

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

GT Metodologia

Elevação de armazenamento

Sumário

1. Introdução.....	4
1.1. Motivação.....	4
1.2. Ciclos de trabalho passados	6
1.3. Organização do relatório.....	8
2. Sumário Executivo.....	9
3. Representação do volume mínimo operativo	12
3.1. Representação no modelo NEWAVE.....	16
3.2. Representação no modelo DECOMP.....	17
4. Resultados.....	19
4.1. Caso CMO/PLD	19
4.2. Caso EGAR	31
5. Backtest independente	37
5.1. Backtest – janeiro de 2018 a maio de 2019	37
5.2. Backtest – janeiro de 2020 a fevereiro de 2021	47
6. Conclusões e Recomendações	54
Referências bibliográficas.....	56

LISTA DE SIGLAS

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
CRef	Curva de Referência
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
EARM	Energia Armazenada
EARMx	Energia Armazenável Máxima
EGAR	Estudo de Garantia Física
ENA	Energia Natural Afluente
ENAs	Energias Naturais Afluente
FCF	Função de Custo Futuro
GEVAZP	Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
GSF	Generation Scaling Factor
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
PAR(p)	Modelo autorregressivo periódico de ordem p, onde p representa o número de termos autorregressivos do modelo.
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Plano Decenal de Expansão
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
REE	Reservatório Equivalente de Energia
RHE	Restrição Hidráulica de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
VMinOp	Volume Mínimo Operativo

1. Introdução

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 01/2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47/2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelas instituições e agentes.

O Grupo de Trabalho de Metodologia (GT Met) da CPAMP é coordenado pela CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos - GEPME) e conta com a participação do MME (representado pelas Secretarias de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE e Assessoria Econômica - Assec), da ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação da Geração – SRG), do ONS (representado pelas Gerências Executivas de Planejamento Energético - PE e de Programação - PR) e da EPE (representada pela Assessoria da Presidência e Superintendência de Planejamento da Geração – SGE). O grupo possui, ainda, a assessoria técnica do CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

1.1. Motivação

Durante os últimos anos do histórico observou-se sucessivas reduções do nível de armazenamento do Sistema Interligado Nacional sem o movimento de recuperação estrutural nos períodos nos quais, normalmente, ocorre o replecionamento dos reservatórios (período úmido), conforme ilustrado na Figura 1.

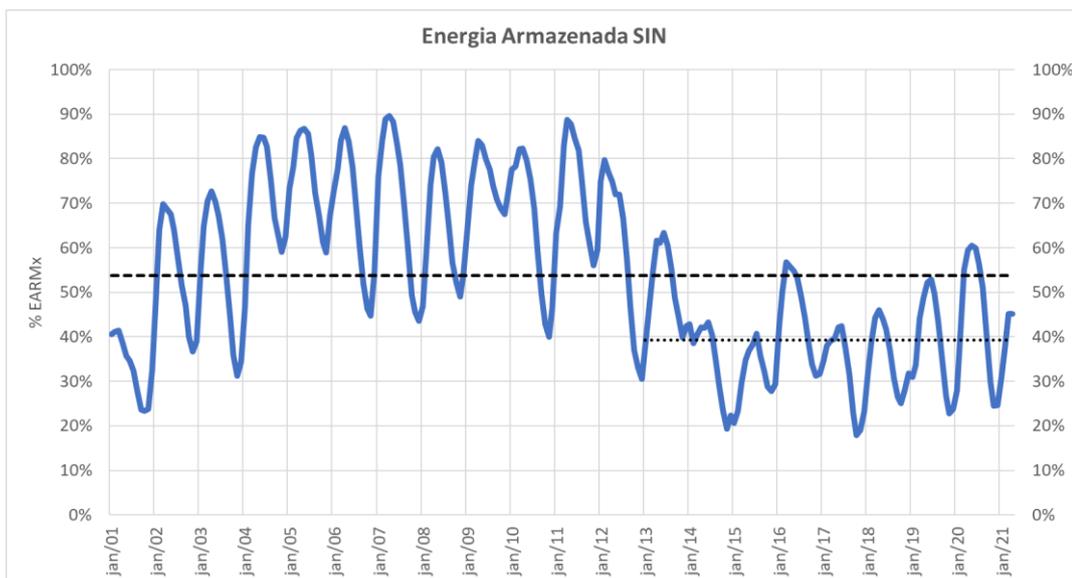


Figura 1 - Evolução histórica da energia armazenada para o SIN

Pela Figura 1 observa-se que níveis de armazenamentos que trabalhavam constantemente acima de 50% de EARM, chegando a níveis de 90% durante os anos 2000 a 2012, após o período crítico de aflúências de 2014 passaram a trabalhar em média a 40% de EARM.

