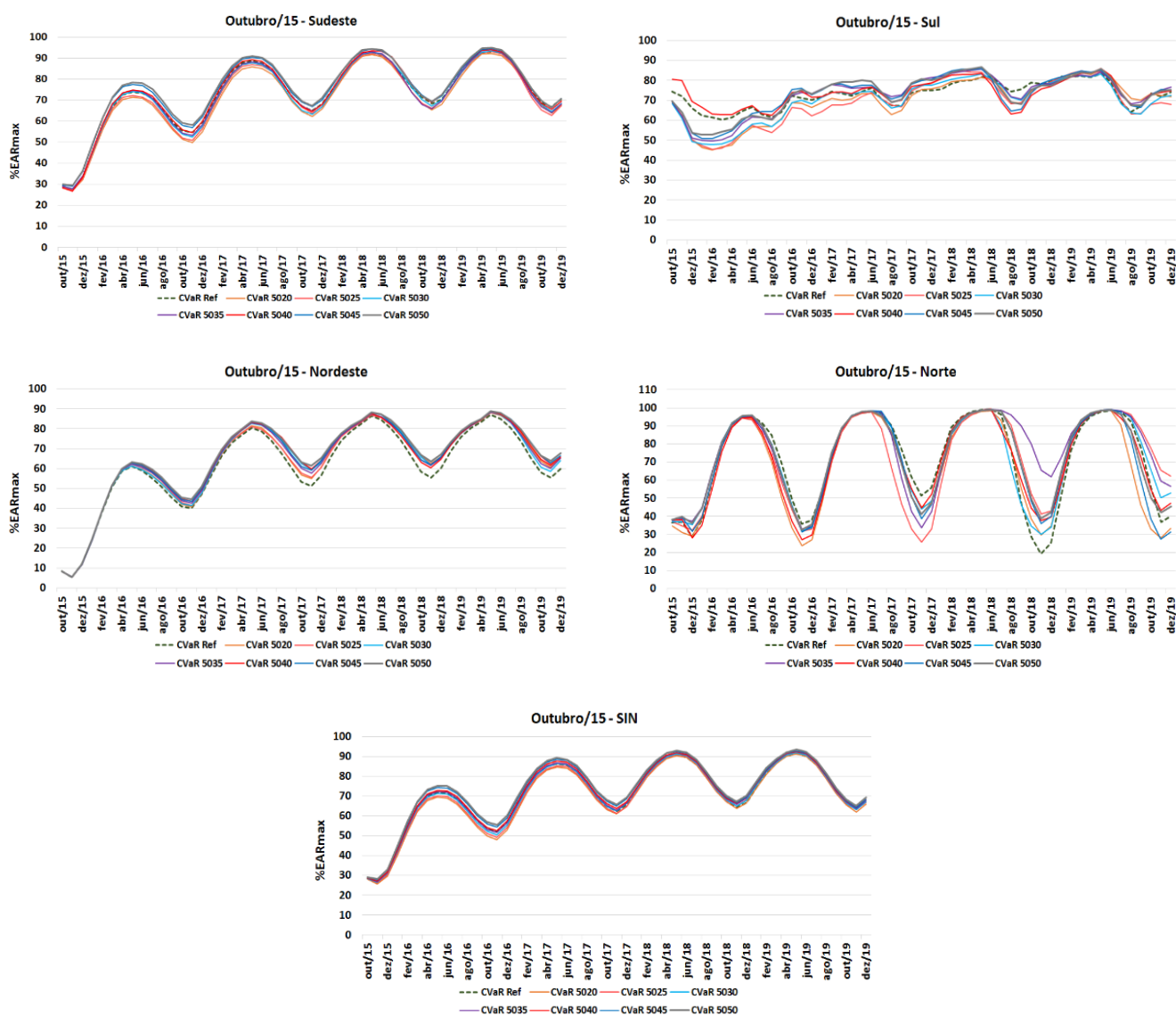


Figura 3.20 – Média das 2000 séries de energia armazenada, por submercado e no SIN, outubro/2015.

3.1.3 PDE 2027

Na Figura abaixo é apresentada a curva custo de geração térmica versus déficit médio, ao longo de todo o horizonte de operação, associada a configuração do PDE 2027 [20]. O par ordenado (x,y) diz respeito a solução obtida com os parâmetros CVAR $\alpha = x$ e $\lambda = y$.

Associado a cada ponto do gráfico, são apresentadas as seguintes estatísticas (sem racionamento preventivo):

- Variação percentual médio da energia armazenada do sistema ao longo de todo horizonte de planejamento, em relação ao caso vigente, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$ rodado na versão 25.6;
- Variação percentual da energia armazenada no primeiro mês de novembro, em relação ao caso vigente, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$;
- Variação percentual do custo de déficit total do sistema ao longo de todo horizonte de planejamento, em relação ao caso vigente, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$;
- Variação percentual do custo de geração térmica ao longo de todo horizonte de planejamento, em relação ao caso vigente, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$;
- Diferença do CMO médio do segundo mês do submercado Sudeste, em R\$/MWh, em relação ao caso vigente, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$;
- Valor do CMO médio do segundo mês do submercado Sudeste, em R\$/MWh.

A Figura 3.21 mostra o custo de déficit e de geração térmica com os respectivos intervalos de confiança. Para o PDE 2027, observa-se que ao usar as metodologias estudadas neste ciclo (CP_lambda), há redução do déficit ao considerar a parametrização do caso CP_40, que possui estatisticamente a mesma geração térmica que a do caso de referência.

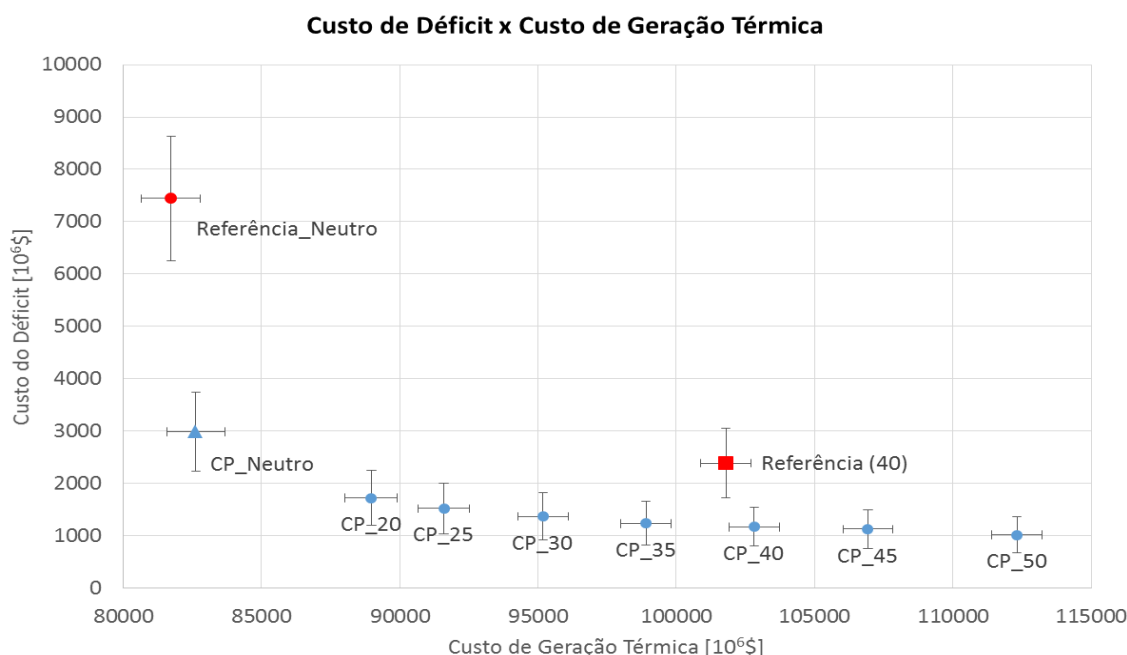


Figura 3.21 - Gráfico do Custo do Déficit x Custo de Geração Térmica.

A Figura 3.22 tem no eixo das ordenadas o Déficit e além disso diversos resultados da operação.

Nota-se que o caso CP_35 não impacta o armazenamento do horizonte, reduz a geração térmica e o déficit com aumento de 40 R\$/MWh no CMO.

A Figura 3.23 indica que o caso CP_35 ainda é estatisticamente igual a referência e que o CP_40 eleva os custos totais de operação.

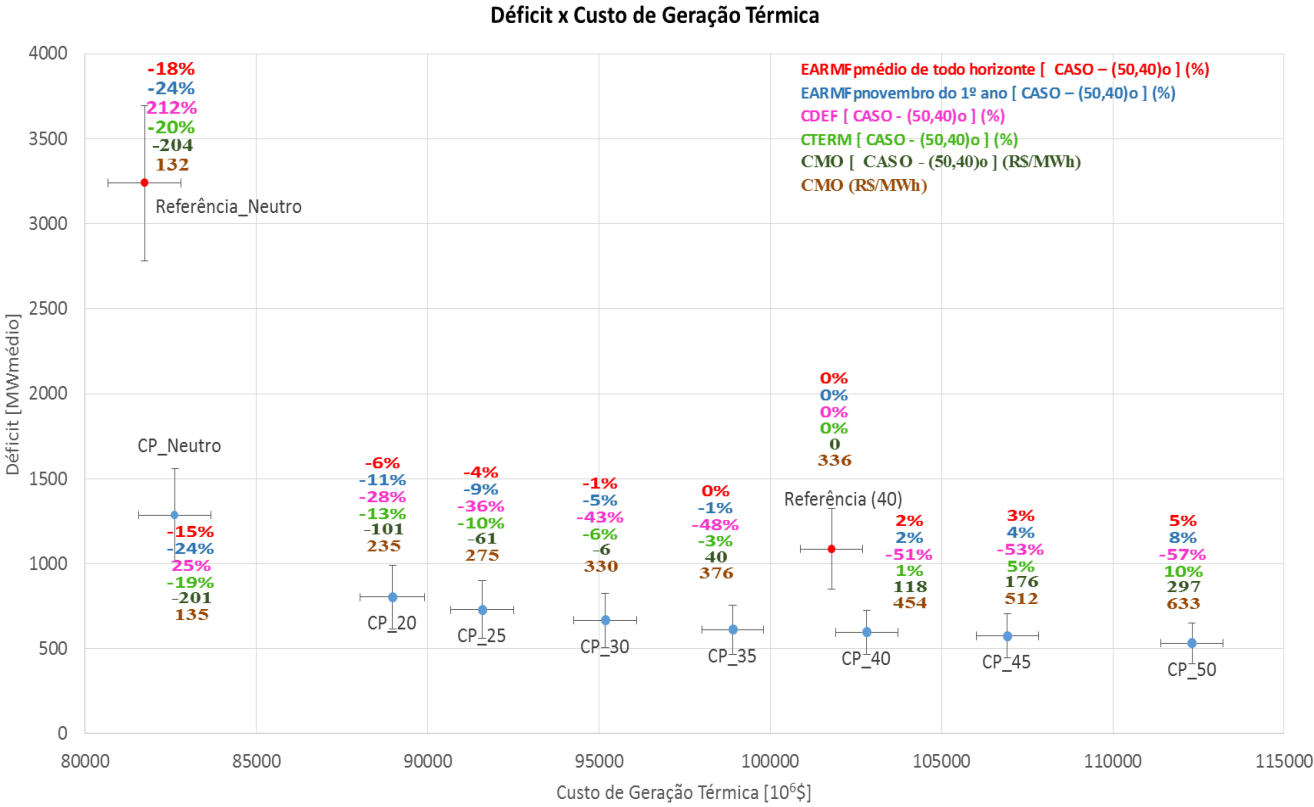


Figura 3.22 - Gráfico do Déficit x Custo de Geração Térmica.

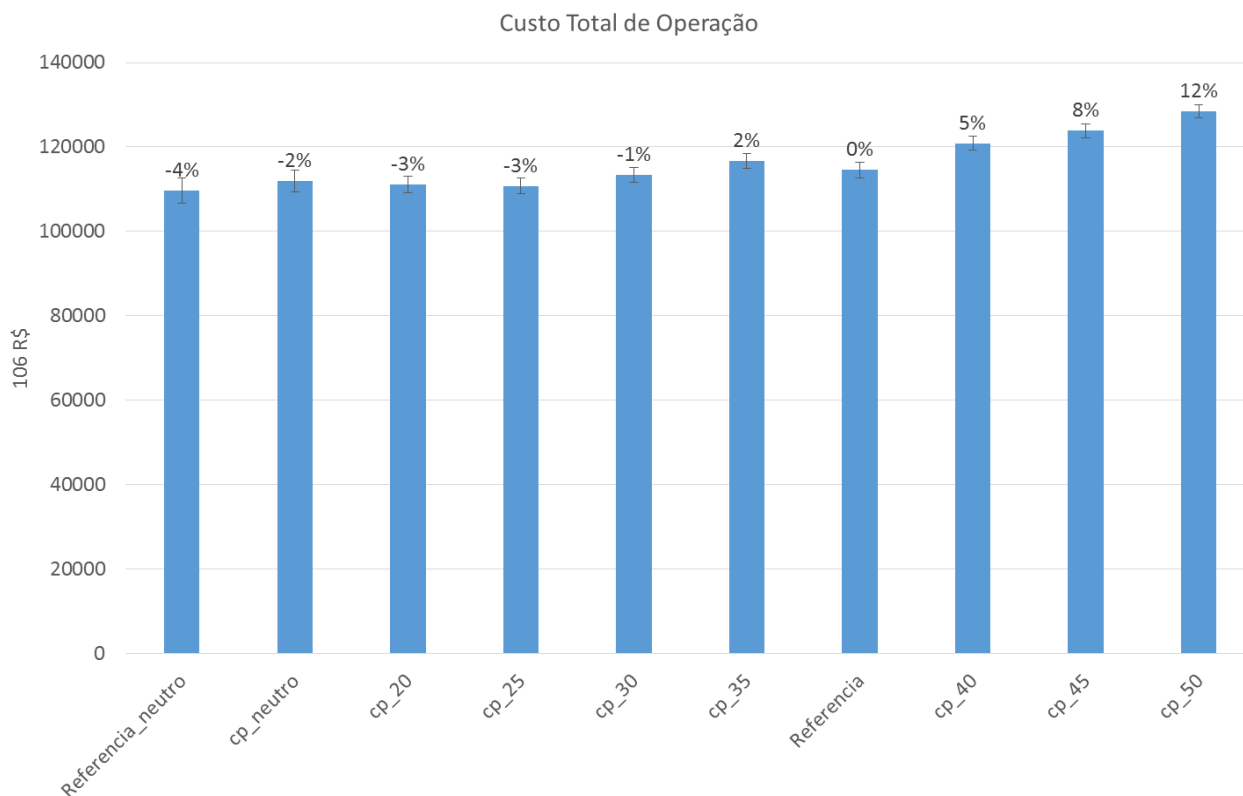


Figura 3.23 - Custo total de operação e variação em relação ao caso de referência (PDE 2027 rodado na versão 25.6).

A Figura 3.24 mostra que quanto maior o lambda do CVaR e, portanto, a aversão ao risco, maior o armazenamento médio no SIN. Observa-se para o PDE 2027 que os lambdas 30, 35 e 40 são iguais em termos de armazenamento e geração térmica média.

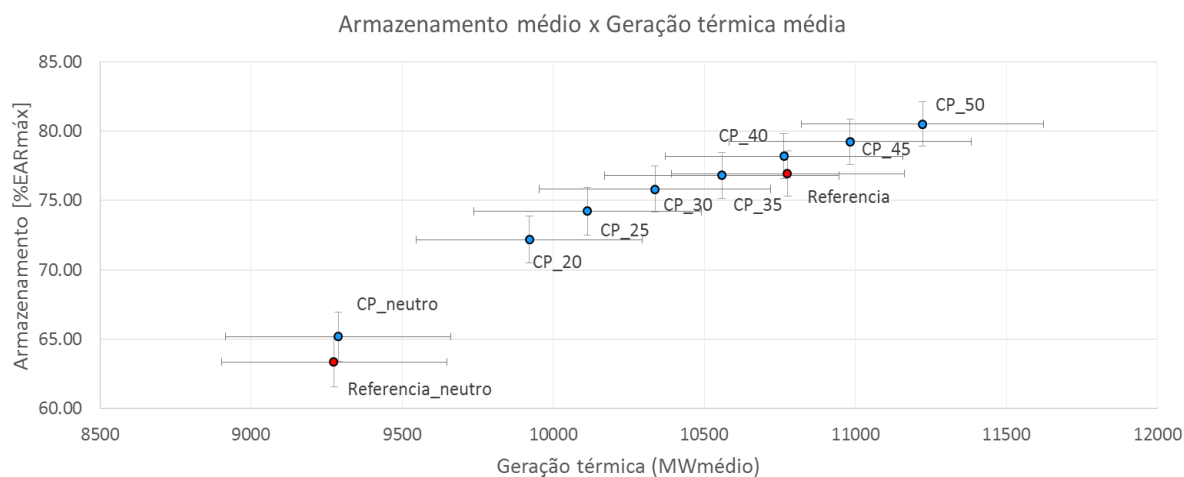


Figura 3.24 Armazenamento médio no SIN e Geração térmica média.

A Figura 3.25 tem por objetivo avaliar se ao aumentar a aversão ao risco haveria aumento do armazenamento real ou se elevaria o vertimento. Observa-se que ao aumentar o despacho termoeletrico os níveis de armazenamento aumentam, mas as proporções vertimento em relação ao despacho termoeletrico se mantêm, bem como a proporção do vertimento em relação ao armazenamento.

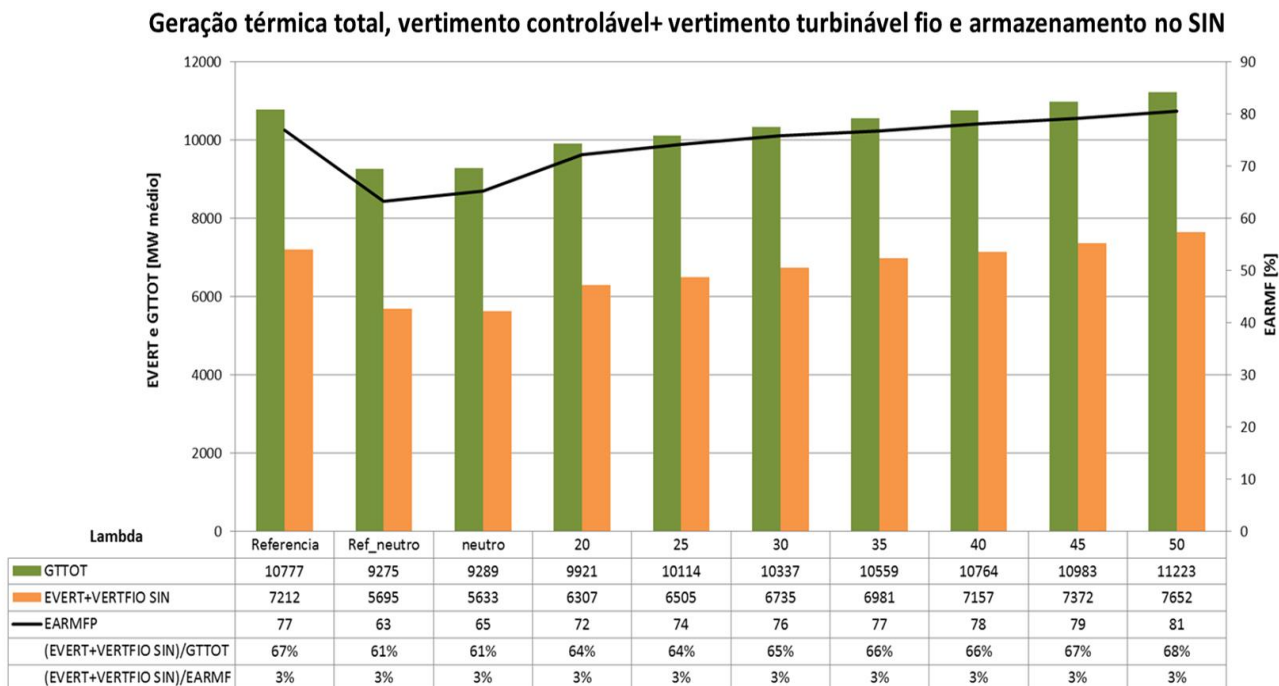


Figura 3.25 - Geração térmica, vertimento e armazenamento variando o lambda do CVaR.

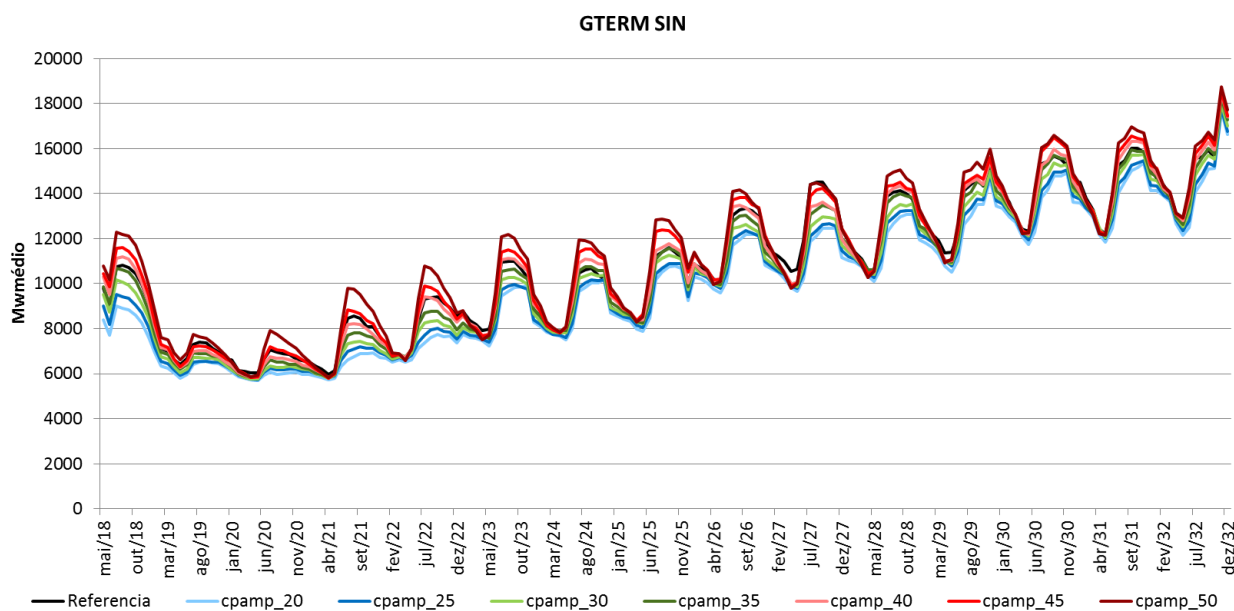


Figura 3.26 - Média da geração térmica.

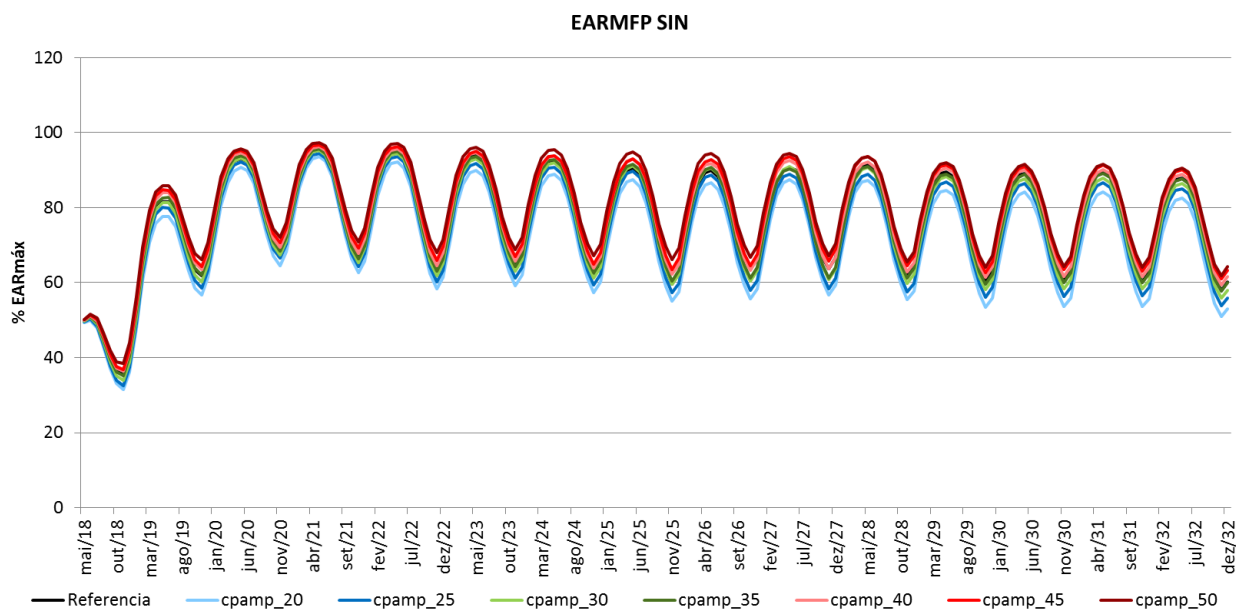


Figura 3.27 - Média do armazenamento percentual no SIN.

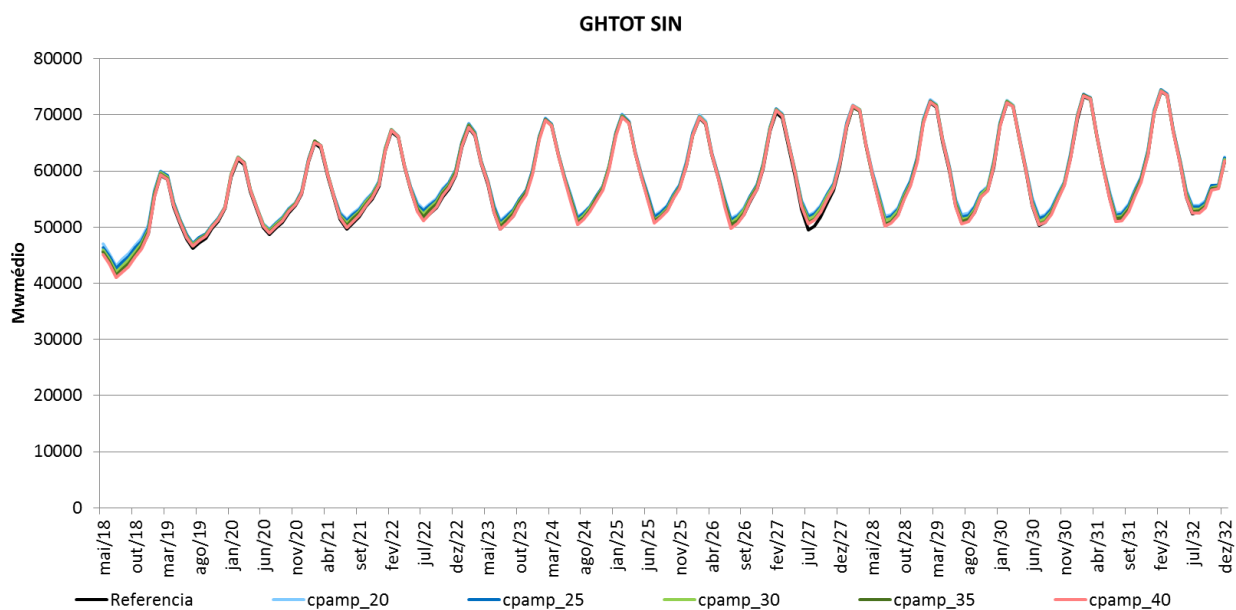


Figura 3.28 - Média da geração hidráulica no SIN.

As figuras acima mostram a evolução média mensal da geração térmica e armazenamento variando o lambda do CVaR. Conforme esperado, ao aumentar o lambda maior a geração termelétrica e o armazenamento.

3.1.4 Caso Base LEN A-4/2018

Nesta seção, apresentaremos os resultados obtidos para o caso base do LEN A-4/2018, tomando como referência o caso sem os aprimoramentos propostos pela CPAMP. Para o caso com todos os aprimoramentos propostos pela CPAMP, serão avaliados os seguintes parâmetros do CVaR: (50,20), (50,25), (50,30), (50,35), (50,40), (50,45) e (50,50). Todos os casos estão convergidos, para CME = 217R\$/MWh, com tolerância de 2 R\$/MWh.

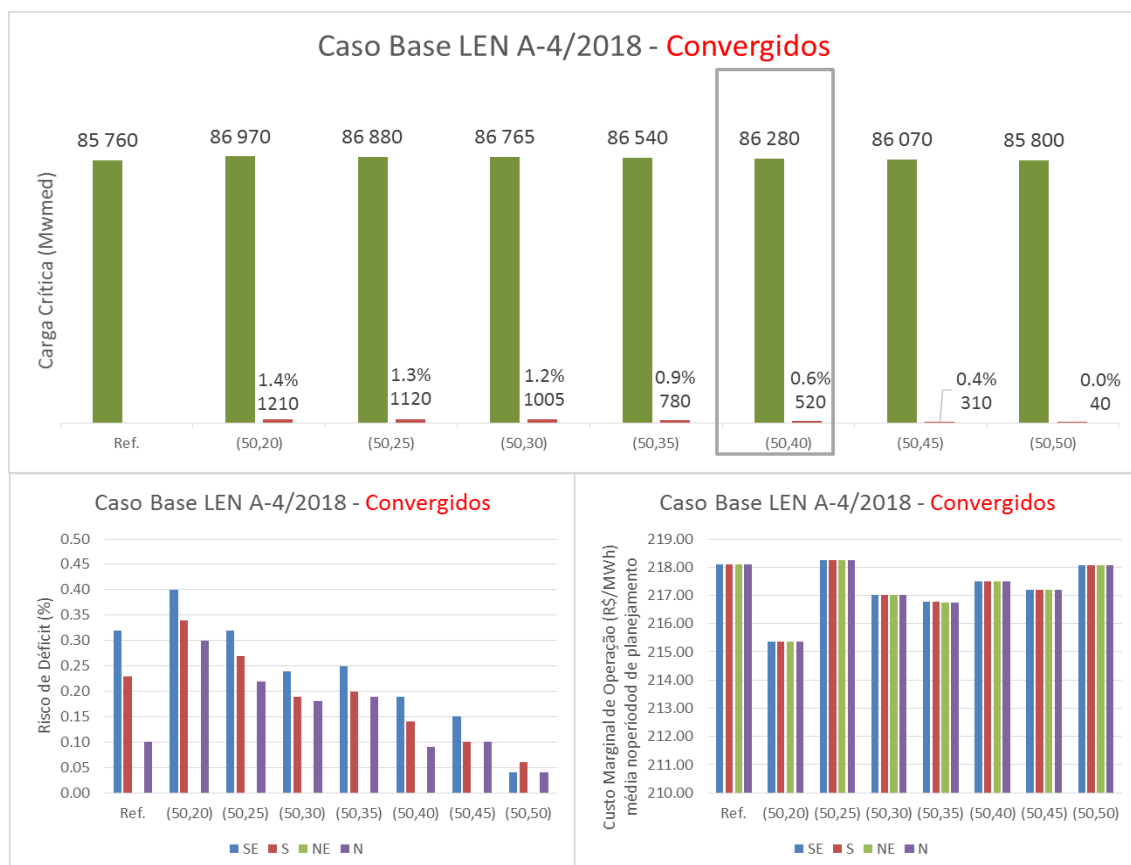


Figura 3.29 – Carga Crítica – Risco de Déficit – CMO – Caso Base LEN A-4/2018.

Ao avaliar os valores de bloco hidráulico para cada um desses casos, somente se observa redução para os casos com CVaR (50,45) e CVaR (50,50). Por outro lado, o bloco térmico apenas apresenta redução no caso CVaR (50,20).

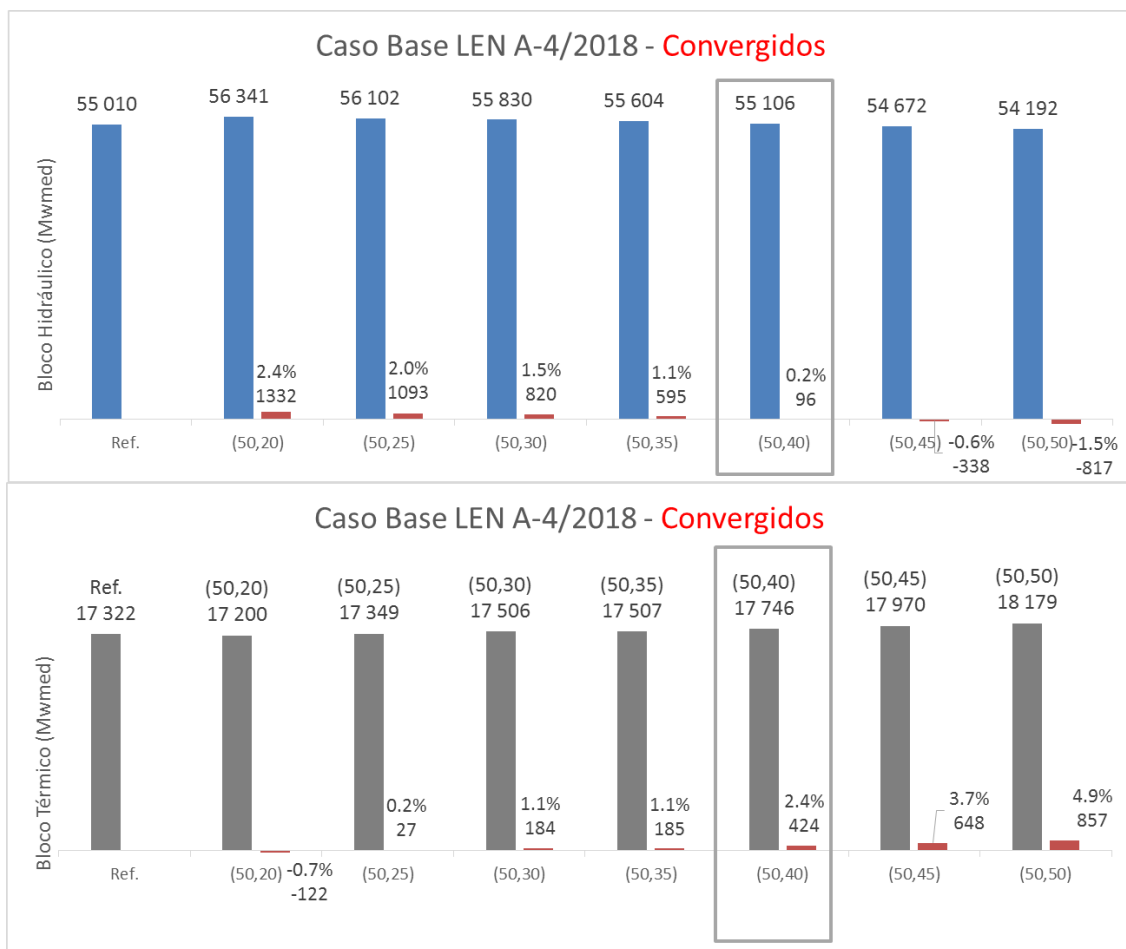


Figura 3.30 – Blocos Hidráulico e Térmico – Caso Base LEN A-4/2018.

Ao avaliar os valores de custo de geração térmica e custo de déficit, observa-se que o caso de referência é estatisticamente equivalente, ao caso com todos os aprimoramentos propostos pela CPAMP com CVaR (50,40), (50,45) e (50,50). Portanto, dois destes podem ser descartados. Por outro lado, os casos com CVaR (50,30) e (50,35) também são equivalentes, logo, um deles pode ser descartado.

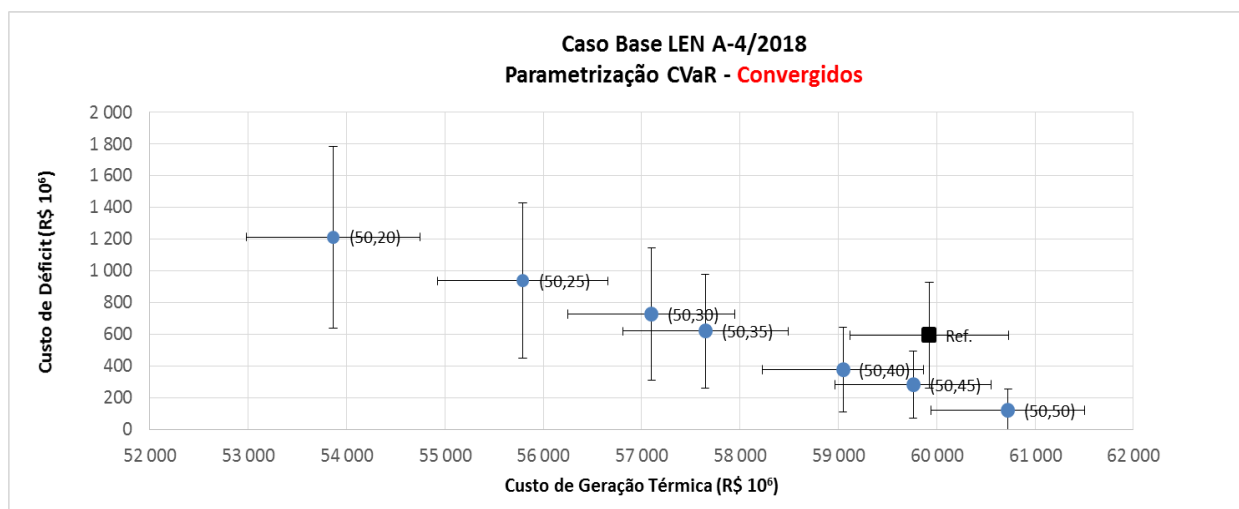


Figura 3.31 - Gráfico do Custo do Déficit x Custo de Geração Térmica – Caso Base LEN A-4/2018.

A Figura 3.32 apresenta a variação percentual do nível de armazenamento, do custo de déficit e do custo de geração térmica dos casos com variação do CVaR em relação ao caso de referência. Com o aumento da aversão ao risco, há uma tendência de redução do nível de armazenamento e do custo de déficit. Já o custo de geração térmica, apresenta uma tendência de redução.

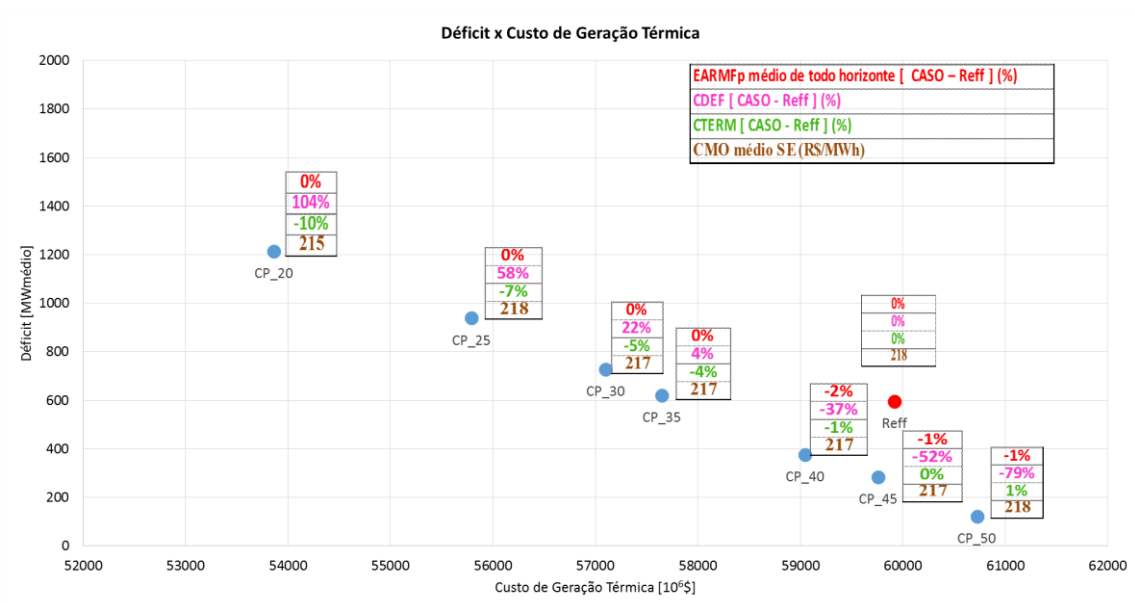


Figura 3.32 – Gráfico do Custo do Déficit x Custo de Geração Térmica.

Observa-se na Figura 3.33 que ao aumentar a aversão ao risco o despacho termelétrico (GTTOT) se eleva, bem com os níveis de armazenamento (EARMFP). No entanto, surge a dúvida se o vertimento aumentaria significativamente. O gráfico abaixo indica que a proporção do vertimento (EVERT+VERTFIO) e armazenamento é próxima a 3% ao variar o lambda do CVaR.

Geração térmica total, vertimento controlável+ vertimento turbinável fio e armazenamento no SIN



Figura 3.33 – Geração térmica, vertimento e armazenamento variando o lambda do CVaR.

Nas figuras a seguir, serão apresentados os valores médios (média das 200 séries do Newave) de CMO, geração hidráulica, geração térmica e percentual de energia armazenada no SIN.

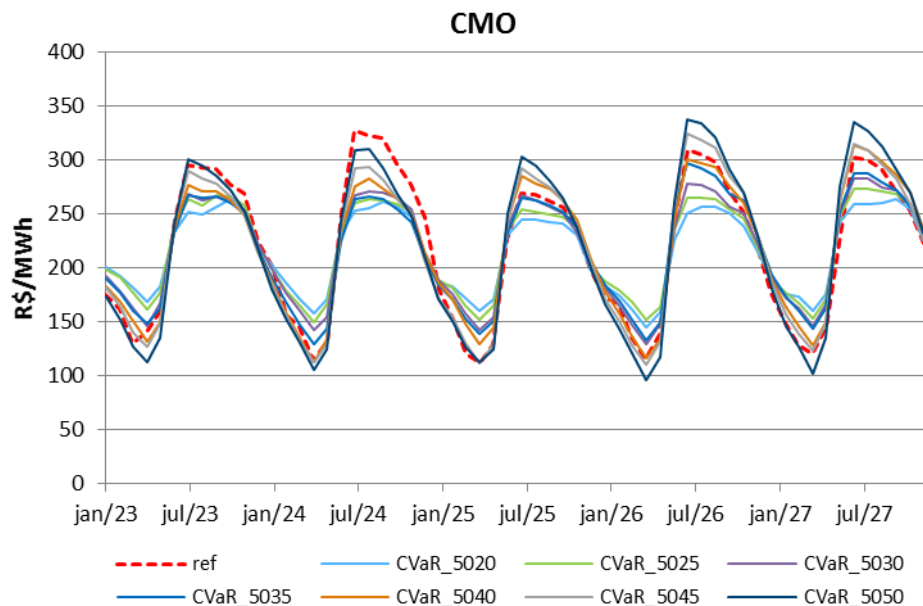


Figura 3.34 – Comportamento do CMO médio com a variação do lambda do CVaR

No caso de garantia física, como os intercâmbios não apresentam restrições, os CMOs são iguais para todos os subsistemas. Observa-se que, ao aumentar a aversão ao risco, os CMOs tendem a aumentar no período seco e reduzir no úmido.

A geração hidráulica tende a reduzir com o aumento da aversão ao risco, conforme pode-se observar na figura abaixo.

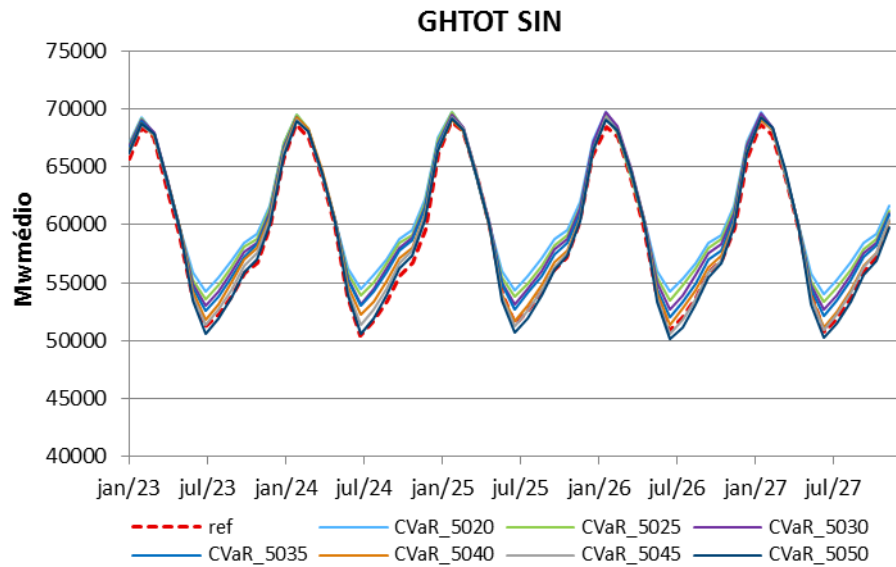


Figura 3.35 – Comportamento da geração hidráulica média com a variação do lambda do CVaR

Para a geração térmica, observa-se um comportamento semelhante ao do CMO, com tendência de aumento no período seco e redução no úmido.

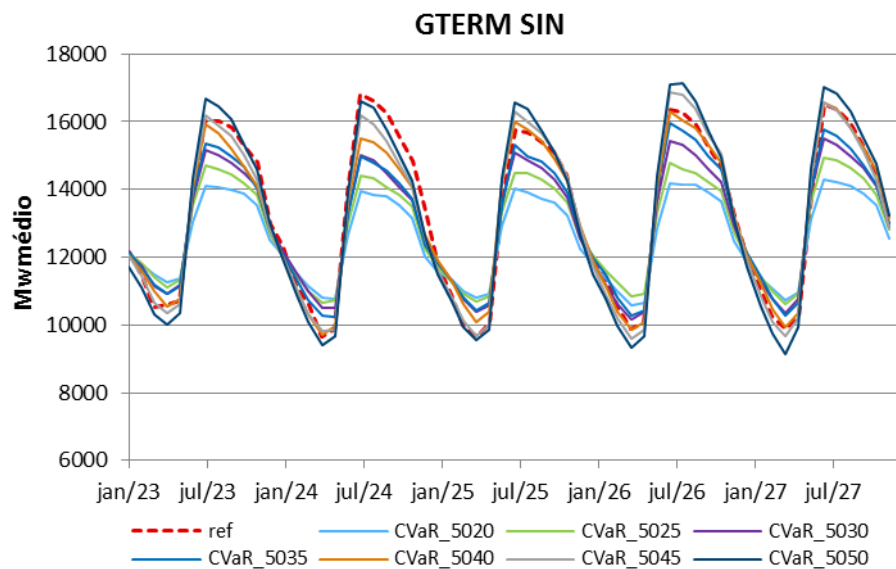


Figura 3.36 – Comportamento da geração térmica média com a variação do lambda do CVaR

Conforme esperado, o percentual de armazenamento é maior conforme há um aumento da aversão ao risco.

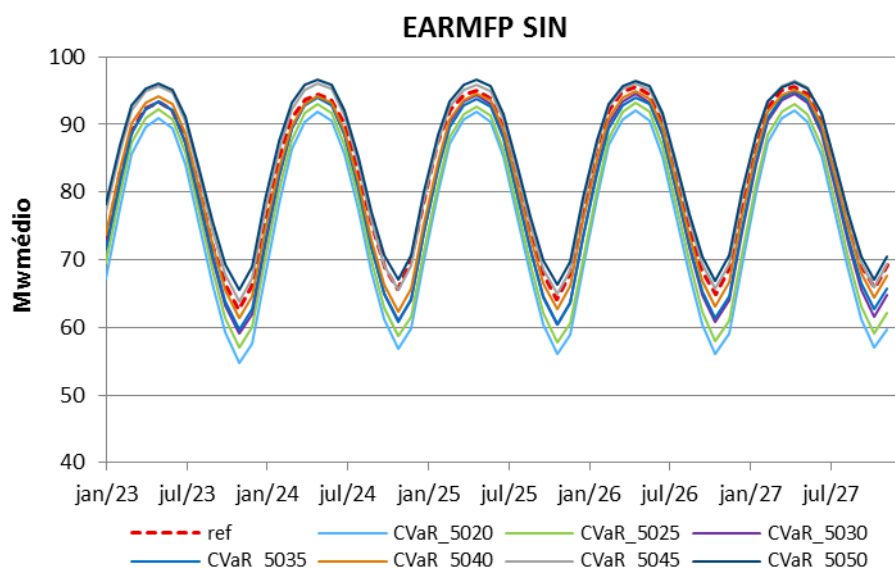


Figura 3.37 – Comportamento da energia armazenada média com a variação do lambda do CVaR

Os parâmetros de CVaR que apresentaram comportamento mais próximos ao caso de referência foram os que consideraram os seguintes lambdas: 35, 40 e 45.

3.2 Backtest

Tendo em vista a sinalização do item anterior com relação aos parâmetros do CVaR, onde concluiu-se como mais promissores os pares (alfa, lambda), de (50,30), (50,35), (50,40) e (50,45), é apresentado neste item avaliações mais detalhadas para estes pares, através de simulações retrospectivas.

3.2.1 Backtest - Estudo Retrospectivo Encadeando os modelos Newave e Decomp

A simulação retrospectiva encadeada com os modelos NEWAVE e DECOMP tem por objetivo emular os processos de PMO e cálculo do PLD de maneira sequencial, acumulando os efeitos das decisões operativas ao longo do tempo.

Com este intuito foi realizada a simulação retrospectiva do período de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, possibilitando a avaliação do comportamento das principais variáveis do sistema, tais como: CMO/PLD, armazenamento, geração térmica, GSF (fator de ajuste do MRE) e ESS (Encargo de Serviço do Sistema), considerando a adoção do CVaR desde janeiro de 2012, uma vez que o CVAR foi introduzido apenas em setembro de 2013.

Para a realização do encadeamento dos modelos Newave e Decomp foram utilizados os *decks* oficiais da época, porém realizando alterações necessárias para trazê-los da configuração da época para a configuração atual, dentre as principais alterações podemos salientar as seguintes:

- Patamar único de déficit;

- 12 reservatórios equivalentes de energia – REEs, sendo necessária a motorização de uma usina hidrelétrica no REE Teles Pires e outra no REE Manaus, sendo imposta uma restrição elétrica de geração nula sobre essas usinas com elevação da restrição nas datas previstas de expansão dessas usinas;
- Geração hidrelétrica mínima no modelo Newave para as usinas de Itaipu e Tucuruí;
- Previsão de vazões do modelo Decomp considerando os *decks* oficiais, utilizando o modelo GEVAZP 7;

Para o encadeamento dos *decks* nos modelos Newave e Decomp, são considerados como níveis de partida os valores observados nos *decks* oficiais da RVO de janeiro de 2012. Podemos definir o processo de execução conforme abaixo:

- Após a execução do modelo Newave é fornecida a função de custo futuro ao modelo Decomp, e após a execução do modelo Decomp são fornecidos os níveis de armazenamento obtidos da simulação ao final da primeira semana para o *deck* do modelo Decomp da próxima semana;
- Além dos níveis armazenamento, são fornecidas as informações de despacho antecipado das usinas GNL (tratamento não realizado para os *decks* de 2012) e de tempo de viagem (registro VI do Decomp) obtidos da simulação.
- Esse processo é realizado até o final do mês, sendo que no próximo mês, devido à necessidade de atualização da função de custo futuro, são fornecidos para os modelos Newave e o Decomp os níveis de armazenamento e o despacho antecipado das usinas a GNL obtidos da simulação da última revisão do modelo Decomp do mês, além do tempo de viagem apenas para o modelo Decomp;
- Repete-se o processo até o final do horizonte de interesse.

Para a simulação foram considerados 5 parametrizações diferentes dos modelos Newave e Decomp para a análise dos resultados, sendo as parametrizações definidas a seguir: um caso considerando os parâmetros atuais do CVaR ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) sem os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia; e quatro casos considerando os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia (correlação espacial mensal, reamostragem plena (passo 1), volume mínimo operativo e o uso do centroide) mantendo o parâmetro do CVaR de $\alpha = 50\%$ e variando os valores de λ em 5% de 30% a 45%.

A Figura 3.38 apresenta as trajetórias do CMO/PLD oficiais e simuladas para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, é possível observar que, ao comparar os casos sem (SE CVaR5040) e com e aprimoramentos (SE CVaR5040_Aprim) e os parâmetros atuais do CVaR ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$), os valores de PLD quando considerados os aprimoramentos propostos apresentam uma elevação durante praticamente todo o horizonte.

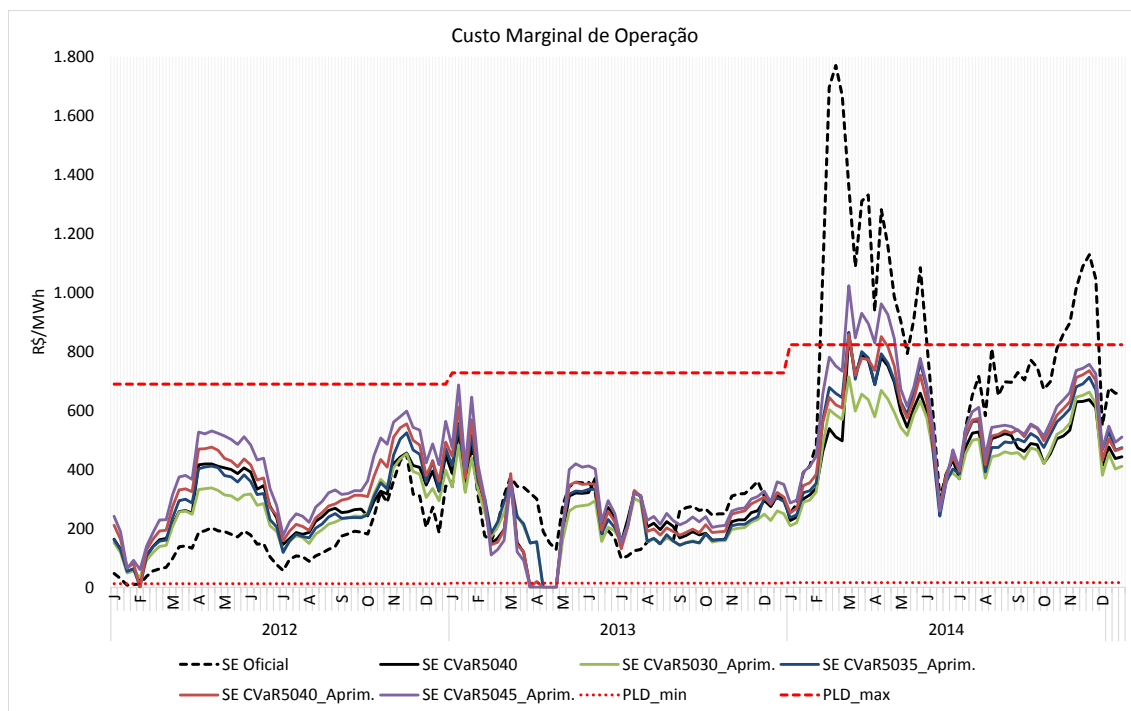


Figura 3.38 – CMO/PLD obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

Além disso, todos os casos apresentados possuem valor mais elevado no ano de 2012 em relação ao caso oficial (cabe destacar novamente que não havia o mecanismo de aversão a risco CVaR nesta época), comportamento que se inverte com a continuação do estudo devido principalmente às diferenças em armazenamento obtidos com o avanço da simulação. Conforme esperado, dentre os casos contemplando os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia, a ordenação dos valores de CMO/PLD é proporcional a aversão ao risco utilizado, ou seja, quanto maior o λ maior o valor do CMO/PLD.