Dado a grande relevância do tema relacionado ao nível de armazenamento do SIN, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, durante sua 234ª reunião realizada em 02/set/2020, recomendou que a CPAMP avaliasse mecanismos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como propor uma transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica.

Essa demanda foi solicitada devido à conjuntura observada do SIN à época, que ligou um sinal de alerta no que diz respeito aos níveis de armazenamento do sistema. Sobre esse período crítico se destacam 3 pontos:

- A média dos sete meses de setembro/2020 a março/2021 é a pior do histórico do SIN;
- O submercado Sul operou abaixo dos níveis dos mínimos operativos (30% do EARM) durante grande parte do ano de 2020 (janeiro a julho e outubro a dezembro);
- Nos últimos anos o SIN apresentou sucessivos níveis baixos de armazenamentos, sem apresentar uma recuperação estrutural nos períodos

em que seria esperado o replecionamento (período úmido), de acordo com o observado no histórico.

Como resultado, o CMSE vem periodicamente comandando decisões de despacho fora da ordem de mérito, em detrimento aos despachos indicados pelos modelos de otimização. Essas decisões são respaldadas com base em simulações apresentadas pelo ONS, onde foram estimadas curvas de referência de armazenamento para os subsistemas Sudeste, Sul, Norte e Nordeste considerando cenários críticos de afluência¹.

Por isso, no ciclo 2020/2021 da CPAMP/GT-Metodologia foi criado o subgrupo de Elevação do Armazenamento (SG-ElevaEarm) com o objetivo de criar/avaliar mecanismos de segurança energética para serem internalizados nos modelos de curto/médio prazo. Esse subgrupo busca oferecer mecanismos para que a probabilidade de ocorrência de níveis de armazenamento tão baixos quanto os verificados nos últimos anos seja reduzida, de forma a diminuir a necessidade de adoção de medidas heterodoxas.

1.2. Ciclos de trabalho passados

A preocupação com níveis de armazenamento já vinha sendo apresentada pela CPAMP desde o início de 2017 e priorizada pelo GT-Metodologia desde então, que 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. Por isso, no ciclo 2017/2018 foi criado o tema “Mecanismos de Aversão ao Risco: CVaR + VminOp”, contudo, os trabalhos não foram concluídos a tempo, assim no grupo decidiu por dar continuidade a este relevante tema no ciclo seguinte.

No ciclo 2018/2019, o GT-MET criou o grupo “Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energético - Volume Mínimo Operativo” e como resultado desse estudo, foi recomendado a representação desses mecanismos

¹ Destaca-se que os cenários construídos foram fortemente influenciados por conjecturas hidrológicas do ano de 2020

adicionais de segurança através da adoção de restrições de níveis mínimos nos reservatórios equivalentes de energia – REE [5]. 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 possa ter informações de que o valor da água deveria ser ainda maior à medida que os níveis de armazenamento se aproximam dos níveis críticos [1,5]. Através da função de custo futuro, essa informação também é passada ao modelo de programação da operação, possibilitando ganhos de armazenamento.

No ciclo atual 2020/2021, o GT-Metodologia criou o subgrupo de Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP (SG-VMinOp), com o objetivo de avaliar alternativas para melhorar a sinalização do modelo de curto prazo frente a situações consideradas críticas para a segurança energética do sistema. Assim como o presente subgrupo, o SG-VMinOp está em fase conclusão dos trabalhos, e a recomendação atual é no uso da modelagem da Restrição Hidráulica de Energia (RHE) por REE no DECOMP, com o tipo mix, isto é, utilizada de modo *hard* durante as semanas e *soft* durante o mês estocástico. Usa-se também uma penalidade maior que o CVU da última térmica despachada. Maiores detalhes sobre as atividades deste subgrupo podem ser consultados no Relatório Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP [6].