A Tabela 3.1 apresenta os valores de médias anuais do PLD para o caso oficial e os demais simulados, além das variações em relação a aversão atual do CVaR ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$), uma vez o caso CVaR5040 não considera os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia.

Tabela 3.1 – Média anuais de PLD e diferenças em relação ao caso CVaR5040

CMO/PLD (R\$/MWh)	2012	2013	2014	Δ 2012	Δ 2013	Δ 2014
Oficial	167	263	690	-114	34	169
CVaR5040	281	229	521	-	-	-
CVaR5030_Aprimoramentos	249	211	493	-31	-18	-28
CVaR5035_Aprimoramentos	280	233	553	-1	4	32
CVaR5040_Aprimoramentos	323	239	566	42	10	44
CVaR5045_Aprimoramentos	368	260	603	87	31	82

Na Tabela 3.1 fica mais evidente as diferenças em termos absolutos dos PLDs para os casos simulados, podendo observar que o caso CVaR5035_Aprimoramentos é o caso que mais se aproxima a aversão do CVaR atual ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) sem os aprimoramentos (CVaR5040).

A elevação do CMO/PLD está associada a antecipação do despacho térmico em 2012, que pode ser observada na Figura 3.39, a qual mostra uma elevação do despacho térmico em todos os casos considerando o CVaR, apresentando ordem de grandeza semelhantes esses casos.

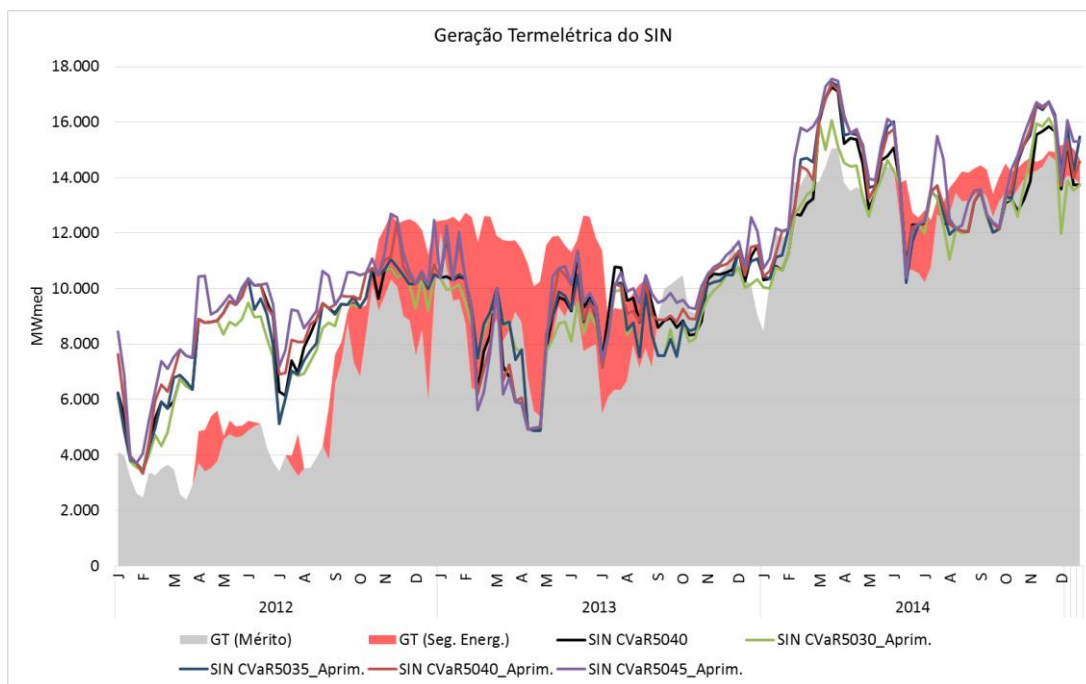


Figura 3.39 - Geração térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

Para o período de janeiro a setembro de 2012, todos os casos estão acima dos valores verificados na época, porém observa-se que a ordenação dos casos em relação aos parâmetros do CVaR, com menor despacho térmico para o caso com os aprimoramentos propostos e menor aversão ao risco ($\alpha=50\%$ e $\lambda=30\%$) e o maior despacho térmico no caso com os aprimoramentos e maior aversão ao risco ($\alpha=50\%$ e $\lambda=45\%$). Em comparação a aversão atual ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$), verificamos que ao considerar os aprimoramentos propostos, os parâmetros mais próximos considerando os 3 anos simulados são com $\alpha=50\%$ e $\lambda=35\%$.

Como consequência da antecipação do despacho térmico, as trajetórias de armazenamento seriam superiores ao realizado para todas as simulações, como pode ser visto na Figura 3.40 -, onde pode-se constatar que quanto maior a aversão ao risco, mais elevada seria a trajetória de armazenamento.

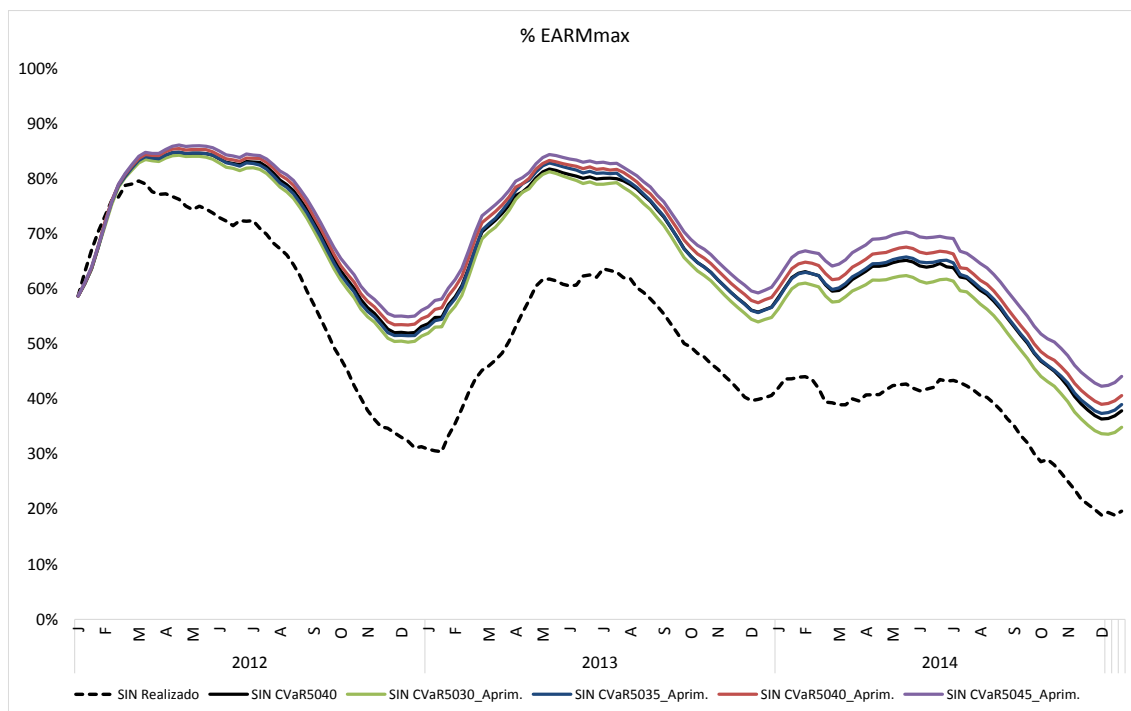


Figura 3.40 - Percentual da Energia Armazenável Máxima do SIN obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

O armazenamento do SIN ao final do mês de novembro de cada ano verificado e para as simulações pode ser observado na Tabela 3.2, além das variações em relação ao caso atual de aversão ao risco do CVaR ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) e sem os aprimoramentos propostos.

Tabela 3.2 – Percentual da Energia Armazenável Máxima do SIN observados no final diferenças em relação ao caso CVaR5040

% EARMmax (Novembro)	2012	2013	2014	Δ 2012	Δ 2013	Δ 2014
Realizado	33,9%	39,7%	18,9%	-18,2%	-16,4%	-17,5%
CVaR5040	52,1%	56,1%	36,4%	-	-	-
CVaR5030_Aprimoramentos	50,5%	54,5%	33,7%	-1,6%	-1,7%	-2,7%
CVaR5035_Aprimoramentos	51,5%	56,1%	37,4%	-0,5%	-0,1%	1,0%
CVaR5040_Aprimoramentos	53,5%	57,9%	39,1%	1,4%	1,7%	2,7%
CVaR5045_Aprimoramentos	55,0%	59,6%	42,3%	3,0%	3,5%	6,0%

Os valores de aversão considerando o parâmetro $\alpha=50\%$ e os parâmetros $\lambda=30\%$ e $\lambda=35\%$ apresentam níveis de armazenamento menores que o caso CVaR ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) sem os aprimoramentos, já os casos com $\alpha=50\%$ e os parâmetros $\lambda=40\%$ e $\lambda=45\%$, possuem níveis mais elevados de armazenamentos.

Na Figura 3.41 é possível observar o custo do despacho térmico, onde os resultados das simulações indicam que sem a consideração dos aprimoramentos e o CVAR atual ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) esse custo seria de aproximadamente com R\$ 40 bilhões de custo total de geração térmica, da ordem de R\$ 23 bilhões menor que os valores verificados neste período. Os casos considerando os aprimoramentos e as variações do parâmetro λ do CVAR, variam entre R\$ 37 bilhões e R\$ 48 bilhões.

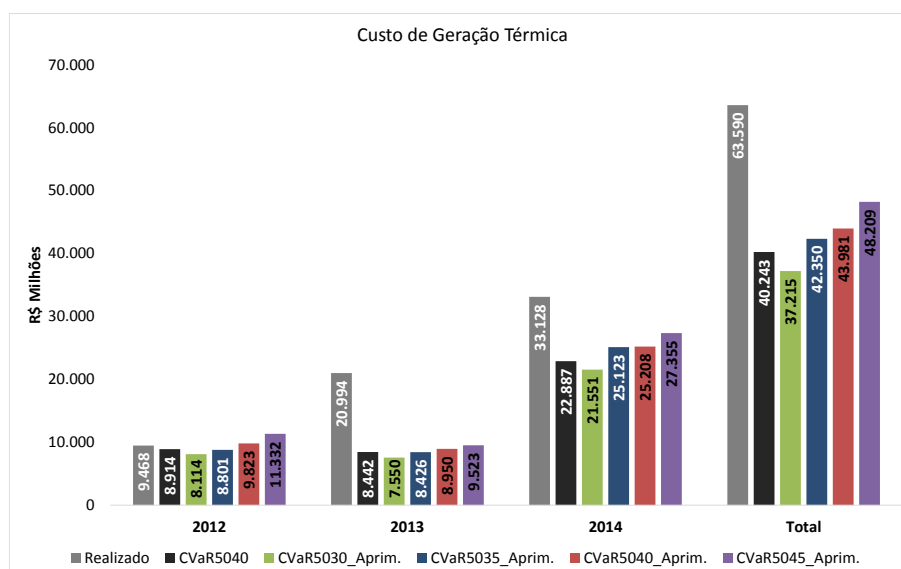


Figura 3.41 – Custo Geração Térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

Além disso, a Tabela 3.3 apresenta o ESS verificado na época e os Custos de descolamento entre o CMO e o PLD observados na simulação. O ESS verificado nos casos simulados é praticamente nulo, uma vez que nas simulações foram consideradas apenas o despacho por ordem de mérito, restando apenas R\$ 3 milhões referente ao custo de descolamento entre o CMO e PLD para o caso mais avesso ao risco e apenas em 2014, quando o CMO ultrapassa o valor do PLD. O ESS verificado foi da ordem de R\$ 11,5 bilhões no período de 2012 a 2014, proveniente de um significativo despacho fora da ordem de mérito.

Tabela 3.3 – ESS e Custo do descolamento entre CMO e PLD obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

ESS e C. Desc. CMO e PLD (R\$ Milhões)	2012	2013	2014	Total	Δ Total
Realizado	2.775	6.312	2.477	11.564	11.564
CVaR5040	0	0	0	0	-
CVaR5030_Aprimoramentos	0	0	0	0	0
CVaR5035_Aprimoramentos	0	0	0	0	0
CVaR5040_Aprimoramentos	0	0	0	0	0
CVaR5045_Aprimoramentos	0	0	3	3	3

Considerando o impacto de elevação dos armazenamentos e alterações de geração termelétrica, podem ser observados na Figura 3.42 as implicações das alterações de geração hidrelétricas nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF).

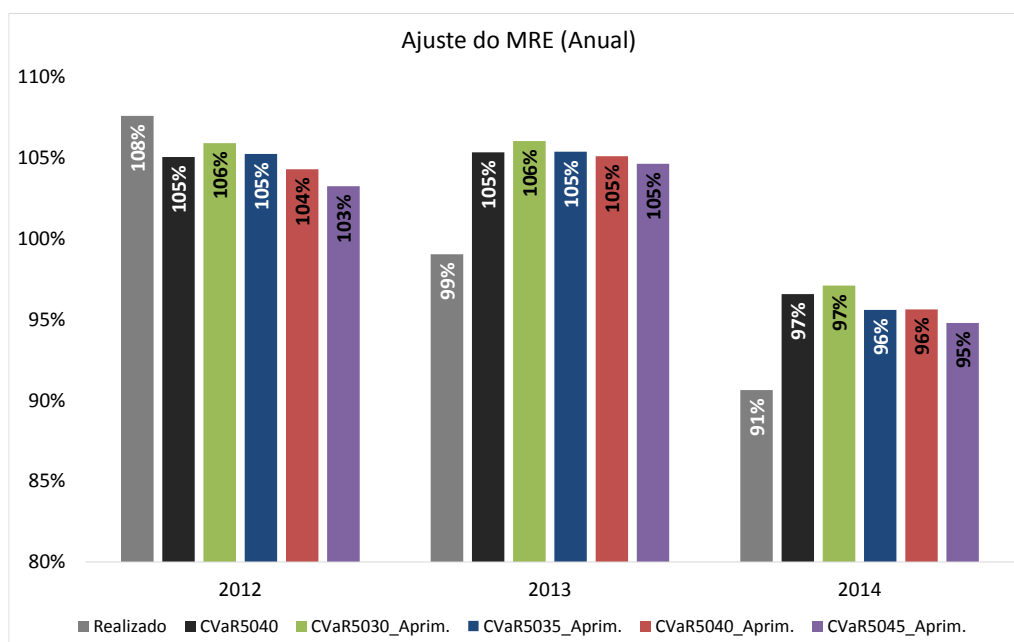


Figura 3.42 – Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

Apesar do GSF apresentar valores menores para o ano de 2012 em todas as simulações realizadas, pois consideram o mecanismo CVaR e na época esse mecanismo não era considerado na formação de preço e na operação. Nos anos de 2013 e 2014, em consequência ao maior nível de armazenamento e a não necessidade de geração termelétrica adicional, o fator de ajuste do MRE apresentou valores mais elevados, da ordem de 5 a 7 pontos percentuais.

Considerando a hipótese de que toda a garantia física das usinas do MRE estivesse 100% vendida, o “impacto financeiro” pode ser observado na Tabela 3.4. Considerando os parâmetros ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) sem consideração dos aprimoramentos essa consideração de contratação resultaria para o período de 2012 a 2014 em um “impacto financeiro” de R\$ 3 bilhões para as usinas do MRE, o que representa uma redução de R\$ 25 bilhões do “impacto financeiro” avaliado com base nos dados históricos do MRE. Por sua vez, considerando os aprimoramentos propostos e alterando o parâmetro λ do CVaR, o maior “impacto financeiro” observado seria da ordem de R\$ 13 bilhões de reais, mesmo assim da ordem de metade do impacto que poderia ter sido observado no período.

Tabela 3.4 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014.

Impacto (R\$ Bi)	2012	2013	2014	Total	Δ Total
Realizado	1,3	-2,8	-26,8	-28	-25
CVaR5040	2,9	1,7	-7,5	-3	-
CVaR5030_Aprimoramentos	3,2	2,8	-5,8	0	3
CVaR5035_Aprimoramentos	3,0	1,9	-10,1	-5	-2
CVaR5040_Aprimoramentos	2,5	0,9	-10,4	-7	-4
CVaR5045_Aprimoramentos	1,4	0,1	-12,9	-11	-8

Com base nos resultados obtidos dessas simulações retrospectivas encadeadas do NEWAVE e DECOMP, conclui-se que caso fosse possível a adoção do CVAR em janeiro de 2012, quando os reservatórios ainda apresentavam bons níveis de armazenamento, o SIN poderia ter atravessado os anos de 2012 a 2014 em melhores condições energéticas e com menores impactos

financeiros aos Agentes setoriais. Na hipótese da manutenção dos parâmetros atuais sem os aprimoramentos ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$), os níveis de armazenamento ao final do ano de 2014 estariam mais elevados em relação ao verificado (cerca da 18% acima), com menores custos de geração térmica e com pequeno “impacto financeiro” para o MRE e praticamente sem encargos. Já com a adoção dos aprimoramentos propostos e considerando o caso com maior aversão ao risco simulado ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 45\%$), os valores de armazenamento ficariam 6,0% acima do caso sem os aprimoramentos e parâmetros do CVAR atual, porém com “impacto financeiro” de R\$ 11 bilhões (aproximadamente R\$ 8 bilhões frente ao caso sem os aprimoramentos propostos), com maior custo de geração termelétrica (cerca de R\$ 8 bilhões) e com uma ocorrência de R\$ 3 milhões de ESS.

3.2.2 *Backtest* – Estudo Retrospectivo com o modelo Newave

A fim de demonstrar o ganho de cada uma das implementações realizadas no modelo NEWAVE, bem como algumas possíveis variações do valor de lambda, foi realizado um *backtest* adicional, com séries históricas no modelo NEWAVE, partindo do PMO de janeiro de 2012.

As premissas adotadas para este *backtest* foram:

- Utilização da série histórica de vazão verificada de 2012 a 2016;
- Utilização da carga verificada ao longo dos cinco anos;
- Cronograma de expansão de usinas realizado de 2012 a 2016;
- Limites de intercâmbios efetivamente praticados no período de 2012 a 2016.

Desta forma, obtivemos uma simulação do modelo NEWAVE cuja única incerteza foi a energia afluyente, reproduzindo rigorosamente uma simulação de 2012 a 2016 em que todas as demais grandezas foram consideradas previamente conhecidas. Com isso, pode-se avaliar quantitativamente as diferenças referentes a cada opção de utilização do modelo NEWAVE, bem como da parametrização do CVAR.

As figuras a seguir, demonstram o resultado destas simulações, de forma incremental, com lambda 40. Assim, podemos avaliar o impacto de cada implementação no modelo, até o conjunto final.

A Figura 3.43 mostra o resultado da comparação entre o caso histórico sem as implementações propostas (chamado de caso base) e o caso com o uso do centroide.

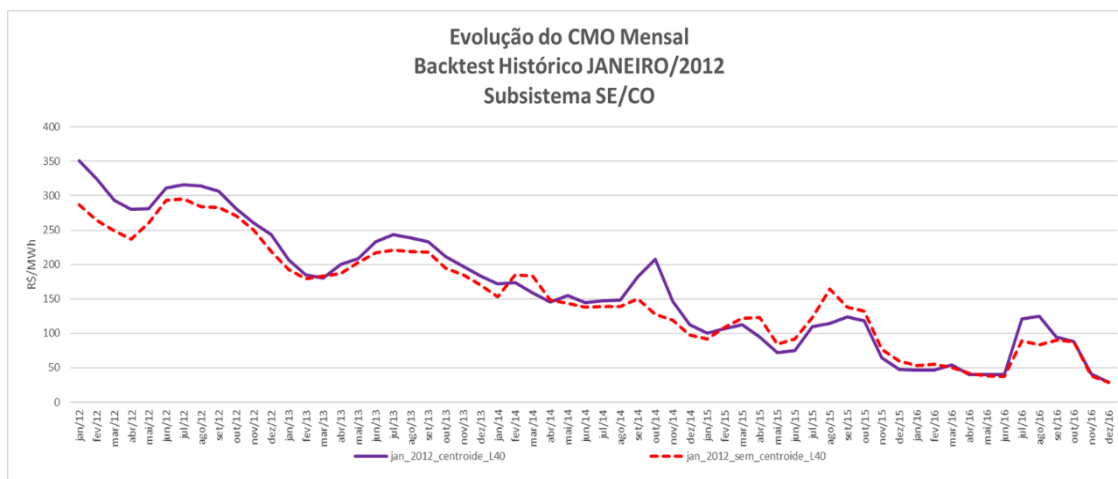


Figura 3.43 - Ganho com a implementação do centroide

Na Figura 3.44, pode-se observar a adição da correlação espacial mensal, retirando o efeito de elevação do CMO obtido com o uso do centroide.

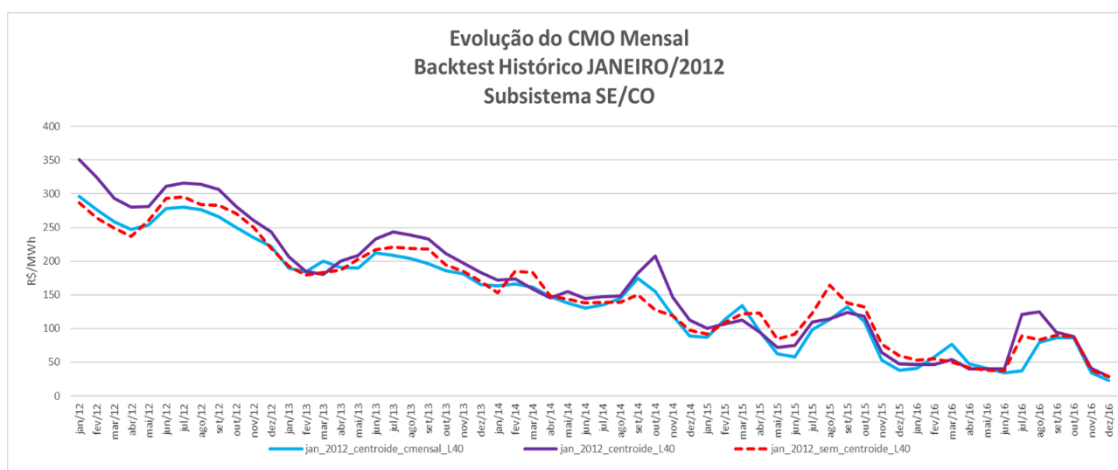


Figura 3.44 - Ganho com a implementação do centroide e da correlação espacial mensal

Na Figura 3.45, observa-se a retomada na elevação do CMO com a incorporação da reamostragem dos cenários da *forward*.

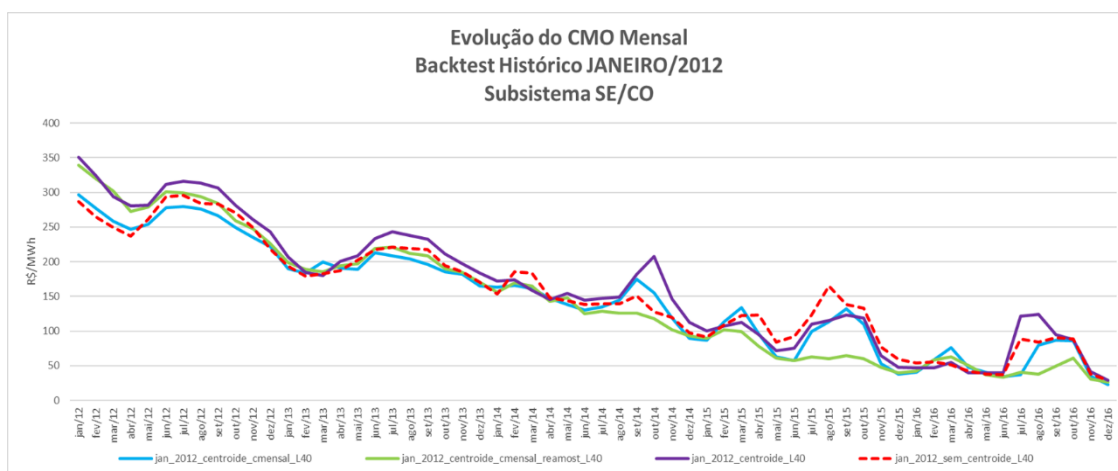


Figura 3.45 - Ganho com a implementação do centroide, da correlação espacial mensal e a reamostragem

Já na Figura 3.46, podemos observar o impacto do uso do VminOp, completando o conjunto de implementações propostas para o modelo.

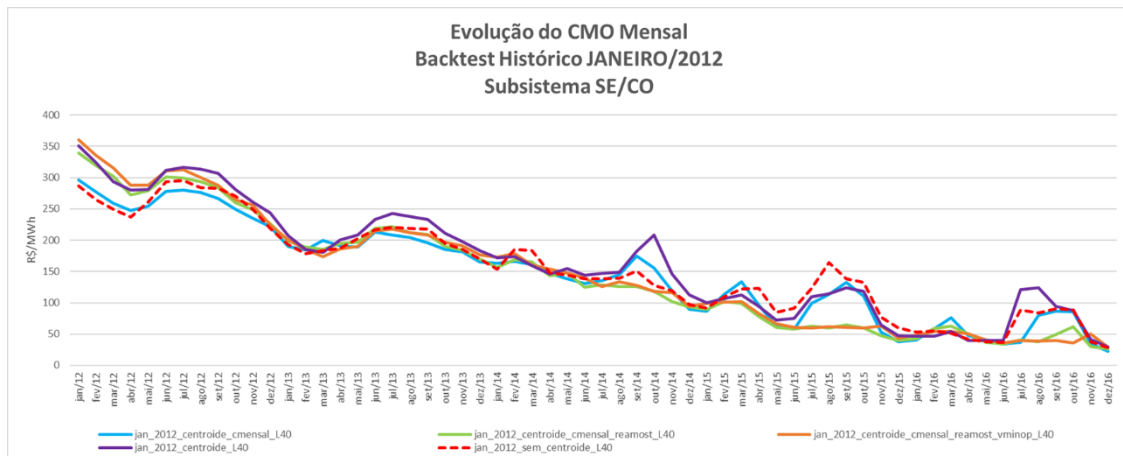


Figura 3.46 - Ganho com a implementação do centroide, da correlação espacial mensal, da reamostragem e do VminOp

Adicionalmente, foi simulado o impacto da variação do lambda no conjunto completo de implementações com o modelo NEWAVE. Na Figura 3.47, podemos observar a diferença entre as variações de lambda, comparadas ao caso base. Para estas simulações foram escolhidos os valores de lambda 30, 35 e 40.