Devido aos trabalhos paralelos dos diversos subgrupos, ficou a cargo do SG-ElevaEarm promover a interligação das modelagens propostas nos outros subgrupos do atual ciclo de trabalhos. Nessa interligação, o objetivo final é que as metodologias em conjunto, aliado à reavaliação dos parâmetros de aversão ao risco atuais (VminOp e CVaR) sejam capazes de promover a elevação dos armazenamentos do SIN de maneira equilibrada em termos econômicos, conforme preconizado pelo CMSE.

Conforme será verificado nas seções a seguir, os trabalhos se concentraram inicialmente na revisão dos níveis metas de VminOp praticados atualmente para os submercados. Neste relatório é apresentada a metodologia utilizada para a determinação dos novos níveis meta para cada submercado, bem como uma uniformização da modelagem com o objetivo de aumentar a compatibilidade e acoplamento entre os modelos DECOMP e NEWAVE. As análises realizadas durante o

processo de calibração dos parâmetros do CVAR serão apresentadas no Relatório recalibração CVAR [8].

1.3. Organização do relatório

O presente relatório tem como objetivo apresentar a proposta de representação dos volumes mínimos operativos (VMinOp) nos modelos NEWAVE e DECOMP, contemplando a definição das premissas utilizadas no cálculo dos novos níveis mínimos operativos e a aplicação e avaliação das novas curvas em casos de CMO/PLD e EGAR.

No capítulo 1 foi contextualizada a criação do SG-ElevaEarm, seus objetivos e como a questão da recuperação estrutural dos níveis de armazenamento vem sendo estudada e avaliada no GT-Metodologia ao longo dos últimos ciclos. No capítulo 2 é apresentado um resumo executivo onde são pontuados as principais conclusões e recomendações contidas no presente relatório.

Como mencionado anteriormente, o CMSE usa, como metodologia para avaliação da necessidade de despacho térmico fora da ordem de mérito, uma curva de referência construída pelo ONS. Os novos níveis recomendados por esse SG foram baseados nessa curva de referência. O detalhamento de como é obtida essa curva de referência será apresentado no capítulo 3.

Uma análise de sensibilidade em casos de CMO/PLD e EGAR considerando os níveis atuais e os propostos de volume mínimo operativo consta do capítulo 4. No capítulo 5 são mostrados estudos retrospectivos (backtests) em dois cenários. O primeiro contempla o período entre janeiro de 2018 e maio de 2019, no qual são sensibilizados diferentes níveis de VminOp em ambos os modelos DECOMP e NEWAVE. O segundo, para o período de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021, visa observar o efeito da alteração da curva de volume mínimo operativo recomendados pelo GT-Metodologia no NEWAVE e sua consideração no DECOMP através da RHE mix. Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões, recomendações e trabalhos futuros.

2. Sumário Executivo

Esta seção apresenta um resumo das conclusões e recomendações do GT-Metodologia acerca dos estudos de Elevação do Armazenamento realizados no ciclo atual.

O SG-ElevaEARM foi criado com o objetivo de propor alternativas para que os modelos computacionais respondam de maneira realista à necessidade de elevação dos níveis de armazenamento no SIN. As atividades deste subgrupo têm forte relação com atividades desenvolvidas em dois outros subgrupos do GT-Metodologia: SG Volume Mínimo Operativo, onde foi avaliada a representação de restrições de volume mínimo operativo no modelo de curto prazo e o SG Representação Hidrológica, onde foi avaliado um aperfeiçoamento no modelo de geração de cenários para os modelos de curto e médio prazos. Neste ciclo de trabalho, os esforços do SG-ElevaEARM se concentraram em duas frentes, a primeira relacionada à definição de uma curva adequada para a representação do volume mínimo operativo dos reservatórios equivalentes de energia do SIN, e a segunda, à calibração dos parâmetros do mecanismo de aversão a risco CVAR. Esta segunda frente será abordada no Relatório recalibração CVAR [8].