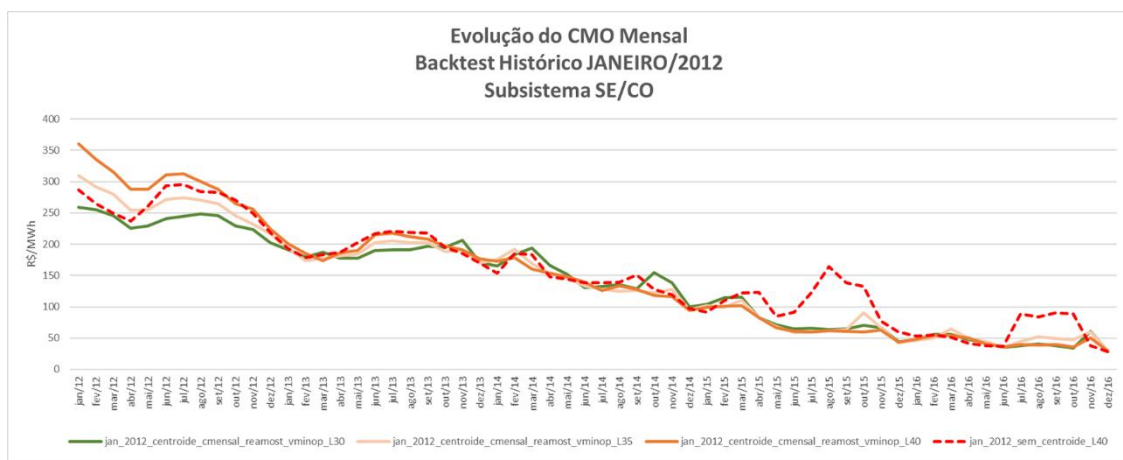


Figura 3.47 - Variação do lambda com 30, 35 e 40

3.3 Conclusões

Com o intuito de avaliar os resultados que foram apresentados ao longo desse capítulo, a Tabela 3.5 apresenta um resumo do comportamento das grandezas avaliadas em relação ao caso de referência - CVaR (50,40) sem aprimoramentos.

Tabela 3.5 – Resumo do estudo prospectivo (*backtest*).

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

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

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

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

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

Quanto aos valores de GSF, verificam que todos os casos apresentam valores semelhantes, variando no máximo 2% em relação ao caso de referência. Quando comparado aos valores verificados na época, verifica-se valores menores para o primeiro ano, porém nos demais anos esse cenário é invertido significativamente. Essa característica se deve a antecipação de geração termelétrica para o ano de 2012, que todos os casos simulados apresentam, pois consideram o mecanismo de aversão a risco CVaR, que não era considerado na época até setembro de 2013.

4 Recomendações

O GT-Metodologia apresentou os estudos e aprimoramentos identificados ao longo do ciclo 2018/2019 em relatórios específicos para cada uma das atividades propostas pela CPAMP e este relatório consolidou todas as metodologias propostas, exceto sobre o preço horário que foi objeto da Consulta Pública 71/2019. Foi analisado o impacto em diversos contextos, como na operação do Sistema Interligado Nacional, na formação do preço do mercado de curto prazo e nos montantes de garantia física.

Diante das análises apresentadas, o GT-Metodologia sinaliza que as seguintes propostas de avanços metodológicos sejam consideradas a partir da primeira semana operativa de 2020 nos estudos de planejamento de operação, na formação de preço, no cálculo de garantia física e no Plano Decenal de Expansão, cuja aprovação depende da decisão plenária da CPAMP:

Variabilidade Amostral e representação da árvore de cenários

- Consideração do método de reamostragem plena passo 1 momento *forward*, durante o cálculo da política operativa no modelo NEWAVE;
- Consideração do centroide como representante no processo de Amostragem Seletiva (AS), em substituição ao ruído mais próximo ao centroide, para geração de cenários de energia natural afluyente para os modelos NEWAVE e DECOMP;
- Alteração da iteração mínima para 30, considerada no critério de parada do modelo NEWAVE;
- Recomenda-se avaliar a pertinência de se aprofundar, no próximo ciclo de trabalho da CPAMP, na análise da consideração do número de *backward* variável ao longo dos meses no período de planejamento;
- Recomenda-se que o limite máximo de iterações do processo de convergência, hoje definido em 45, seja reavaliado diante de aprimoramentos de hardware e de metodologias que aumentem a eficiência computacional, contribuindo assim para a redução do tempo de simulação.

Volatilidade do CMO

No ciclo 2018/2019 foram analisadas duas metodologias candidatas à mitigação da volatilidade do CMO/PLD: 1) suspensão da redução automática da ordem do modelo PAR(p) quando da ocorrência de coeficientes negativos que podem levar a cortes positivos considerados indesejáveis na Função de Custo Futuro, e 2) utilização de correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal, em substituição à anual.

Conforme os resultados indicaram, nenhuma das duas metodologias apresenta potencial de mitigação da volatilidade.

Quanto à utilização de correlação espacial mensal, mesmo não apresentando melhorias na volatilidade do CMO/PLD, tal implementação representa um aprimoramento ao modelo estocástico para a geração de cenários de aflúências, tornando-o mais representativo da realidade, dado que mais um dado de entrada passa a ser discretizado em base mensal, em um modelo dividido em estágios mensais. Sendo assim:

- Recomenda-se a utilização da correlação espacial mensal nos modelos NEWAVE e GEVAZP a partir de janeiro de 2020;
- Recomenda-se dar continuidade à investigação de possíveis aprimoramentos para redução da volatilidade no ciclo 2019/2020.

Mecanismo de aversão ao risco: CVaR + Volume Mínimo Operativo (VminOp)

- Adotar, a partir da primeira semana operativa de 2020, a funcionalidade VminOp no modelo NEWAVE, para os processos do Programa Mensal de Operação, de formação do Preço de Liquidação das Diferenças, de cálculo da garantia física e do Plano Decenal de Expansão com Volumes Mínimos Operativos constantes ao longo de todos os meses do horizonte de planejamento do NEWAVE. Para os REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste em 10% EARM_{max}, para os REEs do subsistema Sul em 30% EARM_{max}, para o REE Nordeste em 22,5% EARM_{max} e para o REE Norte em 10,7% EARM_{max};
- Adotar a funcionalidade VminOp no modelo NEWAVE para o cálculo de Garantia Física e Plano Decenal de Expansão iniciados a partir de 2020;
- Rever com periodicidade anual os valores a serem utilizados nas restrições de volume mínimo operativo, dado que são associados à configuração hidroelétrica do sistema;
- Adotar a penalidade para violações de VminOp indexada ao CVU mais elevado das usinas termoeletricas em operação no horizonte de cinco anos do PMO, sendo penalidade = $(1 + \text{taxa de desconto anual})^{(11/12)}$ MAXCVU, arredondada em duas casas decimais;
- Executar a simulação final do modelo NEWAVE sem a consideração de racionamento preventivo;
- Avaliar eventuais adequações nos Procedimentos de Rede;
- Avaliar a priorização no próximo ciclo de trabalho da CPAMP, de avanços metodológicos no modelo DECOMP para a consideração do VminOp como variável de estado ou a aplicação da restrição de volume mínimo individualmente, nos reservatórios das usinas hidrelétricas situados nas cabeceiras das principais bacias.

Representação hidrológica: geração de cenários

Frente aos resultados e análises expostos no relatório específico, o GT-Metodologia concluiu ser ainda prematura a decisão pela alteração do histórico oficial de vazões/ENAs.

Recomendações para o ciclo 2019/2020:

- Instituir um projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) junto à ANEEL direcionado aos estudos sobre o clima e suas variabilidades características e as relações com o comportamento estacionário ou não das séries de vazões, a fim de possibilitar a previsibilidade de eventos contínuos de anomalias como os atualmente observados no SIN;
- Implementar funcionalidade de escolha do período a ser simulado por REE, com possibilidade de simulação de anos iniciais e finais quaisquer;
- Análise dos cenários gerados pelo GEVAZP para cada REE, com propostas de melhoria nos processos de geração de cenários de curto/médio prazo. Ademais, analisam-se as

seguintes linhas de desenvolvimento: (i) desacoplar o GEVAZP do modelo NEWAVE, permitindo o emprego de outros modelos de geração de cenários; e (ii) estudar os benefícios de se aumentar o horizonte temporal de uso do modelo DECOMP.

Recomendações Finais

- Recomenda-se reavaliar a parametrização do CVaR, observando-se o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa, avaliando a preferência do Operador com relação à segurança da operação dado os resultados do modelo, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia;
- Recomenda-se que seja realizada a Consulta Pública e que se dê publicidade aos estudos apresentados visando que a sociedade esteja ciente das metodologias propostas e contribua para os desenvolvimentos apresentados.

5 Referências

- [1] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, J.M. Damázio, F.Treistman, H.S. Araújo, A.C.G. Melo, “Análise da inflexão do custo marginal de operação no modelo NEWAVE entre os quarto e quinto estágios temporais ao se adotar a representação de 12 REEs para Sistema Interligado Nacional”, Relatório Técnico CEPEL no 10783/2018, Setembro de 2018.
- [2] M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G. Melo, “Ten years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Description of the NEWAVE program”, 16th PSCC – Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- [3] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz, “Twenty years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Main features and improvements on the NEWAVE model”, 20th PSCC – Power Systems Computation Conference, Ireland, 2018.
- [4] D.D.J. Penna, F.Treistman, M.E.P. Maceira, “Avaliação de alternativas para escolha do representante no processo de agregação da Amostragem Seletiva”, Relatório Técnico CEPEL no 13612/2018, Dezembro de 2018.
- [5] CEPEL (2016), Relatório Técnico 23950/2016, “Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Manual de Referência”. Rio de Janeiro
- [6] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, J.M. Damázio, “Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning”, 17th PSCC - Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden, Ago. 2011.
- [7] D.D.J. Penna, “Definição da árvore de cenários de aflúências para o planejamento da operação energética de médio prazo”, Tese de Doutorado, DEE, PUC-Rio, 2009.
- [8] F. Treistman, L.C.B. Santos, D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, H.S. Araújo, “Avaliação do uso do centróide no processo de agregação da Amostragem Seletiva na geração de cenários de aflúências para o planejamento da operação de curto prazo.”, Relatório Técnico CEPEL no 3383/2019, Maio de 2019.
- [9] A.L. Diniz, F.S. Costa, M.E.P. Maceira, T.N. Santos, L.C. Brandão, R.N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- [10] CEPEL (2015), “Modelo de Previsão de Vazões Semanais Afluentes aos Aproveitamentos Hidroelétricos do Sistema Brasileiro”. Manual de Referência. Rio de Janeiro.
- [11] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, C.B. Cruz, A.L. Diniz, A.C.G. Melo, F. Treistman, “Técnicas de Reamostragem de Cenários Hidrológicos para a simulação *forward* da PDDE na Definição da Estratégia de Operação Energética de Longo/Médio Prazos”, Relatório Técnico Cepel 6606/2018, Junho 2018.
- [12] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, A.L. Diniz, A.C.G. Melo, C.B. Cruz, “Avanços na Reamostragem de Cenários Hidrológicos Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo”, XIV SEPOPE, Recife – PE, 2018.
- [13] M.E.P. Maceira, C.B. Cruz, A.C.G. Melo, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, F. Treistman, “Definição do Momento de Aplicação da Técnica de Reamostragem de Cenários *Forward* no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica e a Avaliação da Qualidade da Função de Custo Futuro”, Relatório Técnico Cepel 3202/2019, Maio 2019.
- [14] A.B.Philpott, Z. Guan, “On the convergence of stochastic dual dynamic programming and related methods”, Operations Research Letters, v.36, n.4, pp 450-455, 2008.

- [15] M.P. Soares, J.P. Costa, "On SDDP algorithm implementation - forward re-sampling, Technical Report, ONS, 2010.
- [16] Caso Base para o LEN A-4/2018 está disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/caso-base-do-leilao-de-energia-nova-a-4-2018-calculo-das-garantias-fisicas>>. Acesso em: 04 de junho de 2019.
- [17] PDE 2026 está disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>. Acesso em 04 de junho de 2019.
- [18] Montgomery, Douglas C., and George C. Runger. Applied statistics and probability for engineers. John Wiley & Sons, 2010.
- [19] Wonnacott, Thomas H., Wonnacott, Ronald J. Introductory statistics. 5ª Edição. John Wiley & Sons, 1990.
- [20] PDE 2027 está disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em 17 de junho de 2019.
- [21] M.E.P. Maceira, C.V. Bezerra, "Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems", In: Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 305-310, Vancouver, Canada, September 1997.
- [22] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, J.M. Damázio, F. Treistman, H.S. Araújo, Manual de Referência do modelo GEVAZP, Relatório Técnico CEPEL – no 27155/2017, 2017.
- [23] Diniz, A. L.; Vasconcellos, C. L. V.; Maceira, M. E. P.; Penna, D. D. J. "NOVA SAR: Aprimoramentos na Metodologia de Superfície de Aversão ao Risco (SAR) para o Problema de Planejamento de Médio/Longo Prazo da Operação de Sistemas Hidrotérmicos". Relatório Técnico CEPEL nº 15444, 2016a.
- [24] Diniz, A. L.; Vasconcellos, C. L. V.; Maceira, M. E. P.; Penna, D. D. J. "A two level SDDP Solving Strategy with Risk-Averse Multivariate Storage Levels for Long Term Power Generating Planning". ICSP – International Conference on Stochastic Programming. Rio de Janeiro, Brazil. 2016b.
- [25] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", Mathematical Programming, v. 52, n.1-3, pp. 359-375, Maio 1991.
- [26] M.E.P. Maceira, "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos", Relatório Técnico Cepel 237/93, Junho 1993.

6 Apêndice: análises adicionais

Nesta seção, será apresentada uma avaliação do comportamento de diferentes variáveis operativas ao se adotar todos os aprimoramentos propostos neste ciclo pelo GT-Metodologia, considerando os casos de PDE, de PMO e de caso base de Leilão.

6.1 PDE 2026

Esta seção apresenta os resultados obtidos com o modelo NEWAVE para um caso de Plano Decenal de Energia.

O *deck* de dados do PDE oficial, denominado como “Referência” nesta seção, utilizado é o Caso do PDE 2026 [17], no qual são considerados 11 subsistemas - cada um representado por um reservatório equivalente de energia, CVaR com parametrização (50,40), 200 simulações *forward* e 20 aberturas para as recursões *backward* utilizadas na construção da política de operação, sem reamostragem da *forward*, e como representante da agregação de ruídos o elemento mais próximo.

Neste contexto, a fim de avaliar o impacto dos aprimoramentos indicados pelo GT-Metodologia, o caso denominado “CPAMP” contempla os parâmetros propostos, considerando os seguintes ajustes no caso de referência: metodologia de reamostragem plena, aplicação da reamostragem a cada iteração do algoritmo de PDDE (passo1), correlação espacial mensal e Volume Mínimo Operativo (VminOp). Tanto o Caso de referência quanto o Caso com os parâmetros propostos foram executados na versão 25.6 do modelo NEWAVE, com 45 iterações fixas e variando-se a semente inicial *backward*. Para cada grupo de casos analisados, foi considerada uma amostra de 11 elementos, variando-se a semente *backward* de 0 a 10.

A Figura 6.1 apresenta a trajetória dos valores de ZINF ao longo das iterações para 11 sementes *backward*, tanto para o Caso de Referência quanto para o Caso com os parâmetros propostos, conforme indicado nos respectivos gráficos. Dessa forma, ao comparar os resultados de ambos os casos, é possível observar a redução da variabilidade dos valores de ZINF ao longo das iterações com a adoção dos novos parâmetros.



Figura 6.1 – Gráfico da Trajetória do Zinf: Sem Reamostragem x Plena P01

E, na Figura 6.2, é possível concluir que os valores de Zinf na 45ª iteração com a aplicação dos novos parâmetros são de fato superiores em todos os casos quando comparados aos resultados do Caso de referência. Além disso, também é possível observar que o desvio padrão do valor esperado de Zinf é significativamente menor para o Caso com os novos parâmetros, corroborando com a redução da variabilidade de resultados já apresentada anteriormente.



Figura 6.2 – Zinf na 45ª iteração: Sem Reamostragem x Novos Parâmetros

Por fim, na Figura 6.3, são apresentados os resultados de Custo de Déficit versus o Custo de Geração Térmica para as variações de semente *backward* em ambos os casos analisados. Primeiramente, tanto para o custo de déficit quanto para o custo de geração térmica, é possível observar uma sensível redução na dispersão dos resultados com a aplicação dos novos parâmetros. Também é possível notar redução nos custos de déficit e de geração térmica com a aplicação dos novos parâmetros. Os resultados apresentados com a aplicação dos novos parâmetros apresentaram custos de déficit absolutamente menores. E, os resultados do custo de geração térmica apresentaram equivalência estatística para duas variações de semente do Caso de Referência, apontando também integralmente diminuição destes custos com a aplicação dos parâmetros propostos.

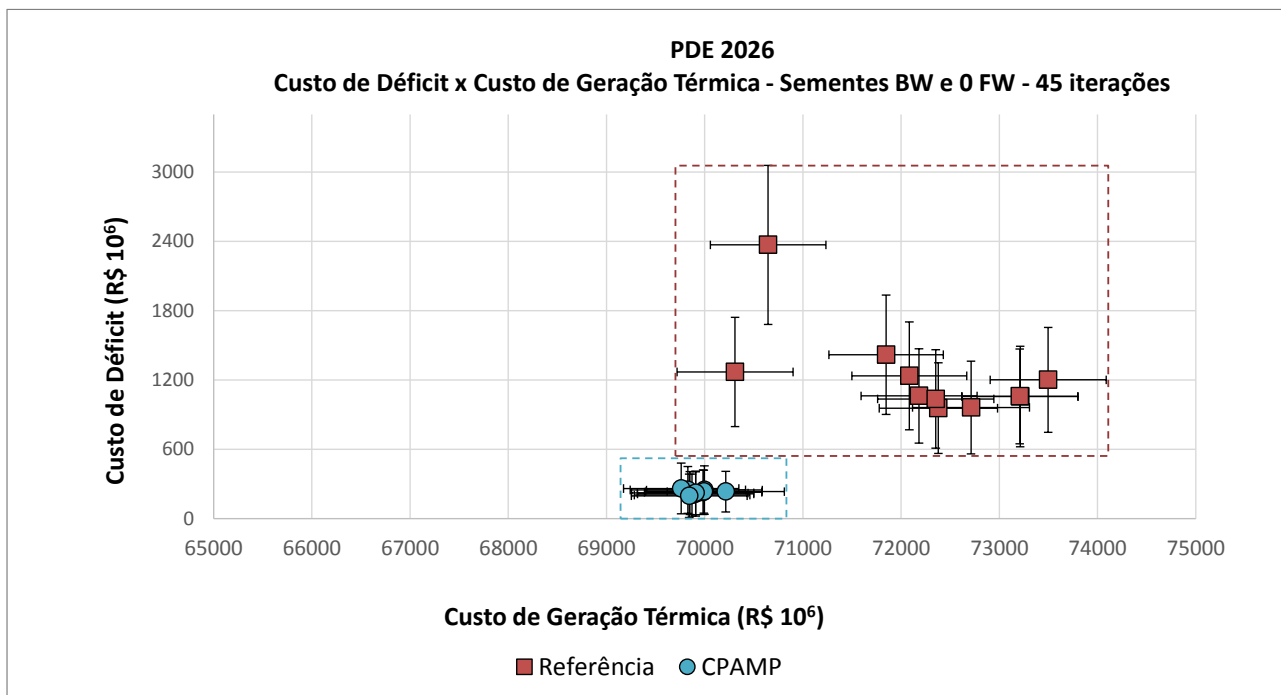


Figura 6.3 – Custo de Déficit x Custo de Geração Térmica: Sem Reamostragem x Novos Parâmetros

6.2 PDE 2027

Nota-se na Figura 6.4 que o armazenamento do caso com todas as metodologias propostas (linha tracejada) eleva os níveis de armazenamento para os menores percentis em relação ao caso de referência (PDE 2027 rodado na versão 25.6, linha contínua) tanto para o ano de 2023 (azul) quanto para o ano de 2027 (vermelho).

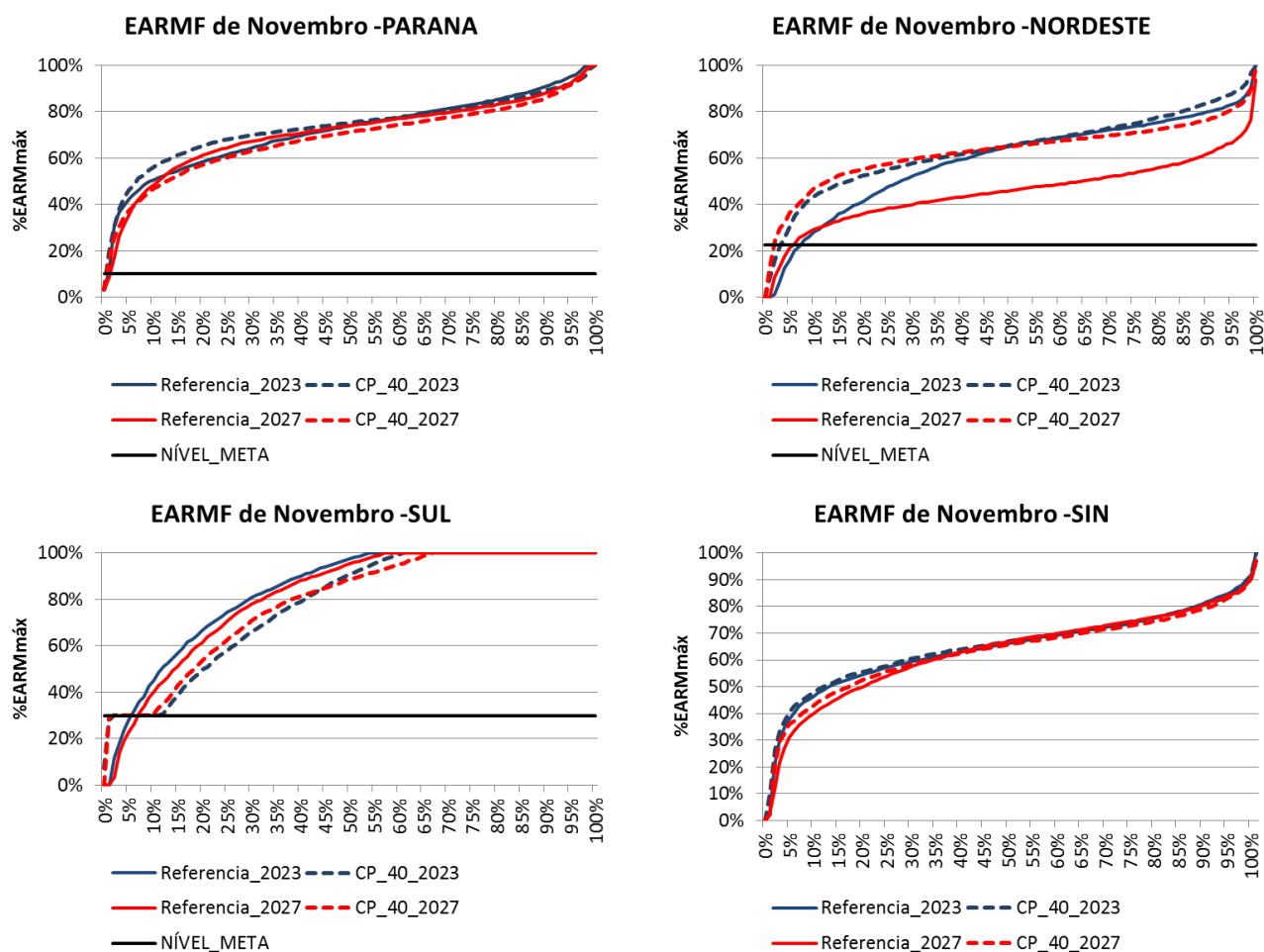


Figura 6.4 – Permanência do armazenamento no final de novembro para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.5 mostra a permanência da geração hidráulica total em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Destaca-se a alteração no subsistema Nordeste, que é compensada pelos outros, pois a geração hidráulica total do SIN não se altera.

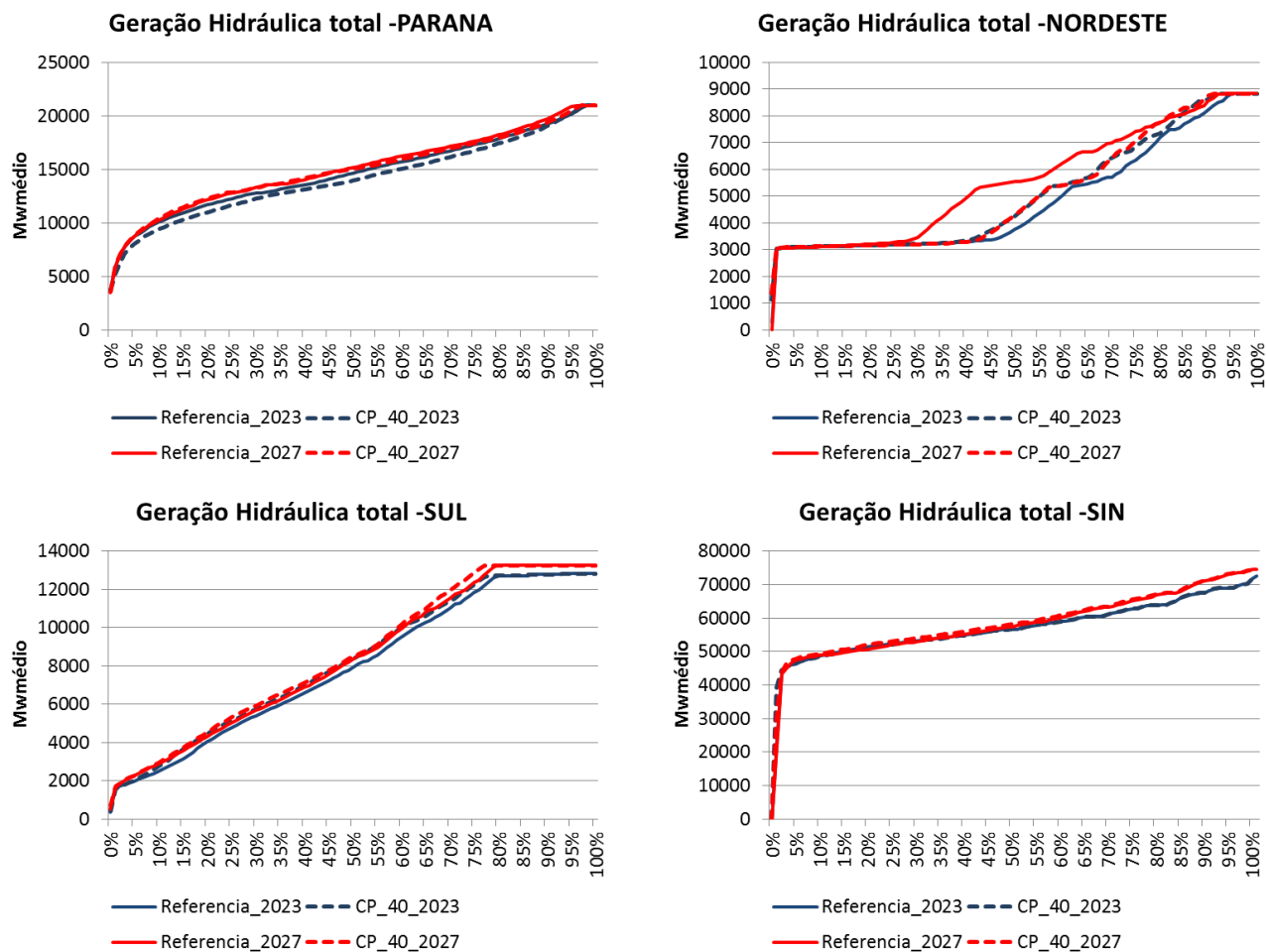


Figura 6.5 – Permanência da geração hidráulica total para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.6 apresenta a permanência do déficit de energia em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Não foram observadas diferenças significativas entre os resultados.

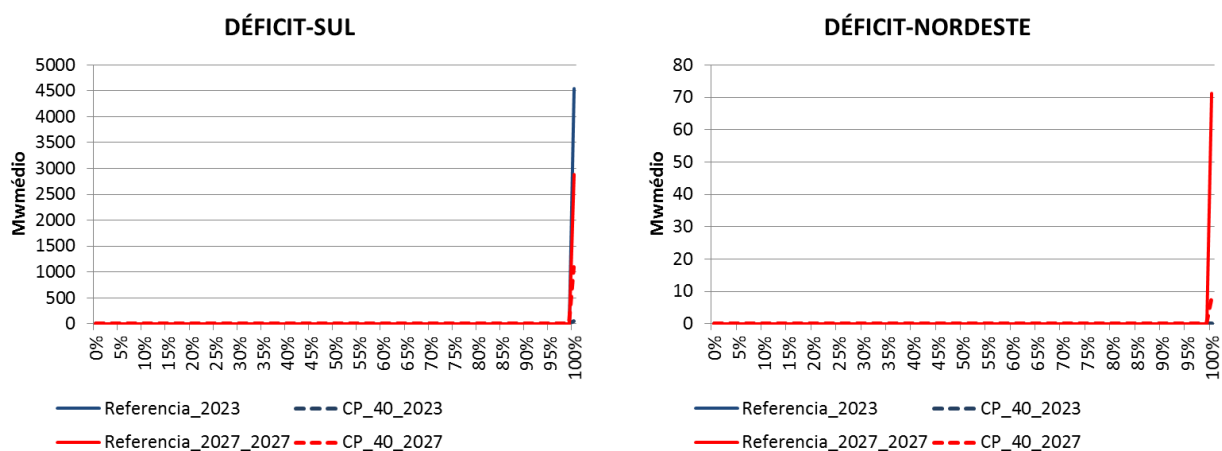


Figura 6.6 – Permanência do déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.7 apresenta a permanência da geração térmica total em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Como observado, o caso com todas as metodologias propostas reduziu, em média, a geração térmica total no SIN em comparação com o Caso de Referência.

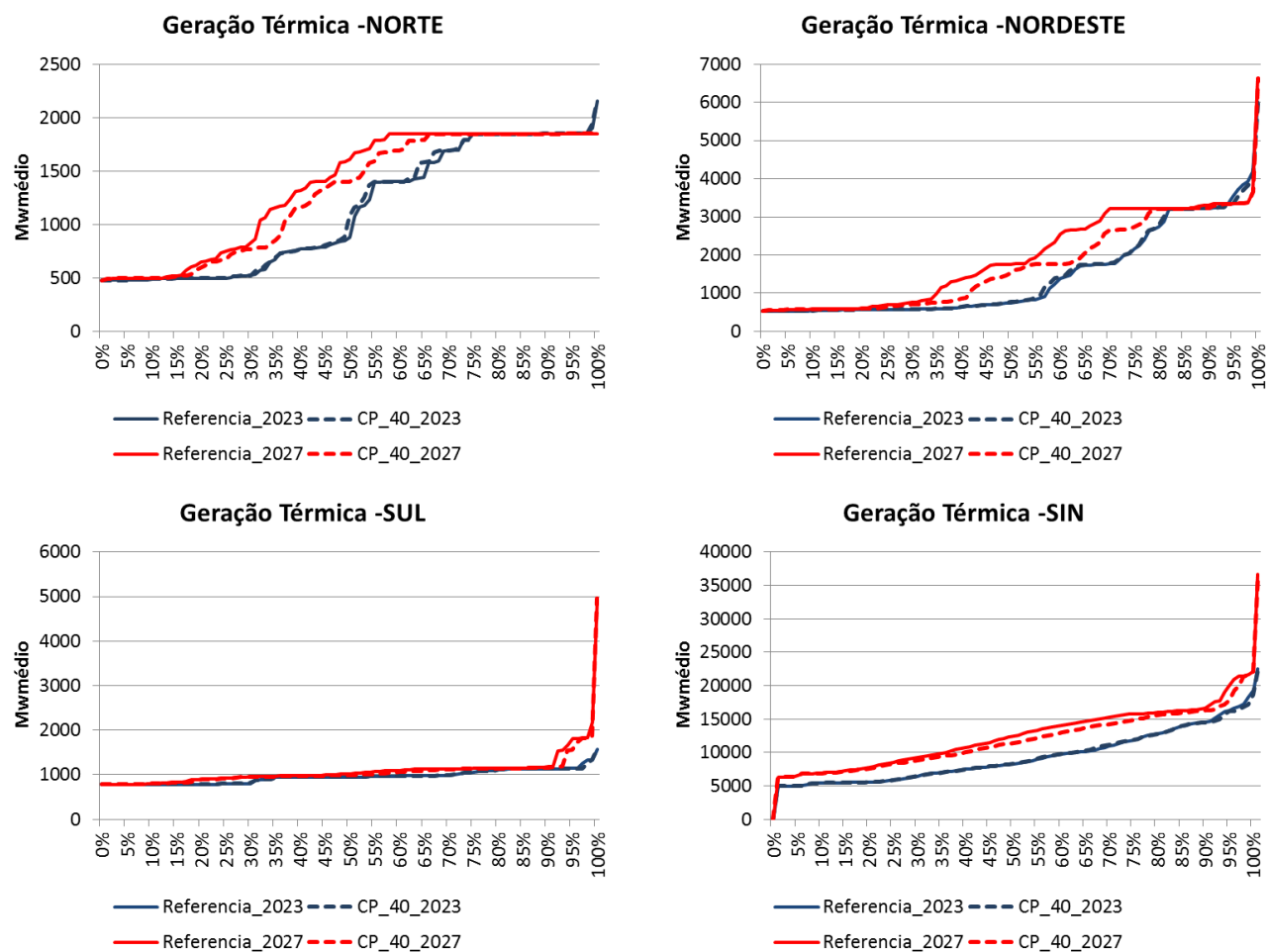


Figura 6.7 – Permanência da geração térmica para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.8 apresenta o CMO médio para alguns subsistemas. Nota-se que as metodologias propostas não elevaram o CMO em nenhum percentil.

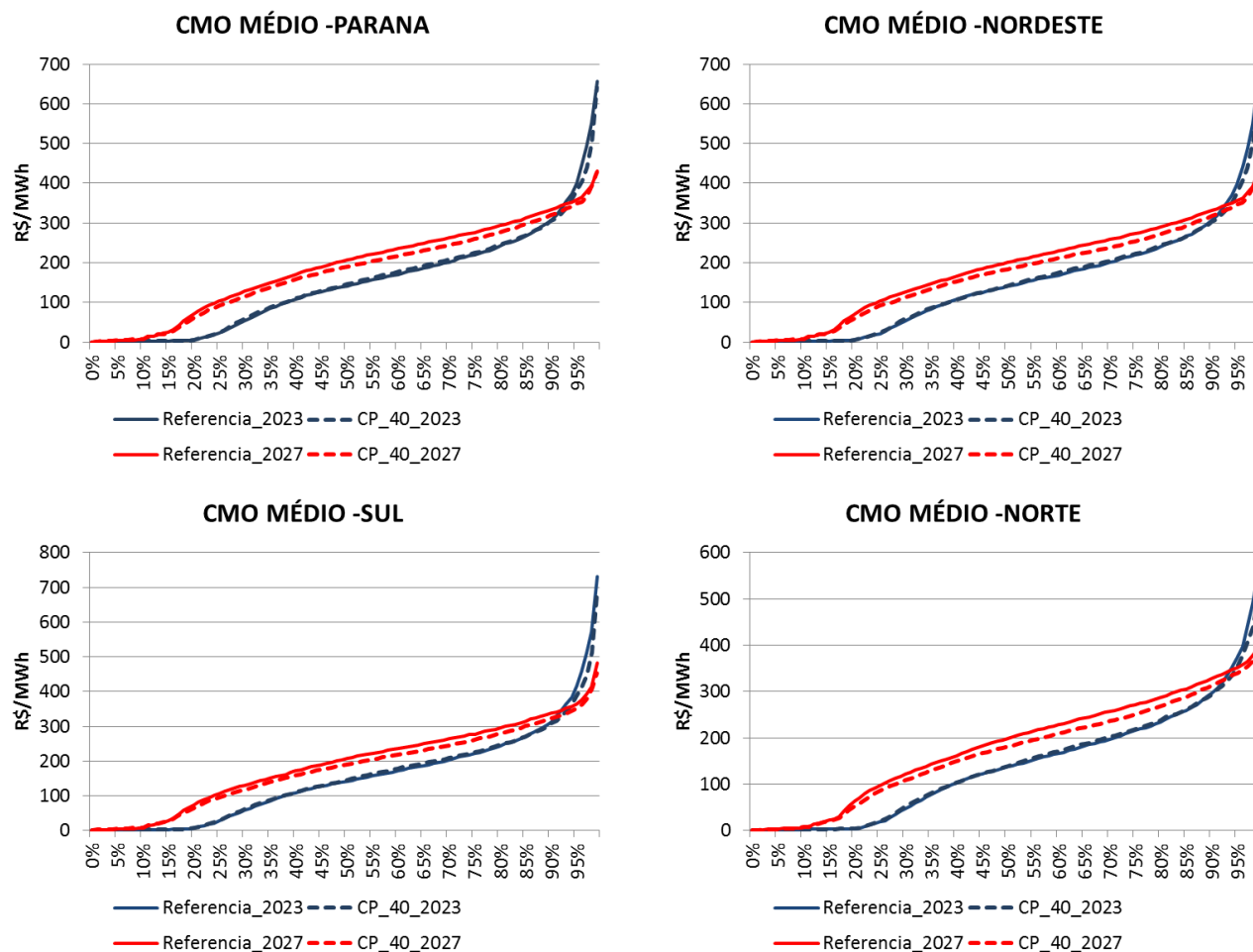


Figura 6.8 – Permanência do custo marginal de operação para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.9 apresenta a permanência do custo de geração térmica e custo de déficit em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Considerando as metodologias propostas, em 2023, percebe-se o aumento nos custos a partir do percentil 50 no subsistema Norte, além de aumento nos custos do Nordeste a partir do percentil 60. Os custos dos demais subsistemas mantiveram-se praticamente inalterados ao considerar a nova proposta para o ano de 2023. E, para o ano de 2027, também não foram observadas alterações nos custos ao inserir os parâmetros propostos pelo GT-Metodologia.

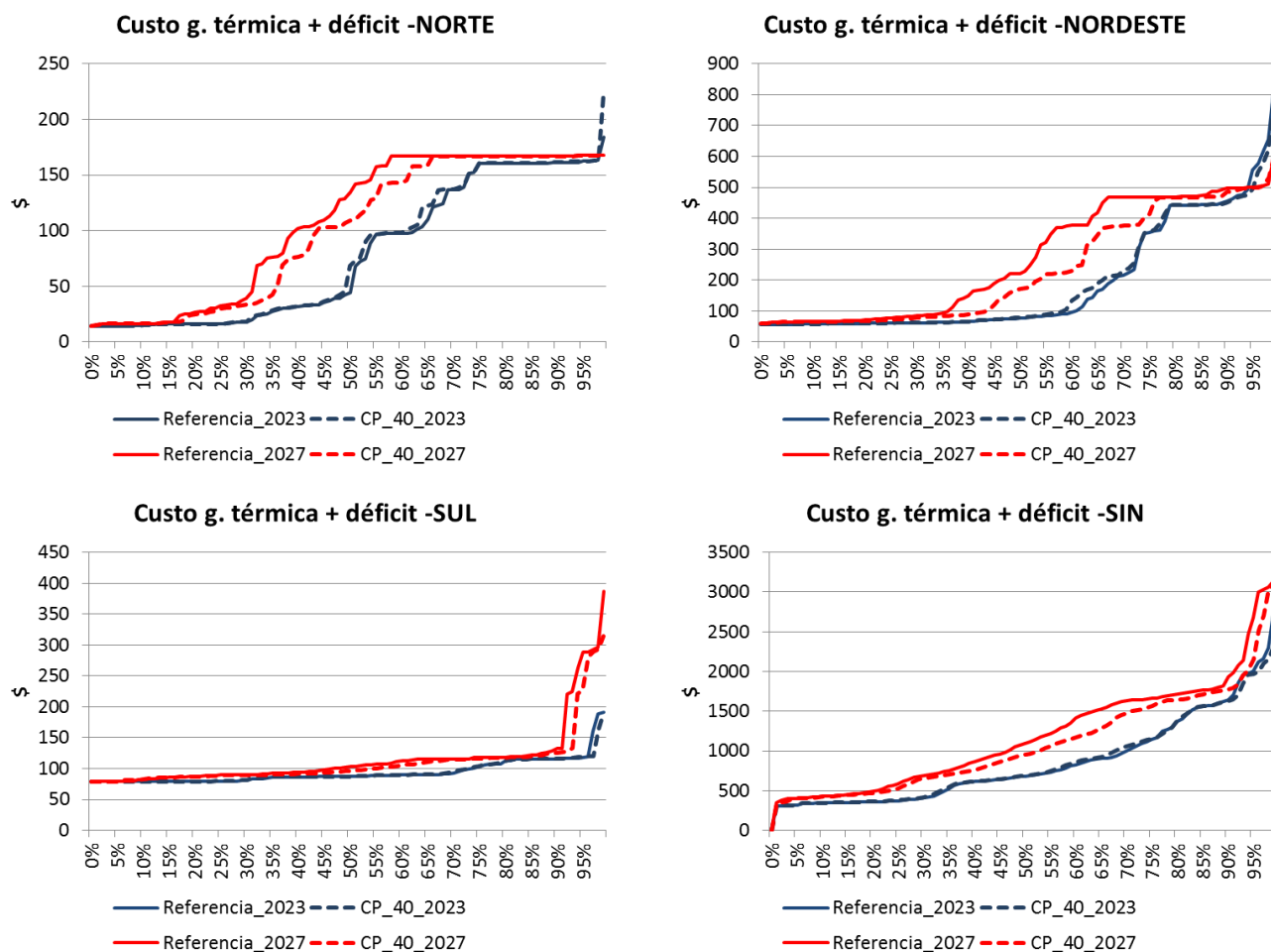


Figura 6.9 – Permanência do custo de geração térmica e do custo de déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.10 apresenta a permanência do vertimento controlável em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Não se observa alteração significativa do vertimento controlável.

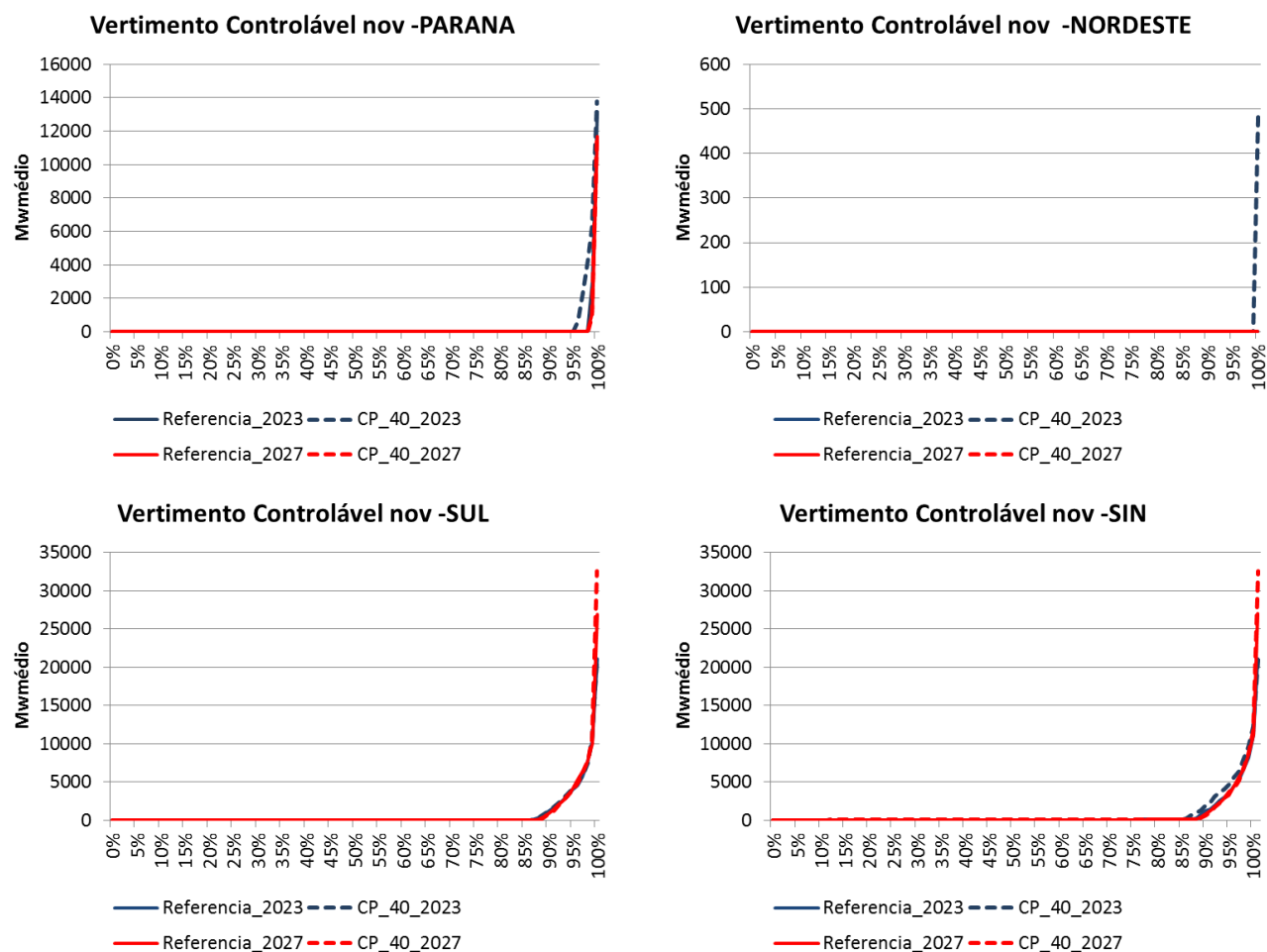


Figura 6.10 – Permanência do vertimento controlável para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A seguir são apresentados os gráficos de evolução temporal das médias para o SIN das variáveis déficit (DEF), na Figura 6.11; energia armazenada (EARMFP), na Figura 6.12; geração hidráulica total (GHTOT) na Figura 6.13 e geração térmica total (GTERM) na Figura 6.14. Destaca-se a redução do déficit ao usar as metodologias estudadas, mas as outras variáveis não são impactadas, em termos de média.

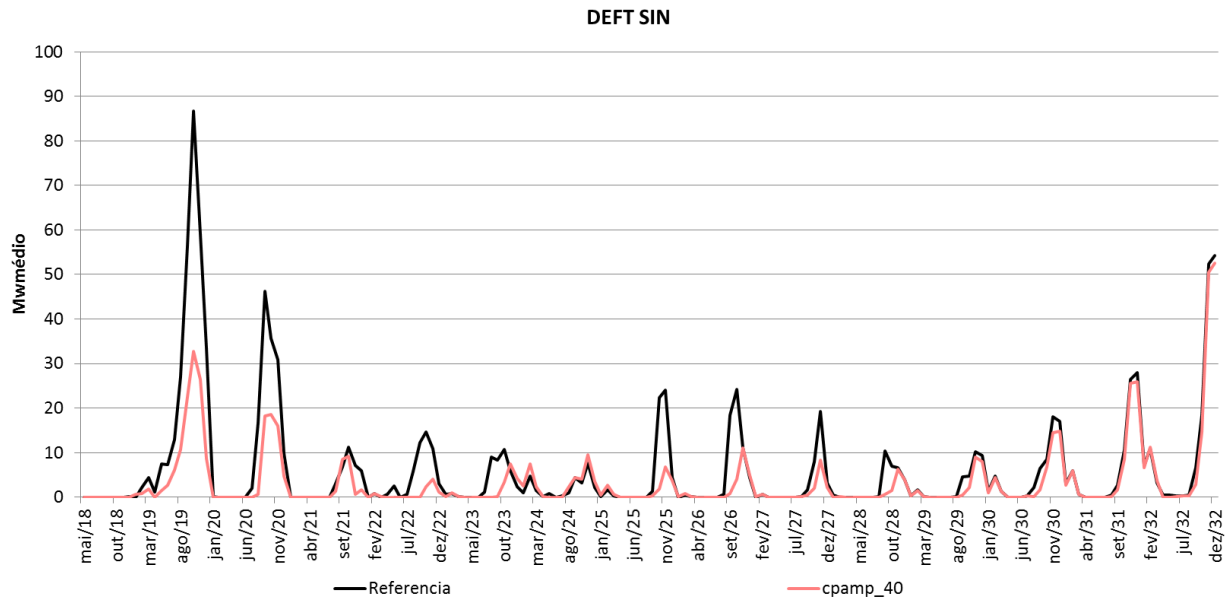


Figura 6.11 – Evolução temporal do déficit médio.

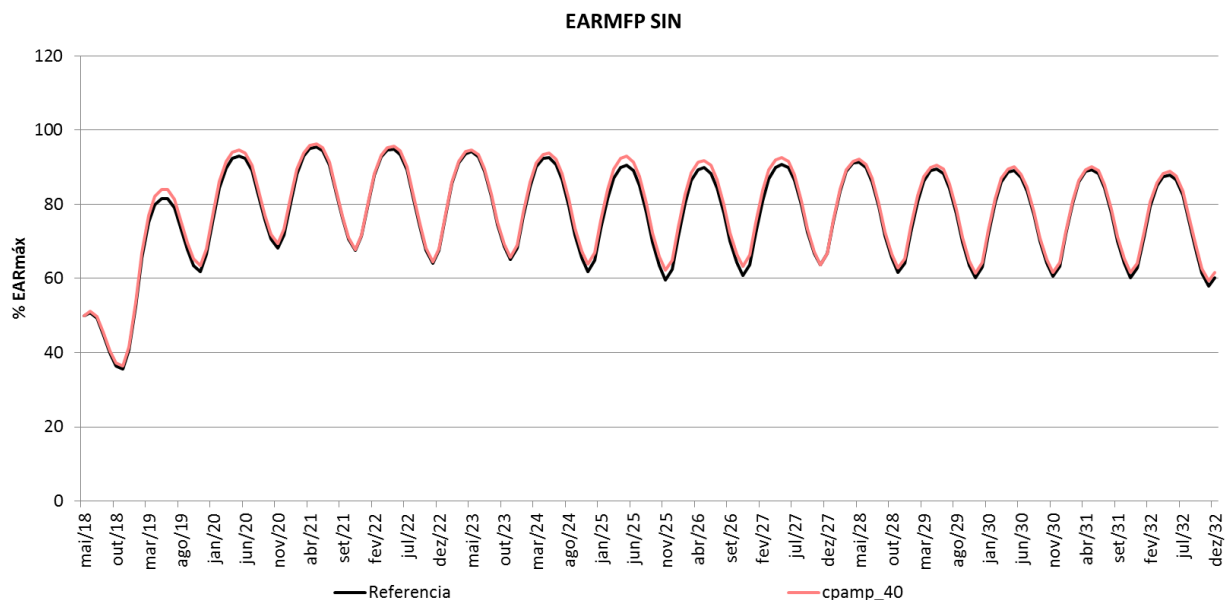


Figura 6.12 – Evolução temporal do armazenamento médio.

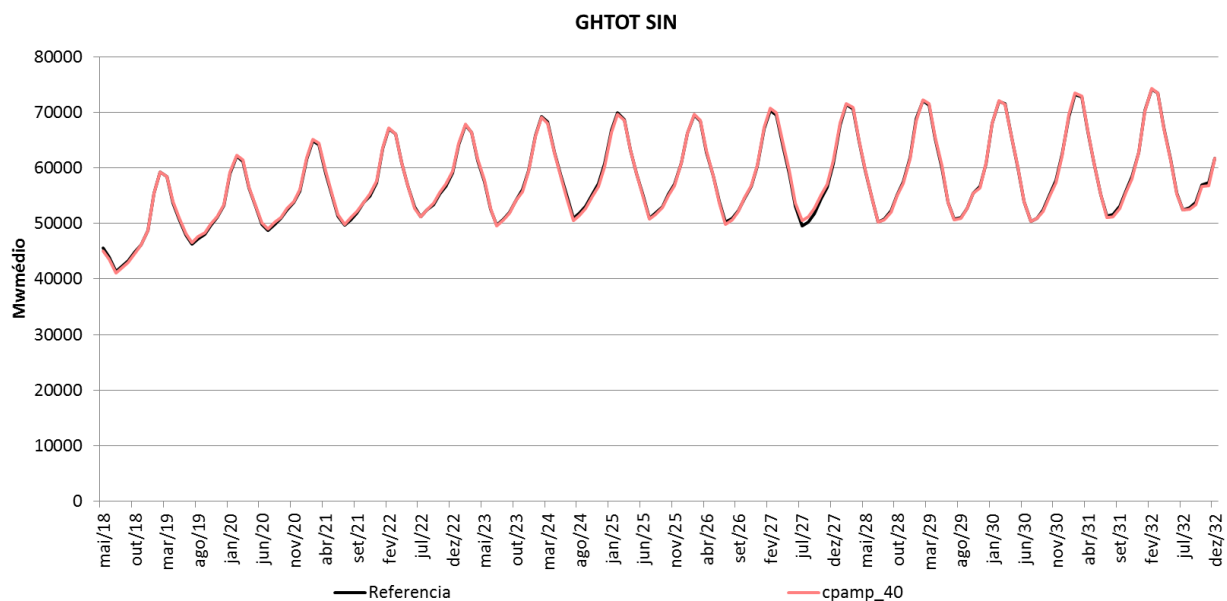


Figura 6.13 – Evolução temporal da geração hidráulica total média.

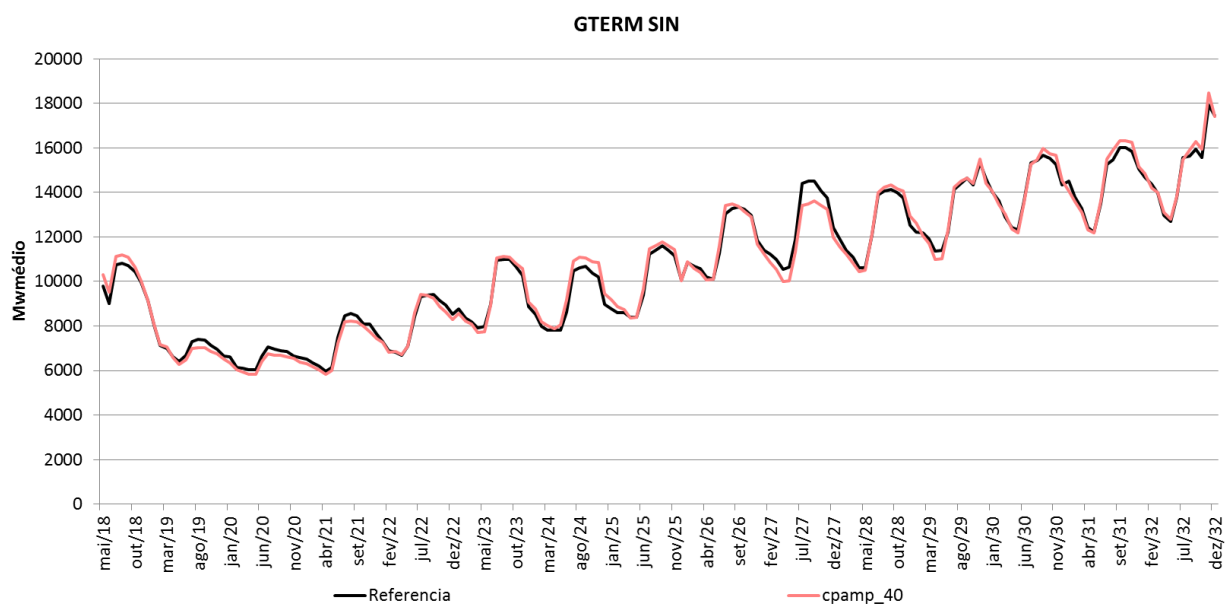


Figura 6.14 – Evolução temporal da geração térmica média.