Os novos níveis de armazenamento mínimo operativo recomendados pelo GT-Metodologia são apresentados na Tabela 1, e foram baseados nas premissas utilizadas para o cálculo do nível segurança de final de período seco utilizado no processo de cálculo da CREF.

Tabela 1 – Novos valores recomendados para Volume Mínimo Operativo

REE	Submercado	VMinOp [%EARMx]
Sudeste	SE	20%
Paraná	SE	20%
Paranapanema	SE	20%
Sul	S	30%
Iguaçu	S	30%
Nordeste	NE	23.5%
Norte(*)	N	20.8% (18%)

(*) o valor de VMinOp para o REE Norte assume o valor de 18% no mês de dezembro do primeiro ano de acordo com a curva de operação da usina de Tucuruí [3].

Neste relatório são apresentados os resultados de simulações encadeadas dos modelos NEWAVE e DECOMP. No primeiro estudo é encadeado o período de jan/2018 a mai/2019, onde são feitas simulações de sensibilidades considerando diferentes níveis de VminOp para o NEWAVE e DECOMP (através da funcionalidade RHE) utilizando curvas constantes e sazonalizadas ao longo do ano. O segundo estudo, correspondente ao período de jan/2020 a fev/2021 consideram os novos níveis de armazenamento mínimo operativo apresentados na Tabela 1, assim como a consideração das restrições de volume mínimo operativo no modelo DECOMP no formato RHE mix. Os resultados são sintetizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Tabela de síntese das conclusões

Conclusões
A combinação do uso de VMinOp nos modelos NEWAVE e DECOMP se mostrou uma metodologia efetiva no replecionamento dos reservatórios;
Nas simulações de sensibilidades de backtest no período de janeiro de 2018 a maio 2019, o VminOp no DECOMP através da funcionalidade RHE combinado à alteração dos níveis meta se mostrou efetivo em todos os casos testados.
Nas simulações de sensibilidades de backtest no período de janeiro de 2020 a fevereiro 2021, foi observado uma elevação do nível de armazenamento do SIN em torno de 3% ao final do horizonte de avaliação quando se considera a representação das restrições de VMinOp no NEWAVE e DECOMP, assim como o uso dos novos valores para estas restrições;
O submercado Sul consegue recuperar seu armazenamento, possibilitando operar acima dos níveis do VMinOp durante grande parte do período;
O despacho de geração térmica se eleva ao longo de todo horizonte de análise, mais notadamente nos períodos onde o deplecionamento dos reservatórios é maior;

As recomendações e trabalhos futuros estão listadas nas Tabela 3 e Tabela 4 a seguir:

Tabela 3 – Recomendações

Recomendações
Empregar o VminOp nos modelos NEWAVE e DECOMP com curvas constantes ao longo do ano, baseadas nos estudos de níveis referenciais de segurança ao final do período seco de armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE para o ano de 2021;
No DECOMP, confirmar as conclusões do SG Volume Mínimo Operativo na adoção das restrições RHE mix utilizando restrições RHE hard nos estágios semanais e restrições RHE soft no estágio mensal estocástico do horizonte do modelo.

Tabela 4 – Estudos Futuros

Estudos Futuros
Continuidade dos estudos no uso de uma representação com curvas sazonais de VMinOp;
Elaboração de metodologia para cálculo de curvas sazonais de VMinOp;
Representação de volume mínimo operativo por subsistema no modelo NEWAVE ou a adoção de diferentes níveis de VminOp por REE para o mesmo subsistema;
Internalizar nos modelos NEWAVE e DECOMP a reavaliação do valor de VMinOp do Norte, quando a curva de deplecionamento da UHE Tucuruí estiver abaixo do nível mínimo considerado.

3. Representação do volume mínimo operativo

A consideração de uma curva de armazenamento mínimo para cada um dos REE que compõe os subsistemas do SIN tem como objetivo reduzir ao máximo a chance de ocorrência de armazenamentos críticos em qualquer mês do horizonte de estudo. Estudos para incorporação, aprimoramento e estimação desta curva já fizeram parte de ciclos anteriores da CPAMP, como por exemplo no ciclo 2018-2019, onde foi abordado o aspecto conceitual para a definição dos valores associados às restrições de volume mínimo operativo [5].

As restrições de armazenamento mínimo operativo são representadas no modelo NEWAVE, porém tais restrições atualmente não são representadas diretamente no modelo DECOMP. Durante o ciclo 2020/2021 do GT-Metodologia, o SG-VMinOp ficou responsável pela avaliação da representação destas restrições no modelo de curto prazo, cujos resultados e avaliações podem ser consultados no Relatório Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP [6].

Ainda durante o ciclo 2020/2021 foi constituído o SG-ElevaEarm, que tem como uma de suas finalidades reavaliar os níveis mínimos vigentes que são utilizados no modelo NEWAVE, apresentados na Tabela 5.

Atualmente, as restrições de armazenamento mínimo operativo no modelo NEWAVE são representadas por REE, e apenas a máxima violação destes requisitos é penalizada no mês escolhido como final do período de avaliação, em geral, é escolhido o final do período seco (mês de novembro). Mais detalhes sobre a metodologia de máxima penalização implementada no modelo NEWAVE podem ser encontradas em [1].

Tabela 5 – Níveis Volume Mínimo Operativo Atuais (NEWAVE)

REE	Subsistema	VMinOp [%EARMx]
Sudeste	SE	10%
Paraná	SE	10%
Paranapanema	SE	10%
Sul	S	30%
Iguaçu	S	30%
Nordeste	NE	22.5%
Norte	N	10.7%

O SG-ElevaEarm buscou inspiração nas curvas referenciais de armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE para monitoramento das condições de atendimento do SIN, a fim de auxiliar na definição de uma nova curva a ser utilizada nas restrições de volume mínimo operativo. Desta forma, baseou-se nas mesmas premissas adotadas pelo ONS para calcular os níveis de segurança ao final do período seco empregados no cálculo das CRef. A metodologia completa utilizada na construção da CRef para o ano de 2021 pode ser consultada em [2].

Os níveis de segurança ao final do período seco foram calculados a partir de níveis mínimos operativos dos reservatórios que compõem os subsistemas, estabelecidos com base em condições operativas que assegurem usos múltiplos da água, ou na experiência do próprio operador com relação a governança da cascata. A Figura 2 reproduz de [2] as tabelas com o nível de segurança adotado para os reservatórios do SIN, assim como a justificativa de sua definição. Na metodologia adotada, foi considerado um armazenamento mínimo de 10% para os reservatórios que não estão listados nas tabelas.

Figura 3-1: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste

Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança
Grande	M. MORAES	Operação em paralelo com Furnas	22,60
	FURNAS	Cota 756m, operação a fio d'água	22,60
Paraíba do Sul	PARAIBUNA	Resolução ANA 1.382/2015	10,00
	JAGUARI	Resolução ANA 1.382/2015	20,00
	FUNIL	Resolução ANA 1.382/2015	30,00
	LAJES	Resolução ANA 1.382/2015	18,70
Paraná	I. SOLTEIRA	Navegabilidade da Hidrovia	46,40
Paranaíba	SÃO SIMÃO	Governança da Cascata	20,00
	SERRA DO FACÃO	Governança da Cascata	20,00
	BATALHA	Governança da Cascata	20,00
	NOVA PONTE	Governança da Cascata	20,00
	EMBORCAÇÃO	Governança da Cascata	20,00
	ITUMBIARA	Governança da Cascata	20,00
Paranapanema	CHAVANTES	Informação da Sala de Crise	20,00
	JURUMIRIM	Informação da Sala de Crise	20,00
	CAPIVARA	Informação da Sala de Crise	20,00
São Francisco	TRÊS MARIAS	Res. ANA 2081/2017 - Faixa de operação de restrição	30,00
Tietê	BILLINGS	Mínimo Histórico	60,00
	TRÊS IRMÃOS	Navegabilidade da Hidrovia	46,40
	B. BONITA	Navegabilidade da Hidrovia	47,80
	PROMISSÃO	Navegabilidade da Hidrovia	27,80
Tocantins	SERRA DA MESA	Minuta Resolução ANA (CP 008/2020)	20,00
-	Demais Usinas	Manutenção do critério atual	10,00
EAR (SE/CO) - %EARmáx			20,00