6.3 PMO outubro/2018

A seguir são apresentados os gráficos de permanência para diversas variáveis do PMO de outubro de 2018.

Na Figura 6.15 se observa que a permanência do CMO do caso com todas as metodologias propostas pela CPAMP (CP_40, vermelho) é superior ao caso de referência (em azul, PMO 10/2018 rodado na versão 25.6) para os percentis entre 30% e 97%, no entanto para os percentis de maiores custos o caso CP_40 apresenta valores iguais ou menores que o caso de referência.

É importante destacar que, se aprovado pela CPAMP neste ciclo, a aplicação do VminOp será iniciada em janeiro de 2020. Dessa forma, a política de operação do sistema seria alterada em um mês com condições hidrometeorológicas favoráveis, dado o comportamento histórico das vazões no período úmido.

Neste contexto, é possível antecipar medidas operativas que reduzam a probabilidade de violar os níveis de armazenamento mínimo.

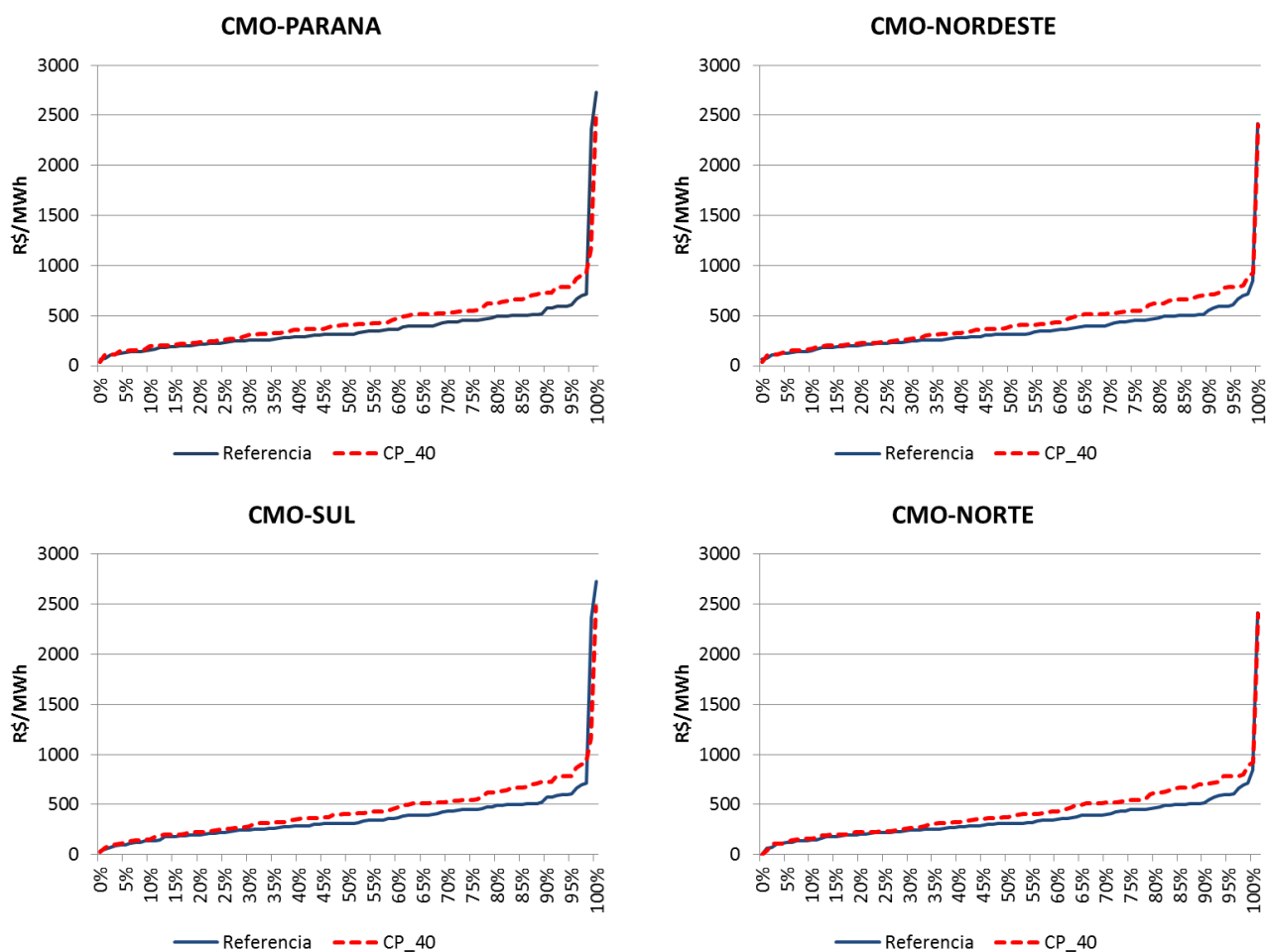


Figura 6.15 – Permanência do custo marginal de operação em 2018 (3 meses).

A Figura 6.16 mostra o armazenamento em novembro de 2018. Nota-se que o armazenamento do Sul aumentou ao considerar as metodologias propostas (vermelho).

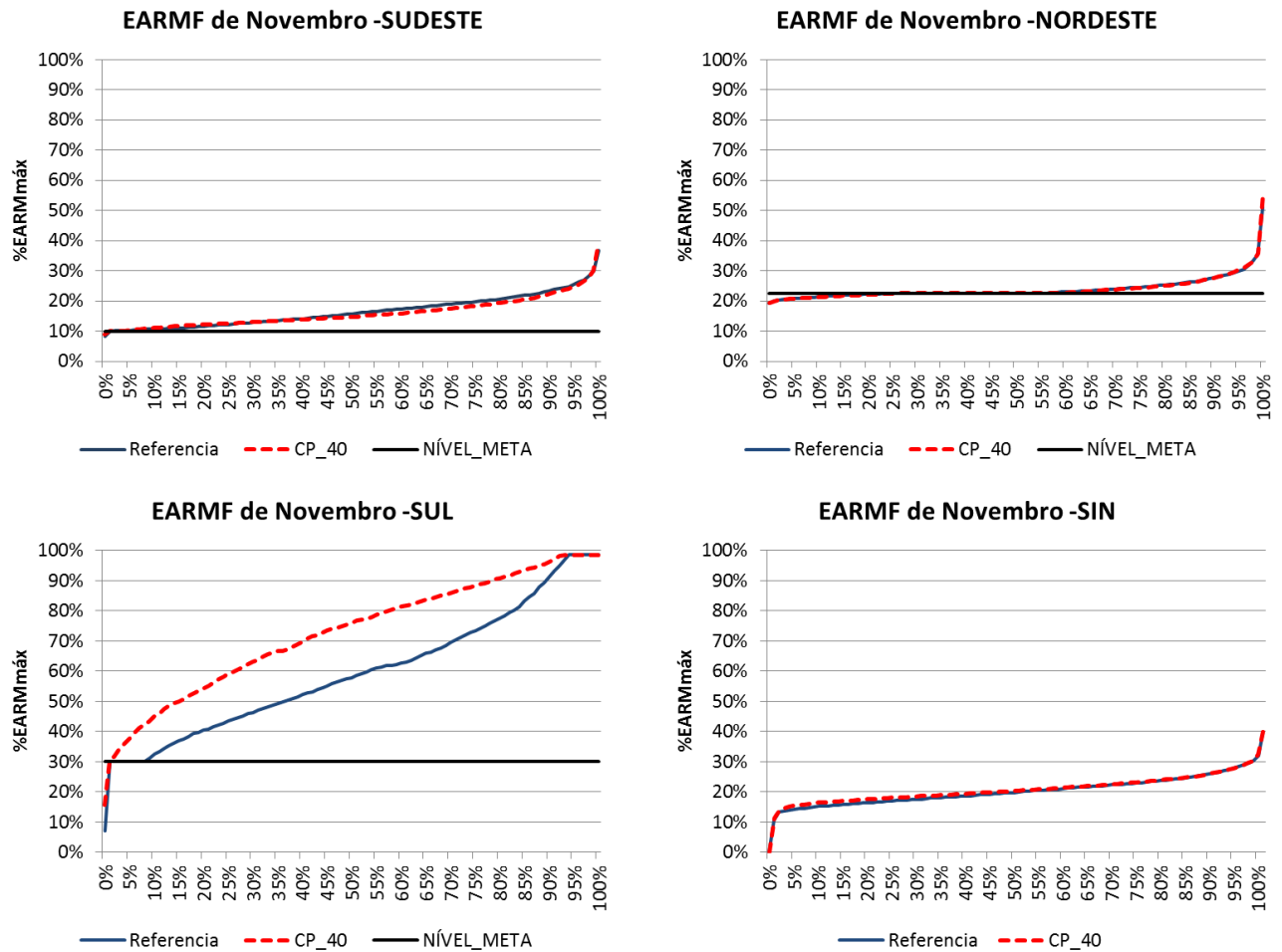


Figura 6.16 –Permanência do armazenamento novembro de 2018.

A Figura 6.17 indica que não se observa aumento no vertimento controlável ao considerar as metodologias propostas (vermelho). O que indica que a elevação do armazenamento gera benefício real para o sistema.

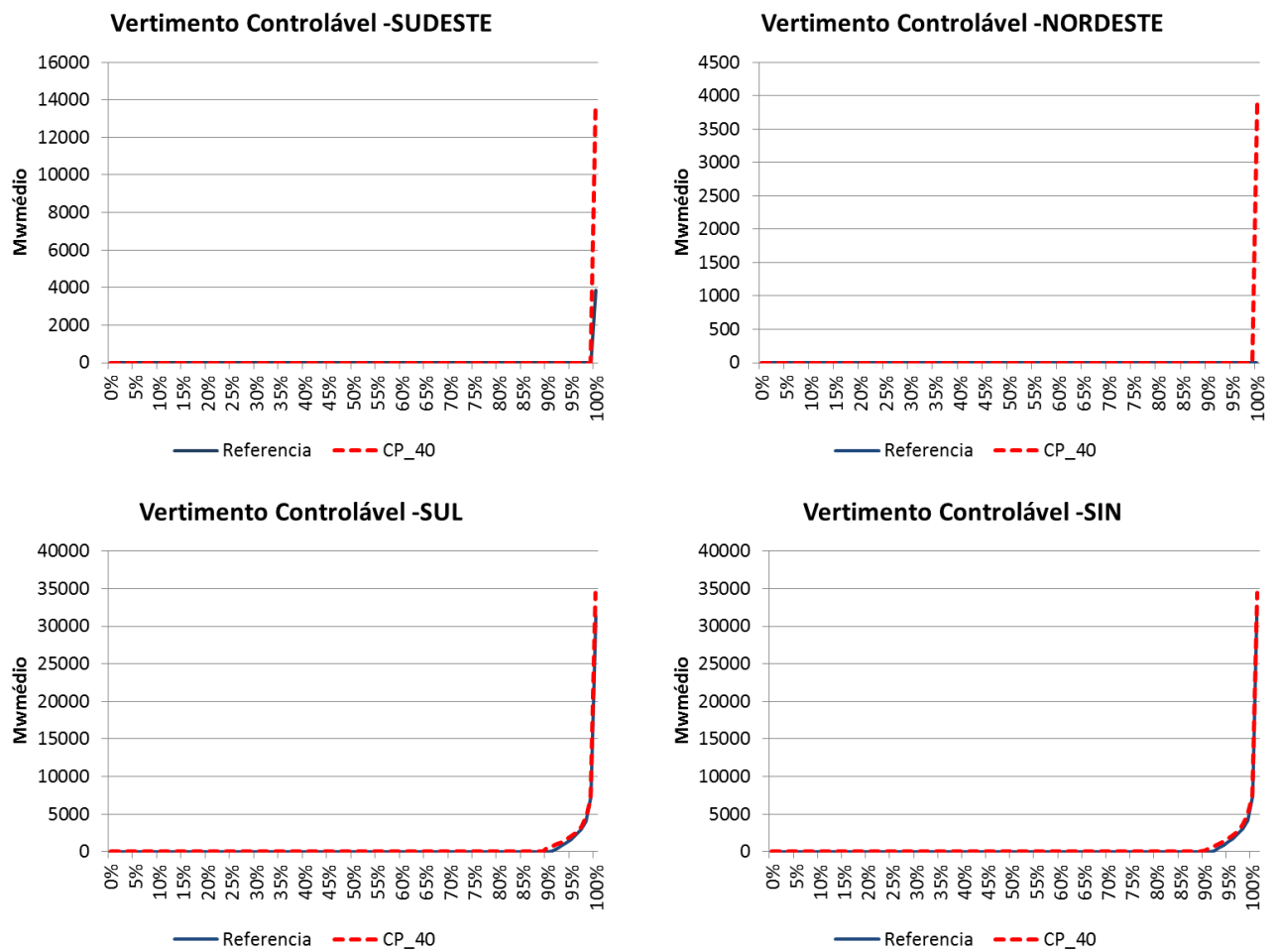


Figura 6.17 –Permanência do vertimento controlável em 2018 (3 meses).

A Figura 6.18 mostra alteração na geração hidráulica total entre os subsistemas ao considerar as metodologias propostas, no entanto, não altera no SIN.

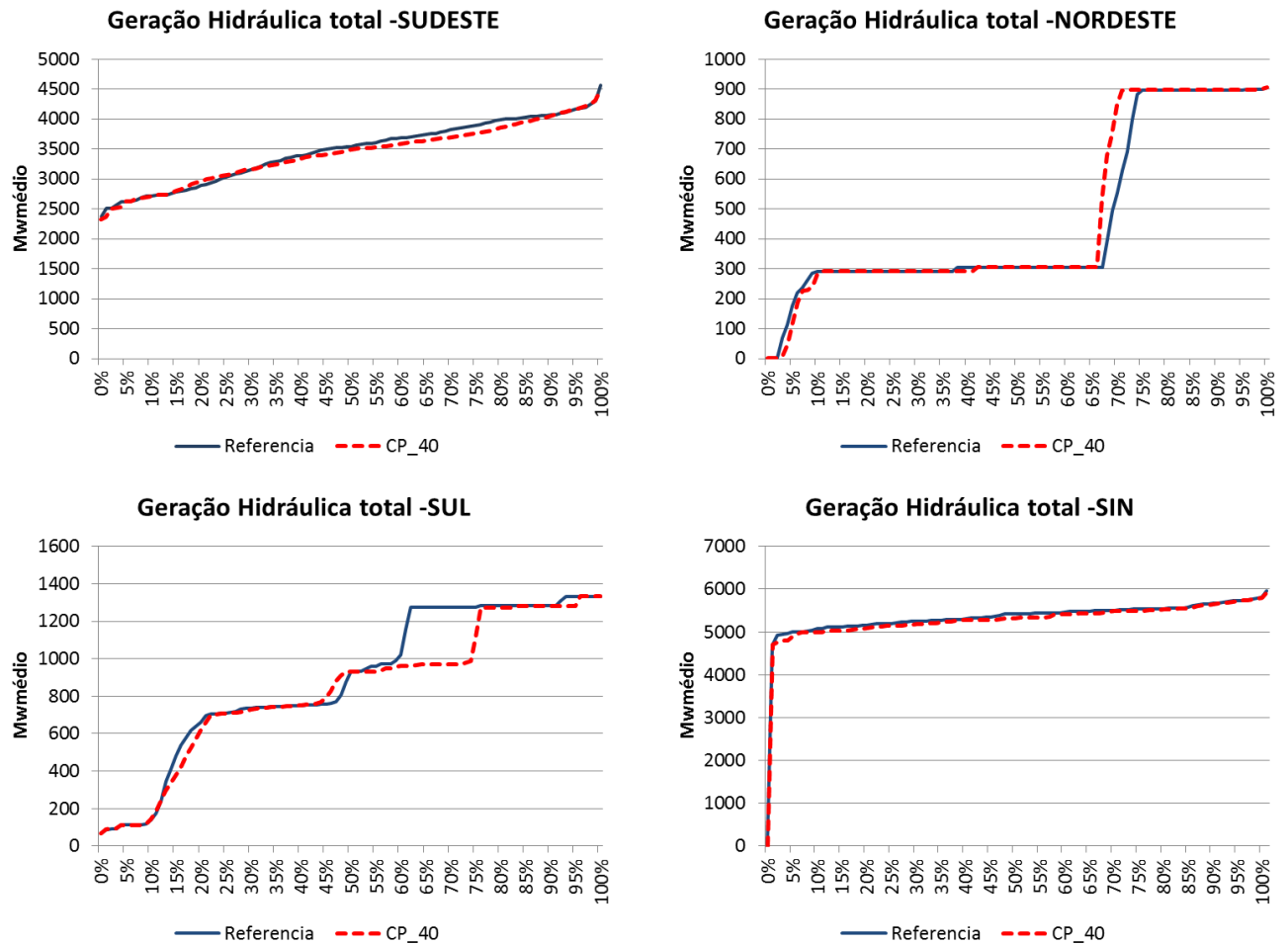


Figura 6.18 – Permanência da geração hidráulica total de 2018 (3 meses).

A Figura 6.19 indica que há aumento de geração térmica quando se considera as metodologias propostas.

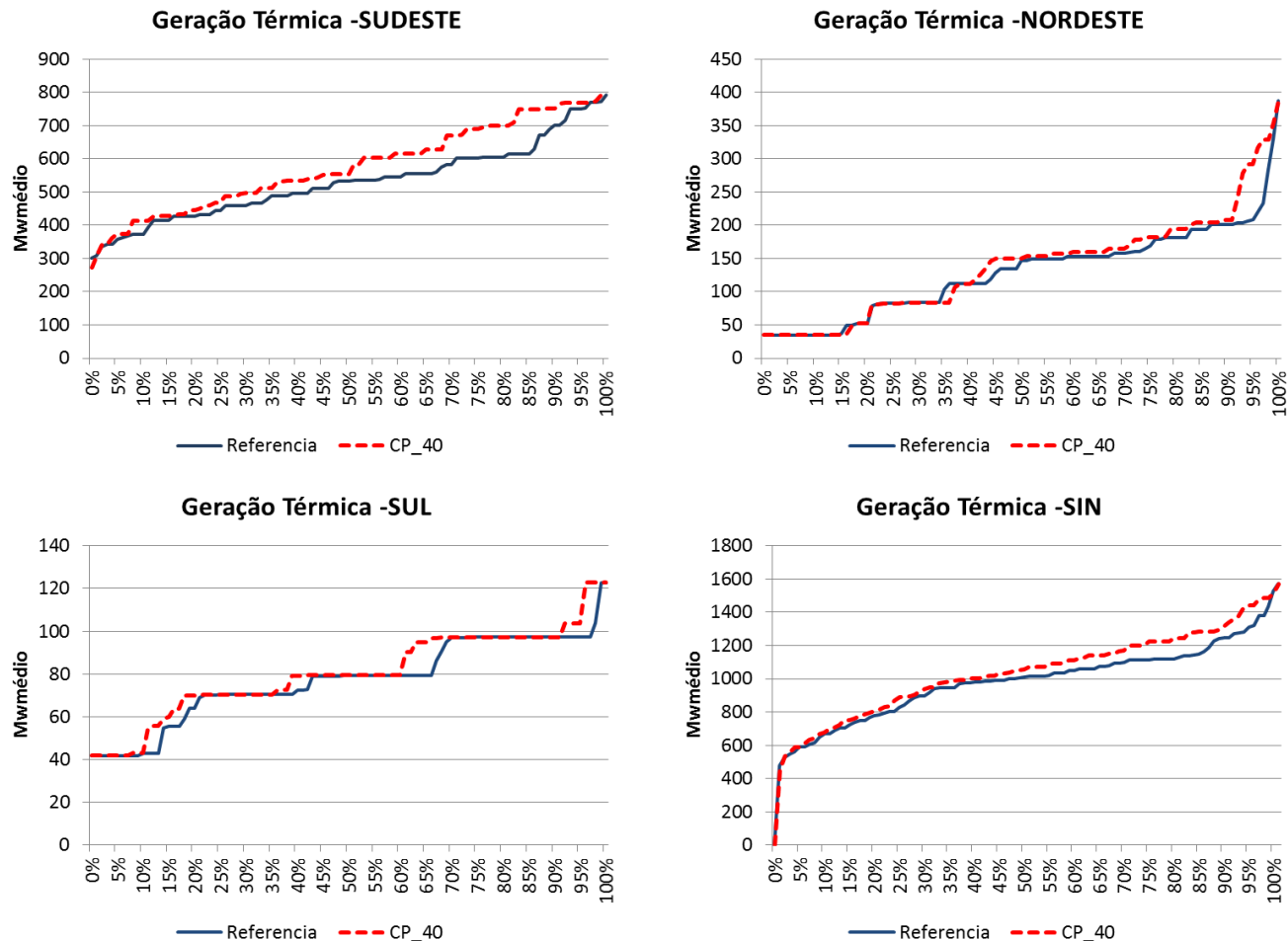


Figura 6.19 – Permanência da geração térmica de 2018 (3 meses).

Já a Figura 6.20 mostra que o custo de geração térmica e de déficit aumentou ao inserir as metodologias propostas nesse PMO, para os 3 primeiros meses.

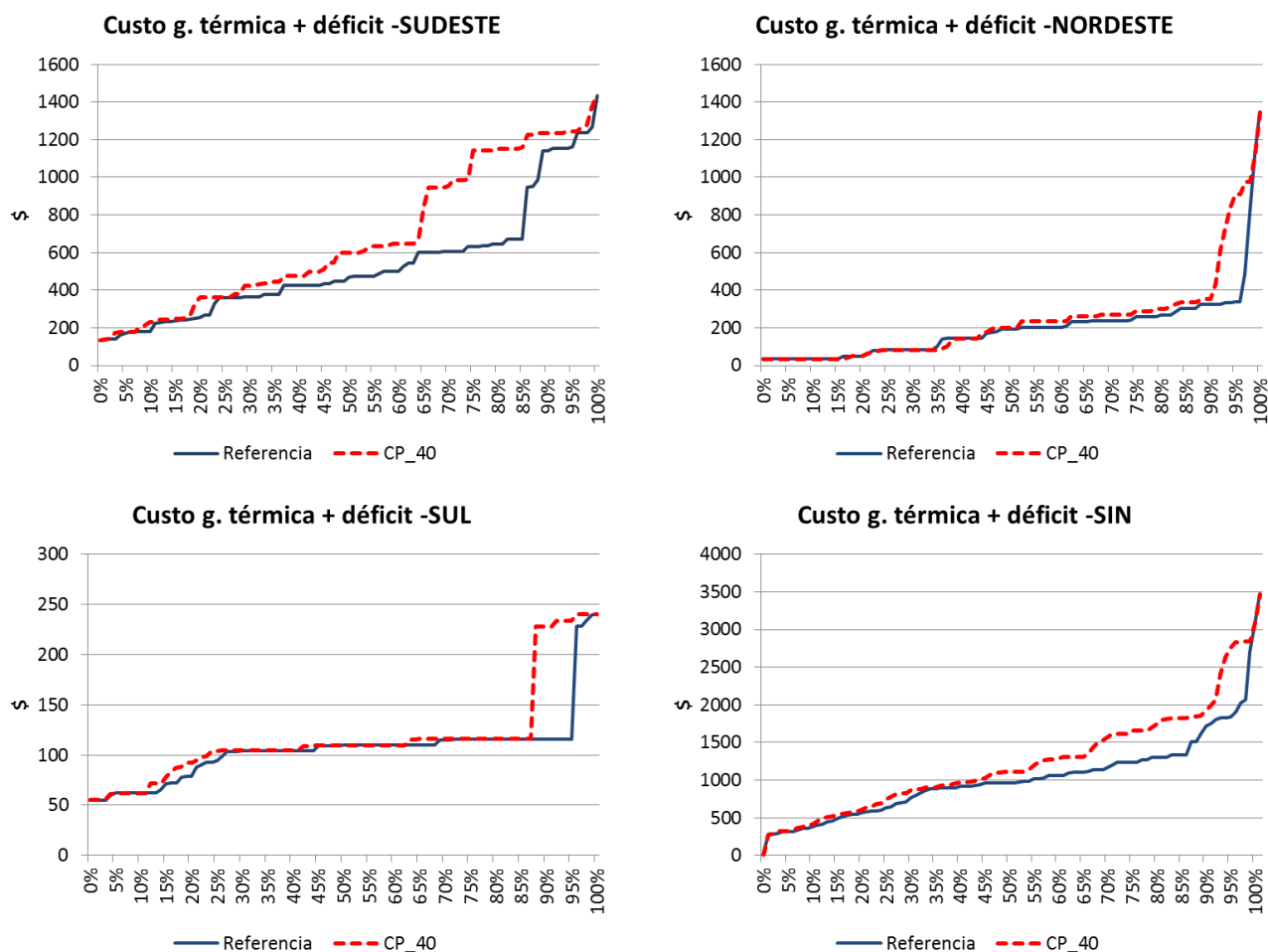


Figura 6.20 – Permanência do custo da térmica e do custo de déficit de 2018 (3 meses).

Nota-se nas Figura 6.21 até Figura 6.25 que ao considerar as metodologias propostas o CMO se elevou no início do horizonte, mas reduziu ao longo do tempo. Mas não se observa alteração na média para as outras variáveis apresentadas.

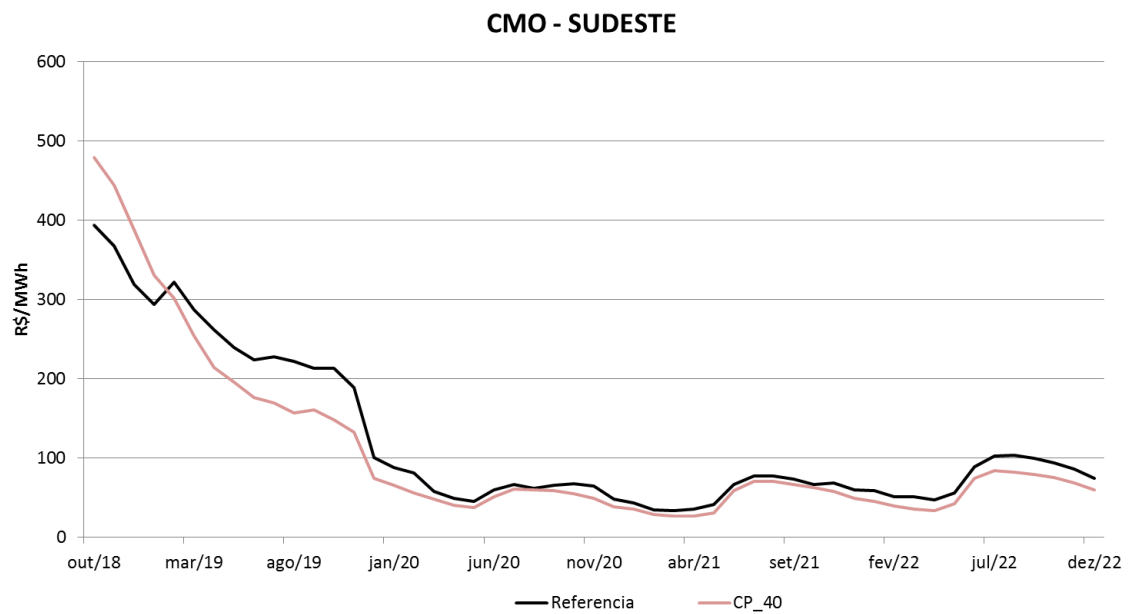


Figura 6.21 – Evolução média do CMO.

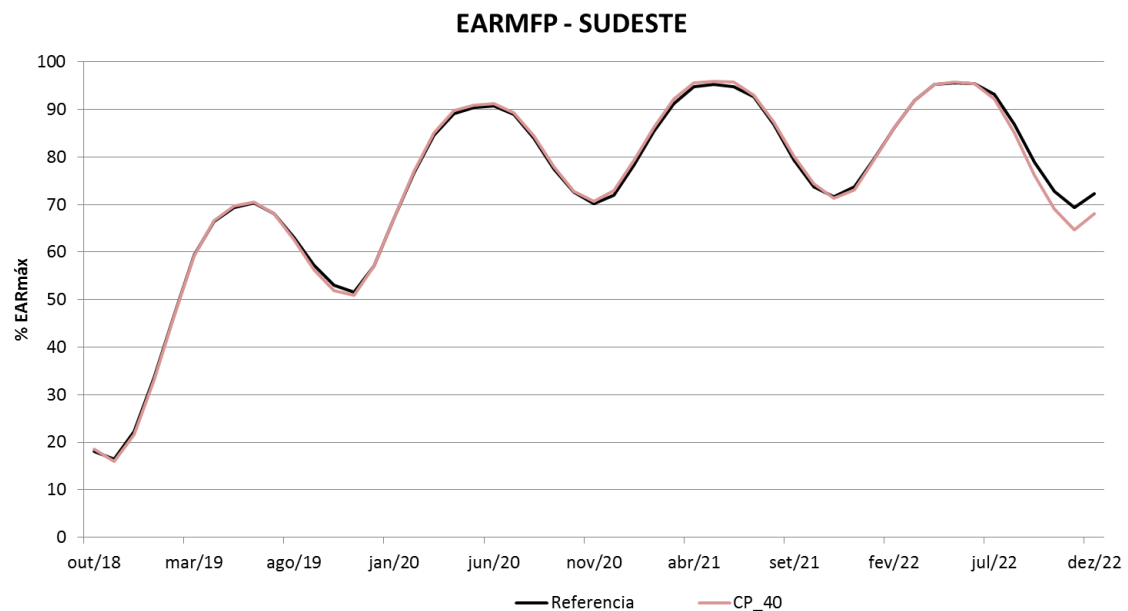


Figura 6.22 – Evolução média do armazenamento do subsistema Sudeste.

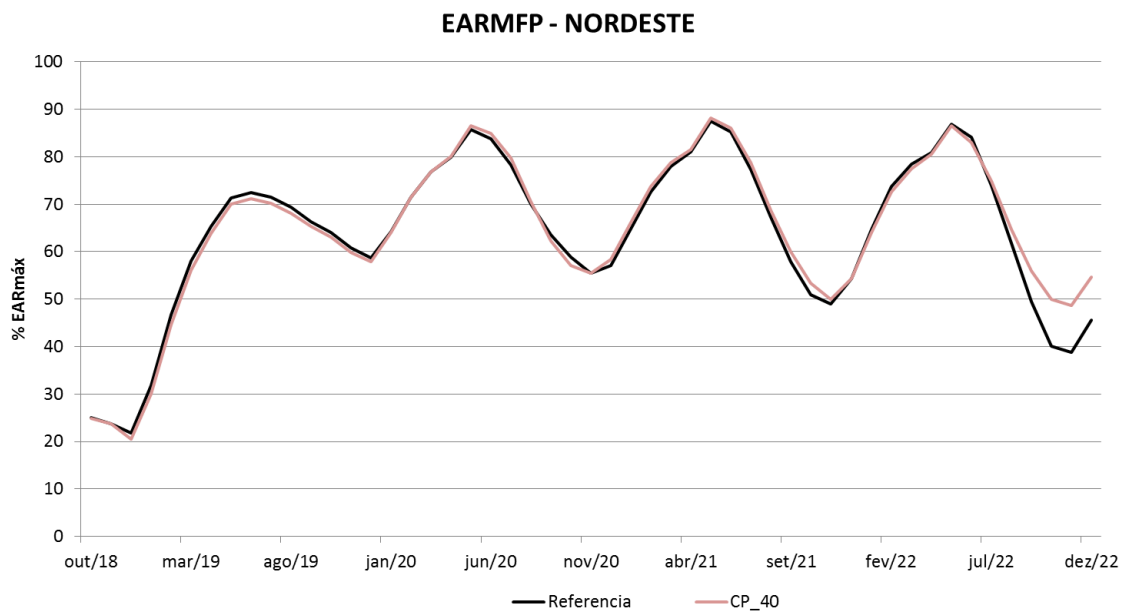


Figura 6.23 –Evolução média do armazenamento do subsistema Nordeste.

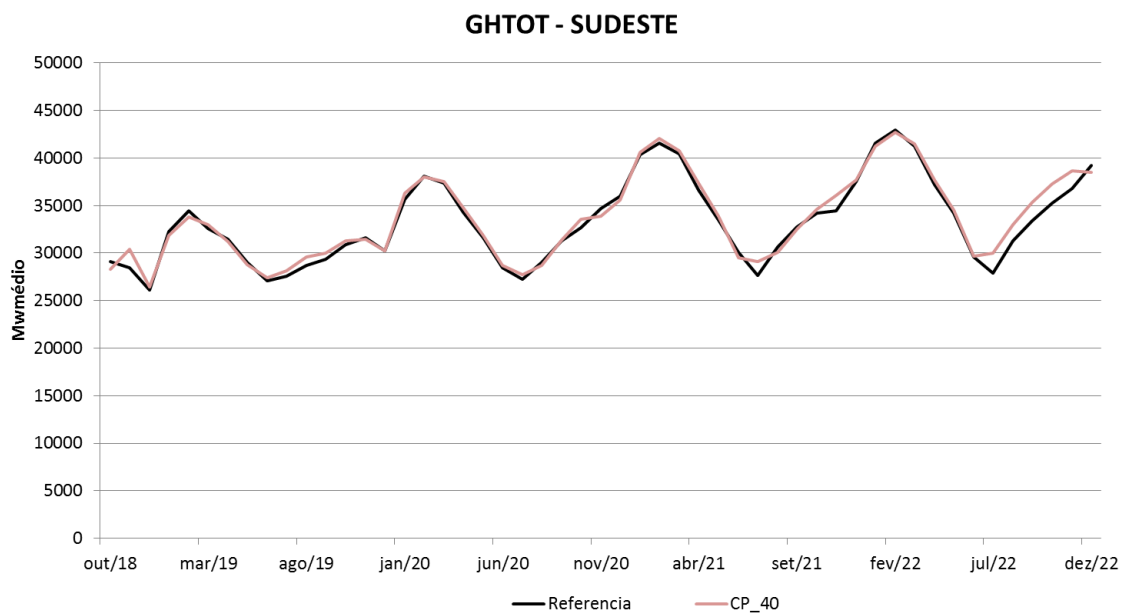


Figura 6.24 – Evolução média da geração hidráulica total no subsistema Sudeste.

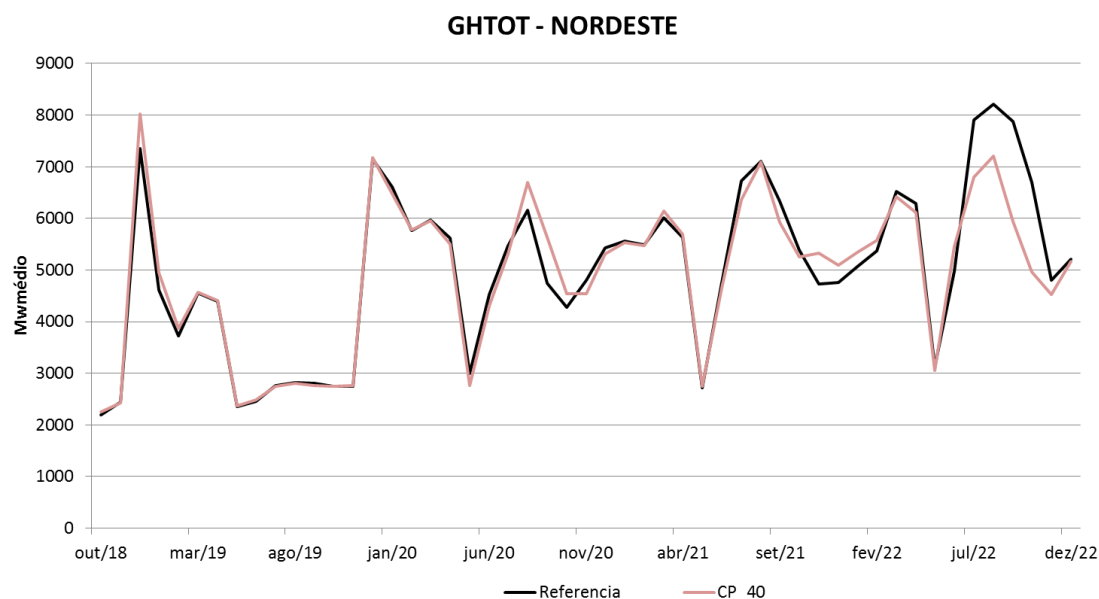


Figura 6.25 – Evolução média da geração hidráulica total no subsistema Nordeste.

Nota-se na Figura 6.26 que o armazenamento do caso com todas as metodologias propostas (linha tracejada) eleva os níveis de armazenamento para os menores percentis em relação ao caso de referência (PDE 2027 rodado na versão 25.6, linha contínua) tanto para o ano de 2023 (azul) quanto para o ano de 2027 (vermelho).

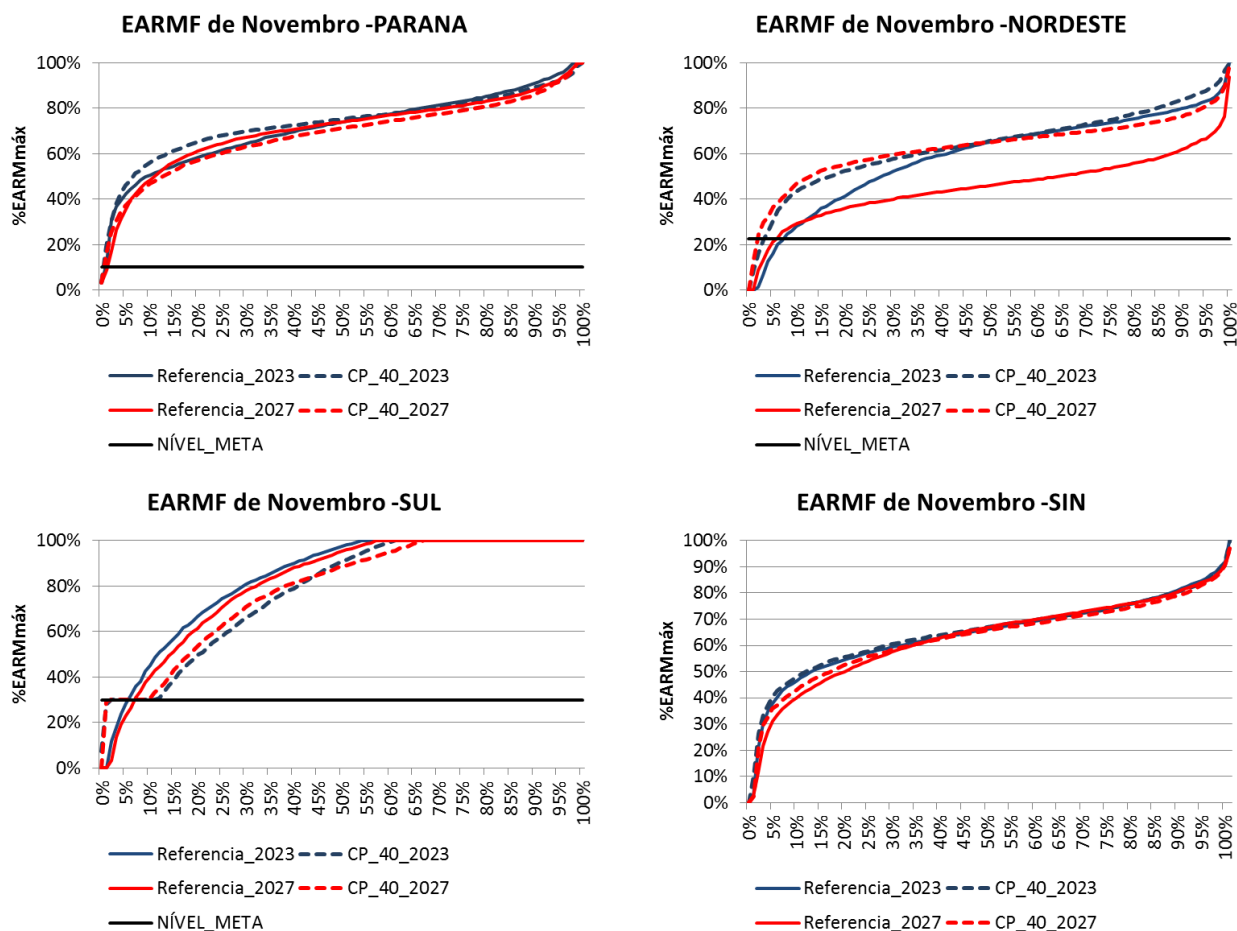


Figura 6.26 – Permanência do armazenamento no final de novembro para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.27 mostra a permanência da geração hidráulica total em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Destaca-se a alteração no subsistema Nordeste, que é compensada pelos outros, pois a geração hidráulica total do SIN não se altera.

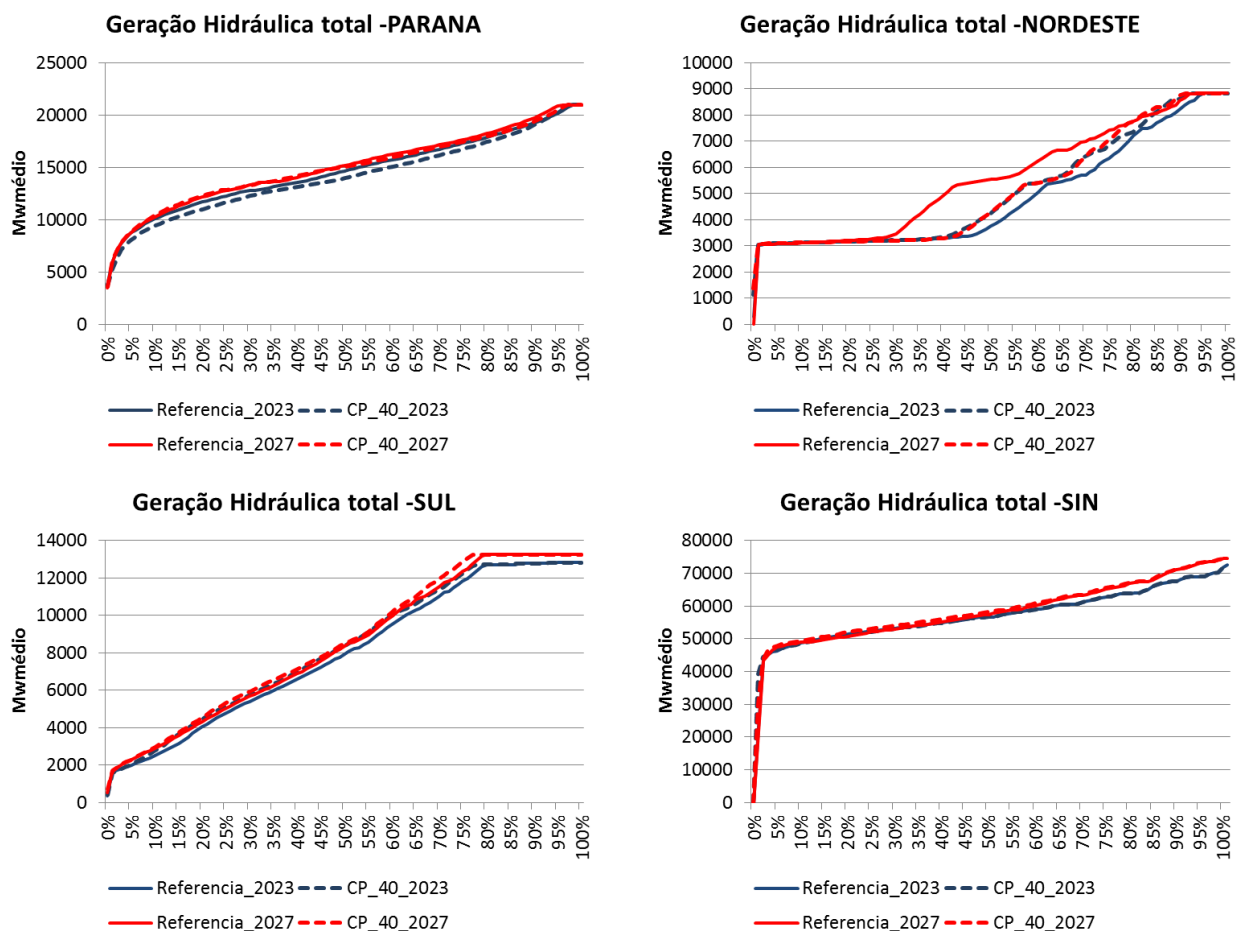


Figura 6.27 – Permanência da geração hidráulica total para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.28 apresenta a permanência do déficit de energia em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Não foram observadas diferenças significativas entre os resultados.

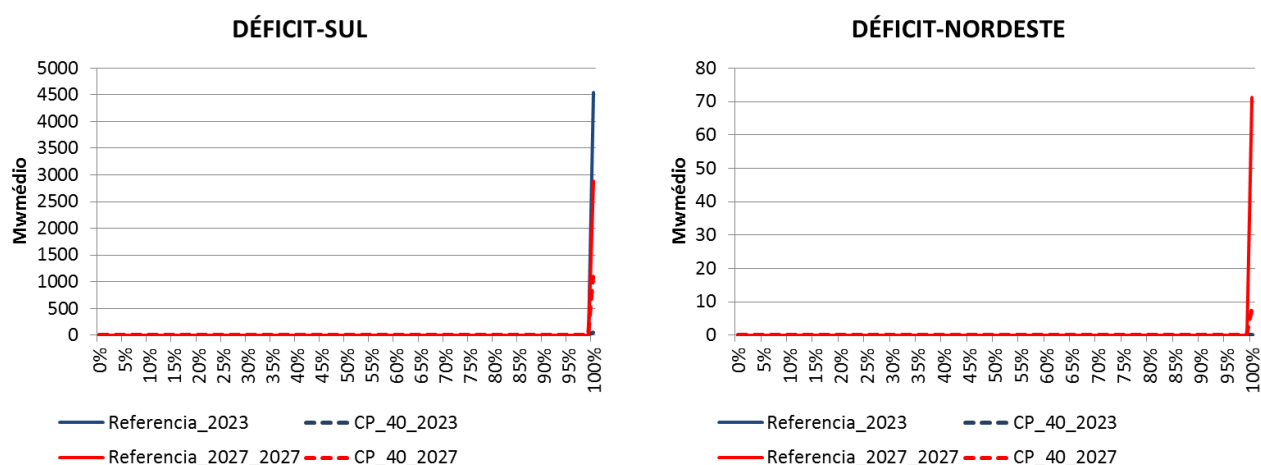


Figura 6.28 – Permanência do déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.29 apresenta a permanência da geração térmica total em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Como observado, o caso com todas as metodologias propostas reduziu, em média, a geração térmica total no SIN em comparação com o Caso de Referência.

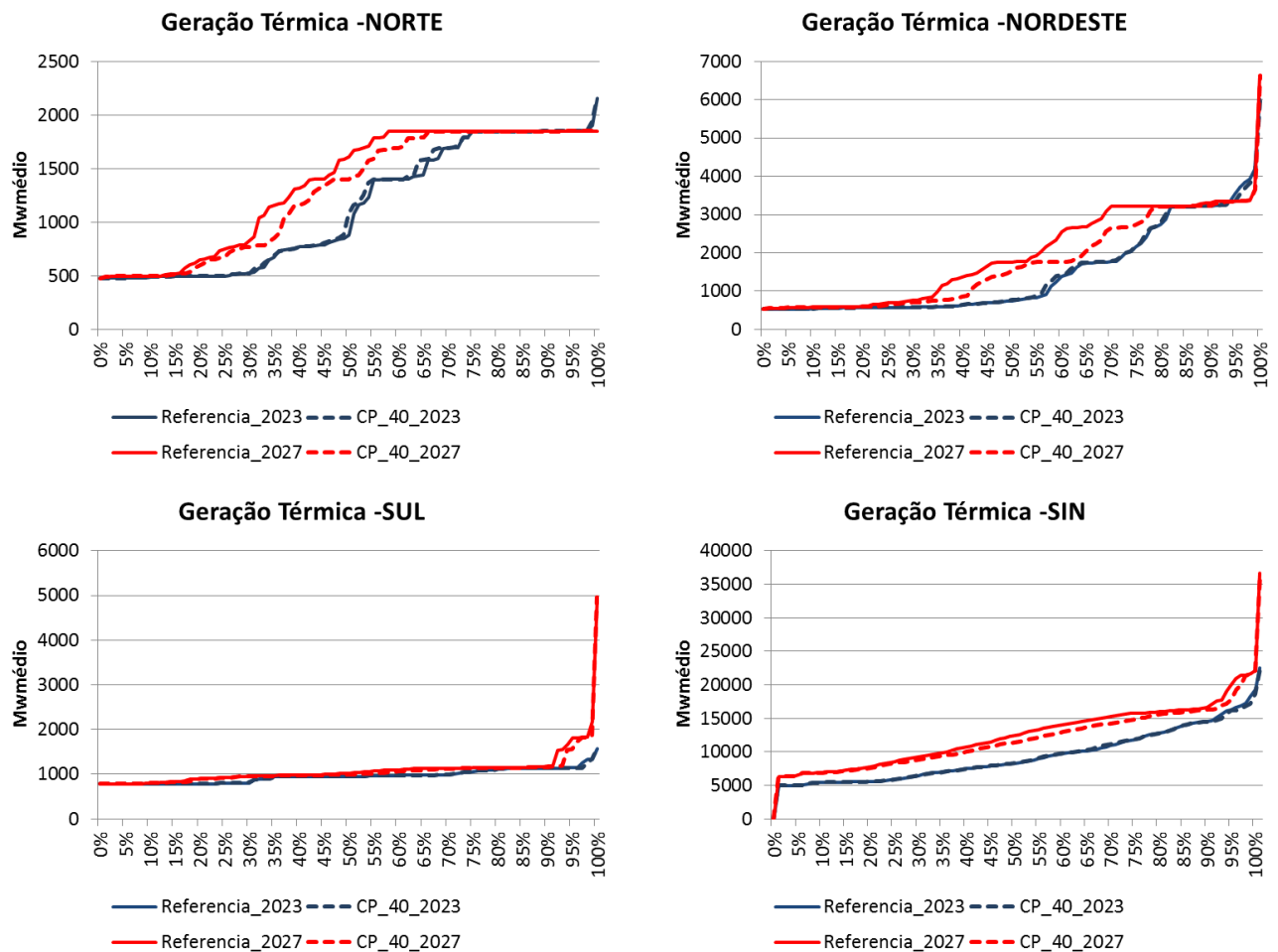


Figura 6.29 – Permanência da geração térmica para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.30 apresenta o CMO médio para alguns subsistemas. Nota-se que as metodologias propostas não elevaram o CMO em nenhum percentil.

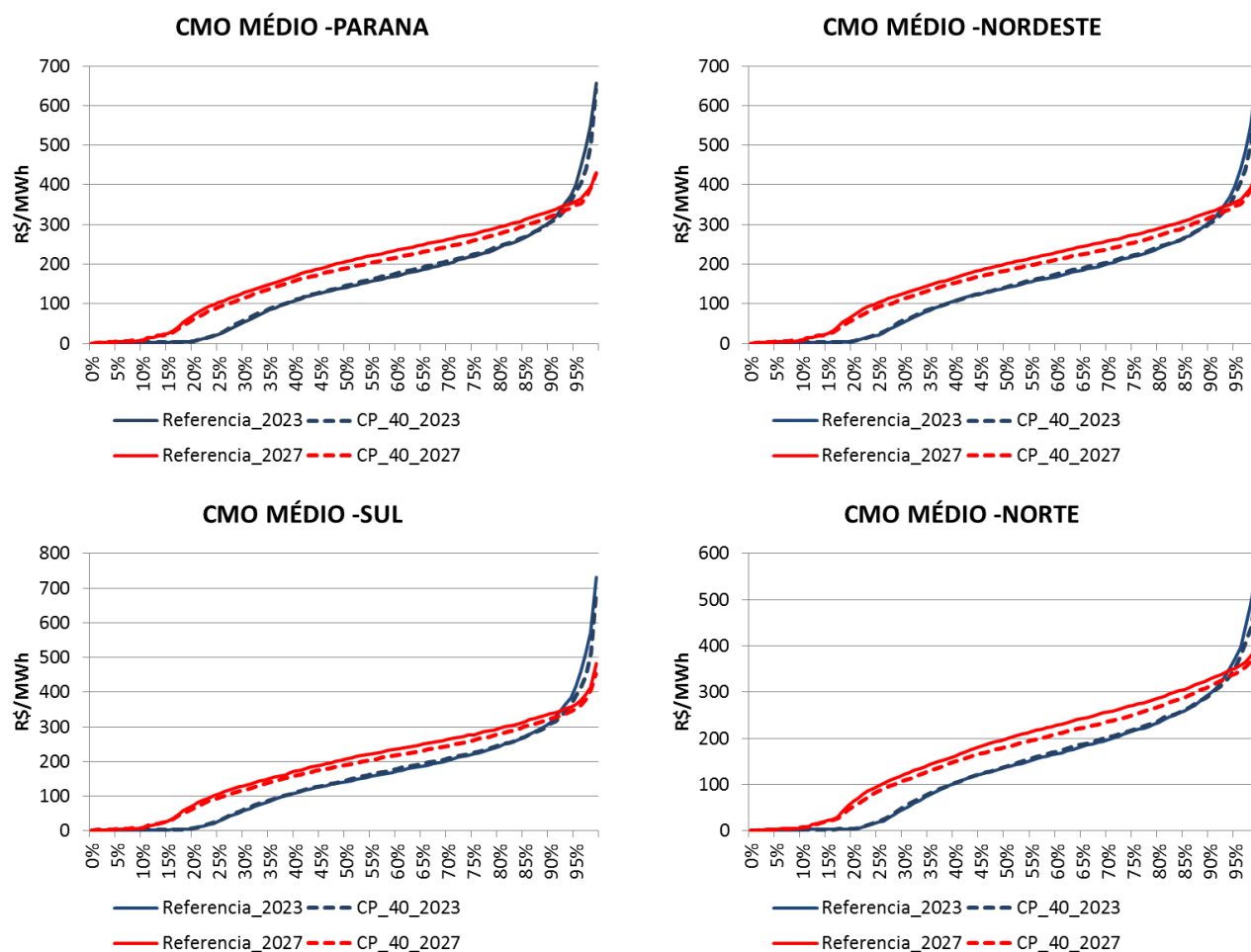


Figura 6.30 – Permanência do custo marginal de operação para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.31 apresenta a permanência do custo de geração térmica e custo de déficit em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Considerando as metodologias propostas, em 2023, percebe-se o aumento nos custos a partir do percentil 50 no subsistema Norte, além de aumento nos custos do Nordeste a partir do percentil 60. Os custos dos demais subsistemas mantiveram-se praticamente inalterados ao considerar a nova proposta para o ano de 2023. E, para o ano de 2027, também não foram observadas alterações nos custos ao inserir os parâmetros propostos pelo GT-Metodologia.

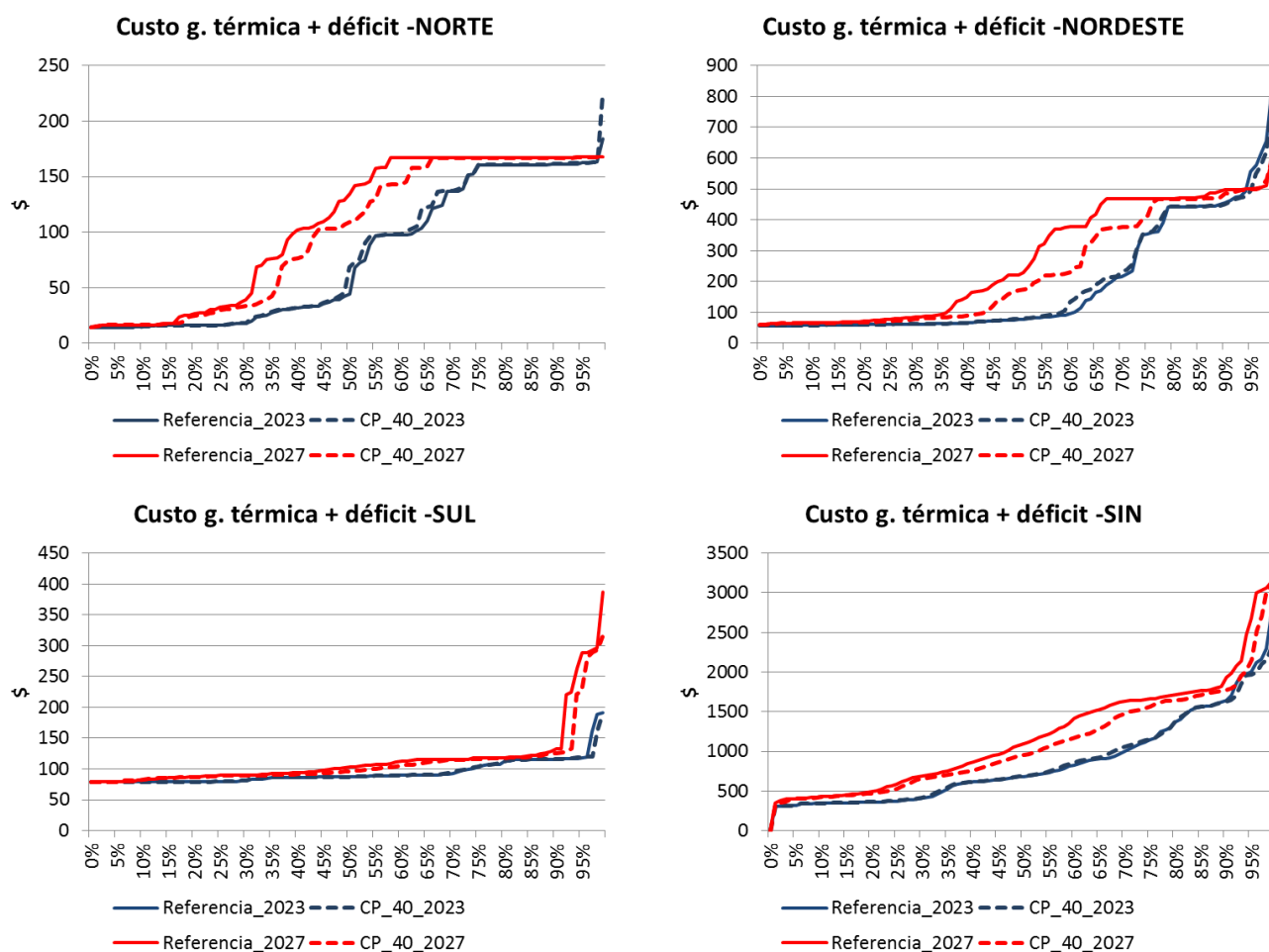


Figura 6.31 – Permanência do custo de geração térmica e do custo de déficit para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A Figura 6.32 apresenta a permanência do vertimento controlável em azul para todo o ano de 2023 e em vermelho para o ano de 2027. Não se observa alteração significativa do vertimento controlável.

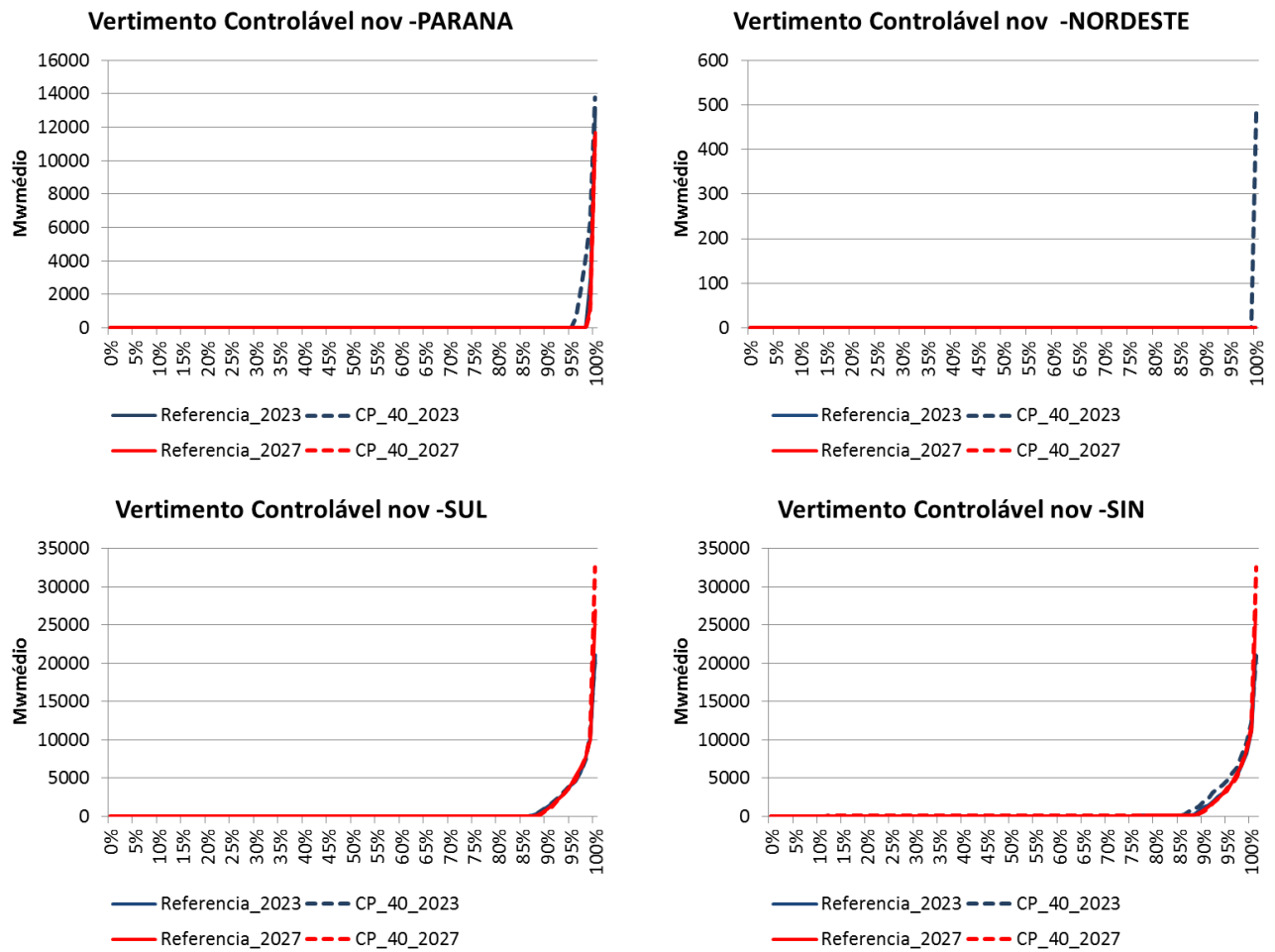


Figura 6.32 – Permanência do vertimento controlável para os anos 2023 e 2027, caso referência e caso considerando as metodologias propostas.

A seguir são apresentados os gráficos de evolução temporal das médias para o SIN das variáveis déficit (DEF), na Figura 6.33; energia armazenada (EARMFP), na Figura 6.34; geração hidráulica total (GHTOT) na Figura 6.35 e geração térmica total (GTERM) na Figura 6.36. Destaca-se a redução do déficit ao usar as metodologias estudadas, mas as outras variáveis não são impactadas, em termos de média.

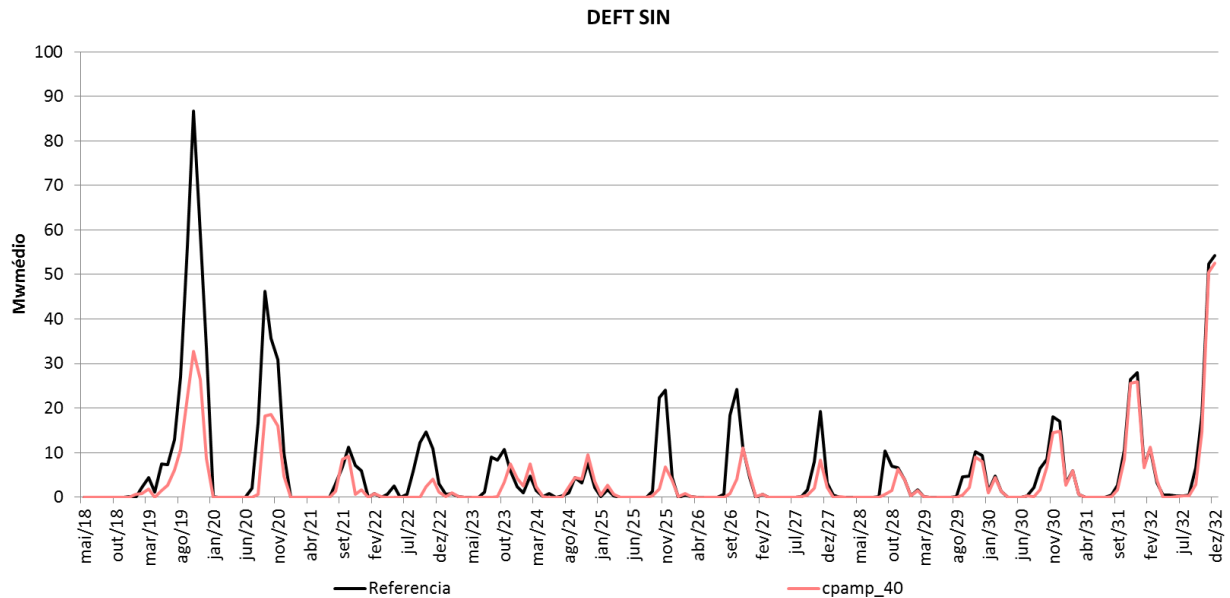


Figura 6.33 – Evolução temporal do déficit médio.

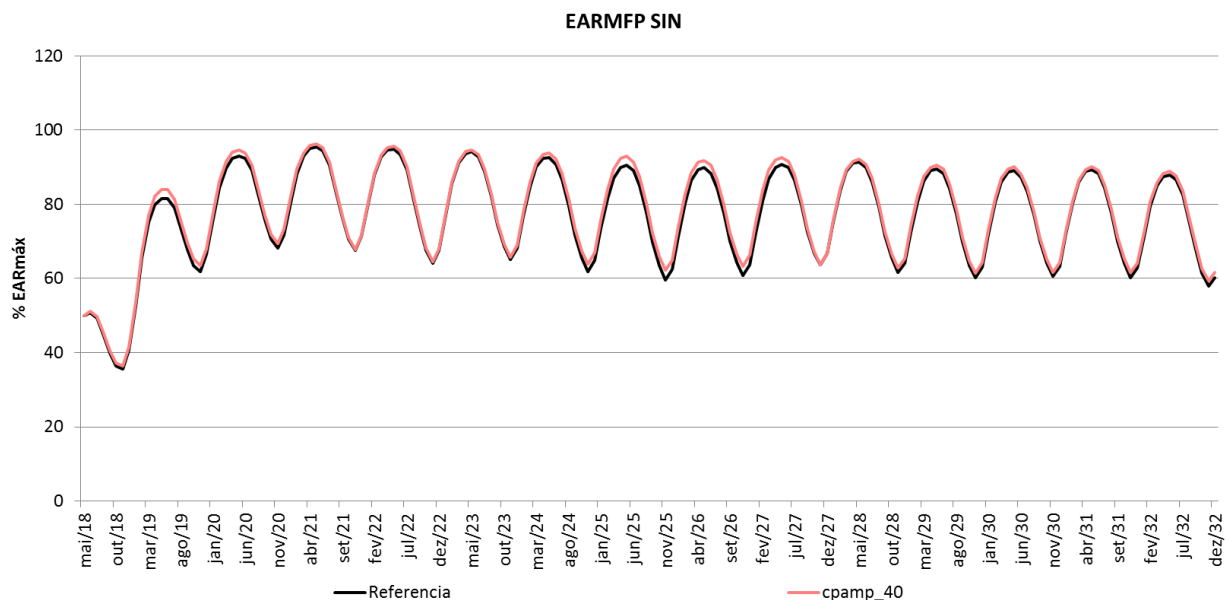


Figura 6.34 – Evolução temporal do armazenamento médio.

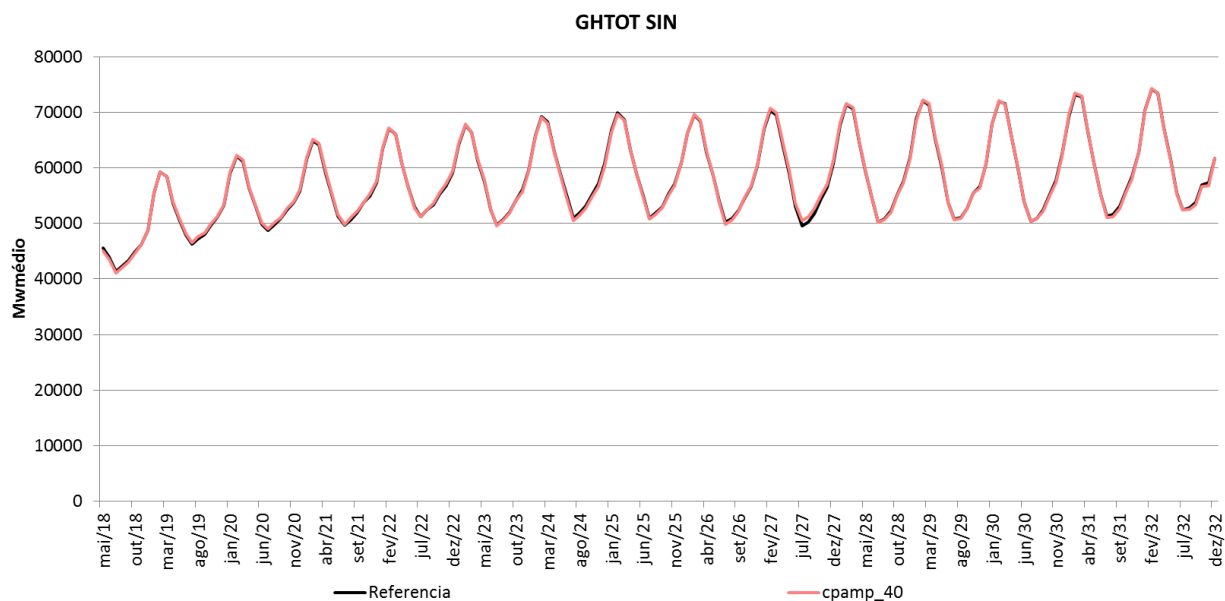


Figura 6.35 – Evolução temporal da geração hidráulica total média.

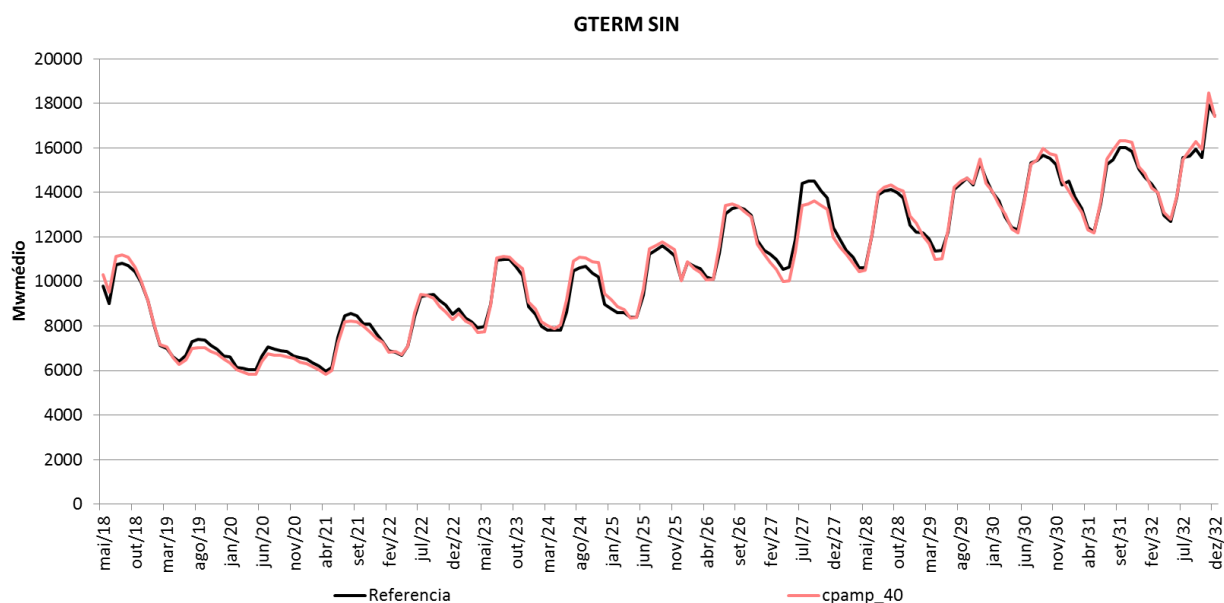


Figura 6.36 – Evolução temporal da geração térmica média.

6.4 Caso Base LEN A-4/2018

Em 2018, o Custo Marginal de Expansão vigente era de 217 R\$/MWh e a versão homologada do NEWAVE era a 23. Observa-se, na seção 2.1, que ao executar o caso base para o LEN A-4/2018 na versão 25.06 do NEWAVE, obtém-se um valor de CMO em torno de 228 R\$/MWh. Por outro lado, ao serem incorporados todos os aprimoramentos propostos pela CPAMP, o valor de CMO reduz para 208 R\$/MWh. Portanto, a fim de convergi-los ao critério de igualdade entre CMO e CME, é necessário reduzir a carga crítica do caso de referência e aumentar a carga crítica do caso CPAMP.

A Figura 6.37 apresenta os valores de carga crítica do SIN para os casos de referência e CPAMP, assim como os valores de CMO e risco de déficit associados. Observe que a carga crítica ao se considerar os aprimoramentos da CPAMP é maior que a do caso de referência.

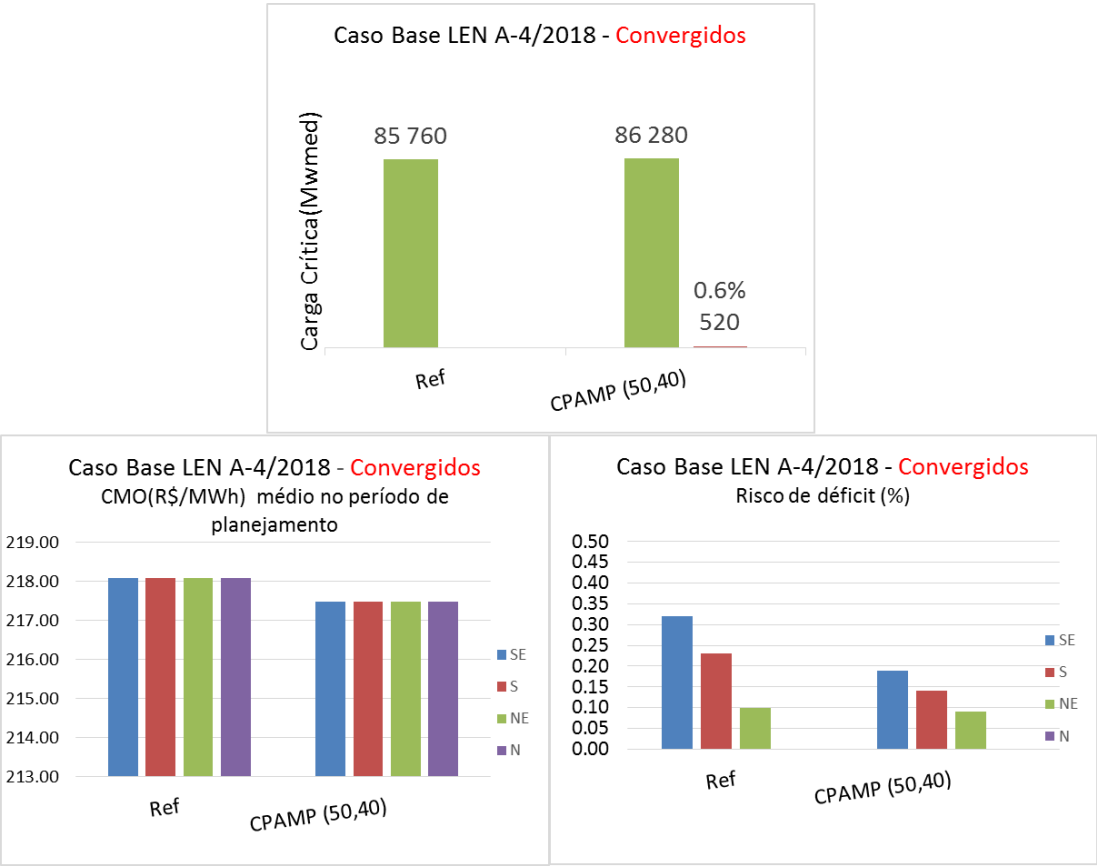


Figura 6.37 – Carga Crítica – Risco de Déficit – CMO – Caso Base LEN A-4/2018.

Na Figura 6.38, são apresentados os valores de bloco hidráulico e de bloco térmico para os dois casos. Observe que o aumento de bloco hidráulico é desprezível ao se considerar os aprimoramentos propostos pela CPAMP.

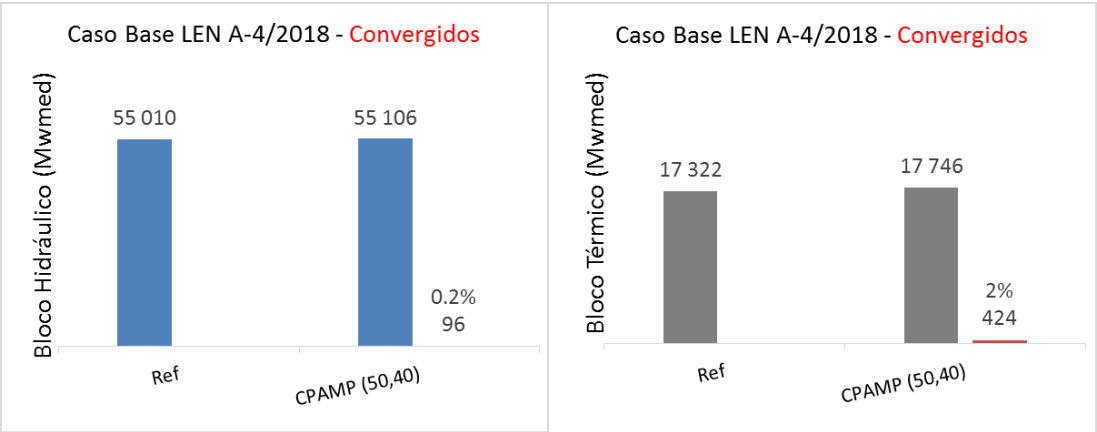


Figura 6.38 – Blocos Hidráulico e Térmico - Caso Base LEN A-4/2018.

Observa-se, como esperado, que não há diferenças significativas para o SIN em termos de geração hidráulica total, geração térmica, déficit e armazenamento, conforme pode ser visto na Figura 6-39.

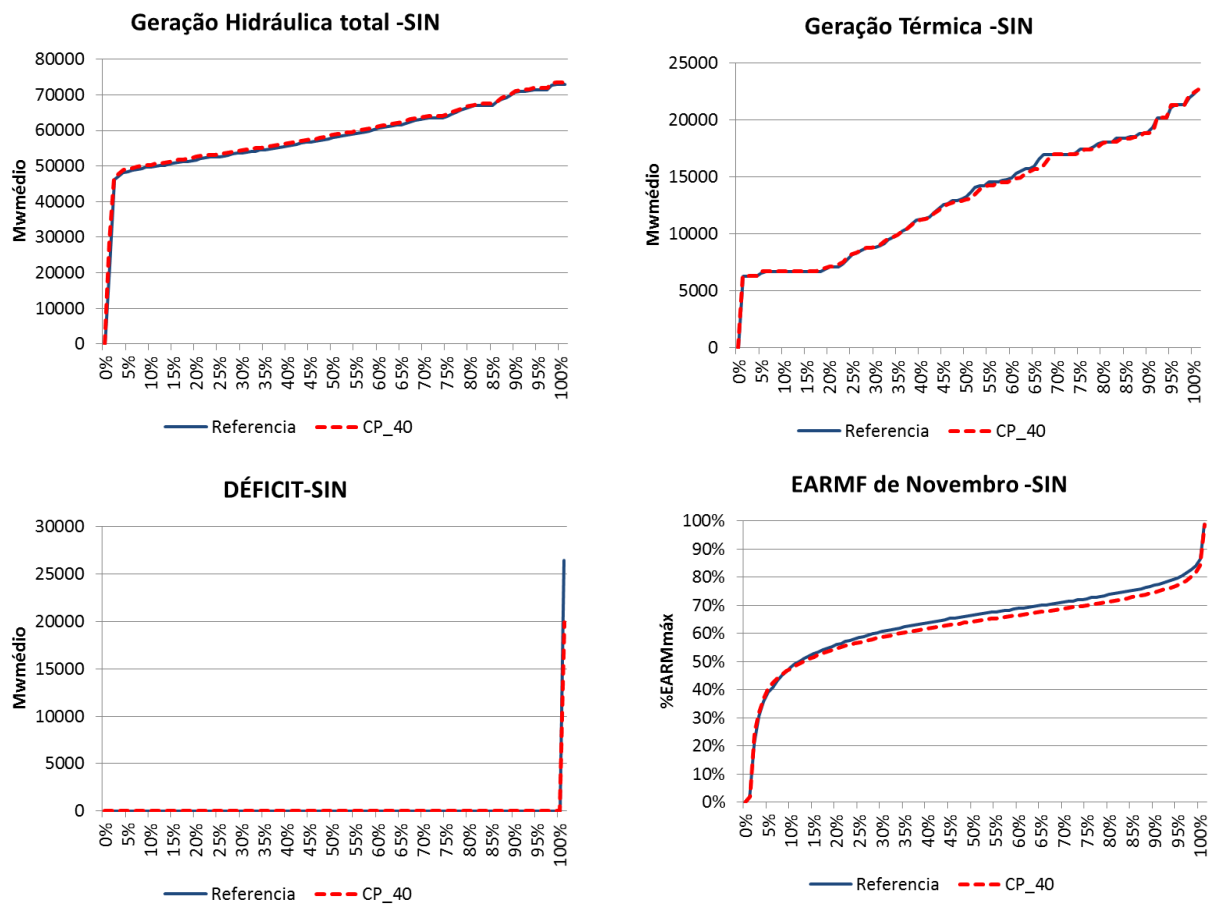


Figura 6-39 – Permanência – Geração Hidráulica, Geração Térmica, Energia Armazenada – Déficit – Caso Base LEN A-4/2018