(a)

Figura 3-2: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sul, Nordeste e Norte

Bacia	Racional	Nível de Segurança	
Uruguai	ONS NT 0145-2018 / Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP - nº 06-2019	40,00	
Iguaçu		20,00	
Jacuí		30,00	
EAR (SUL) - %EARmáx		30,00	
Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança
S. Francisco	TRÊS MARIAS	Resolução ANA 2081/2017 - Faixa de operação de restrição	30,00
	SOBRADINHO		20,00
	ITAPARICA		30,00
EAR (NE) - %EARmáx		23,50	
Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança
Tocantins	SERRA DA MESA	Minuta Resolução ANA (CP 008/2020)	20,00
	TUCURUÍ	NT - Curva Referencial de Tucuruí	15,80
-	Demais Usinas	Resolução ANA 1.382/2015	10,00
EAR (NORTE) - %EARmáx		20,80	

(b)

Figura 2 – Nível de segurança para final do período seco – (a) SE, (b) S, NE e N (fonte:[2])

A partir dos níveis mínimos de cada reservatório é calculado o volume mínimo operativo calculado para os reservatórios dos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte, de acordo com os valores apresentados na Tabela 6. Os níveis mínimos de VminOp devem ser representados da mesma forma nos modelos NEWAVE e DECOMP, de forma a garantir a uma maior compatibilidade entre os modelos de médio e curto prazos.

Tabela 6 – Novos valores de Volume Mínimo Operativo por subsistema

Subsistema	VMinOp [%EARMx]
SE	20%
S	30%
NE	23.5%
N	20.8%

Neste ciclo de trabalho, o SG-ElevaEarm adotou a mesma representação que vem sendo utilizada atualmente no modelo de médio prazo e que foi definida em [5]. Desta forma, as restrições de volume mínimo operativo são representadas por REE, e todos os REEs de um mesmo subsistema têm o mesmo nível de VMinOp, conforme mostrado na

Tabela 7. A representação diferenciada dos níveis de VMinOp por REE faz parte dos estudos futuros elencados pelo subgrupo.

Tabela 7 – Novos valores recomendados para Volume Mínimo Operativo

REE	Submercado	VMinOp [%EARMx]
Sudeste	SE	20%
Paraná	SE	20%
Paranapanema	SE	20%
Sul	S	30%
Iguaçu	S	30%
Nordeste	NE	23.5%
Norte	N	20.8% (18%)

Para os REEs do subsistema Sul, o nível mínimo de segurança é igual 30% do armazenamento máximo, determinado a partir dos níveis de segurança das suas bacias, ponderados pela participação na energia armazenável do subsistema, conforme justificado em [4].

Para que a operação da UHE Tucuruí seja realizada de maneira a explorar adequadamente seus recursos energéticos, maximizando a disponibilidade das suas unidades geradoras, é calculada pelo ONS uma curva referencial de deplecionamento da UHE Tucuruí para o período de julho a dezembro [3]. Esta curva, reproduzida na Figura 3, é representada no planejamento da política operativa de curto prazo nos dois meses que compõem seu horizonte de estudo. É possível observar nesta curva de deplecionamento que o nível mínimo para o mês de dezembro (10%) é inferior ao valor considerado (15.8%) para o cálculo de VMinOp, apresentado anteriormente. A fim de evitar que o subsistema Norte fique abaixo do volume mínimo operativos no mês de dezembro, o nível mínimo é recalculado considerando o valor de 10% para a UHE Tucuruí, resultando em um valor de VMinOp para o Norte de 18%, conforme mostrado na última linha da Tabela 7.

Para que a representação das restrições de VMinOp continue compatível entre os modelos NEWAVE e DECOMP, sempre que o mês de dezembro fizer parte do horizonte do planejamento de curto prazo, isto é, nos casos do PMO NOV e PMO DEZ, o volume

mínimo operativo do subsistema Norte para o mês de dezembro do primeiro ano de estudo do NEWAVE passa a ser 18%.

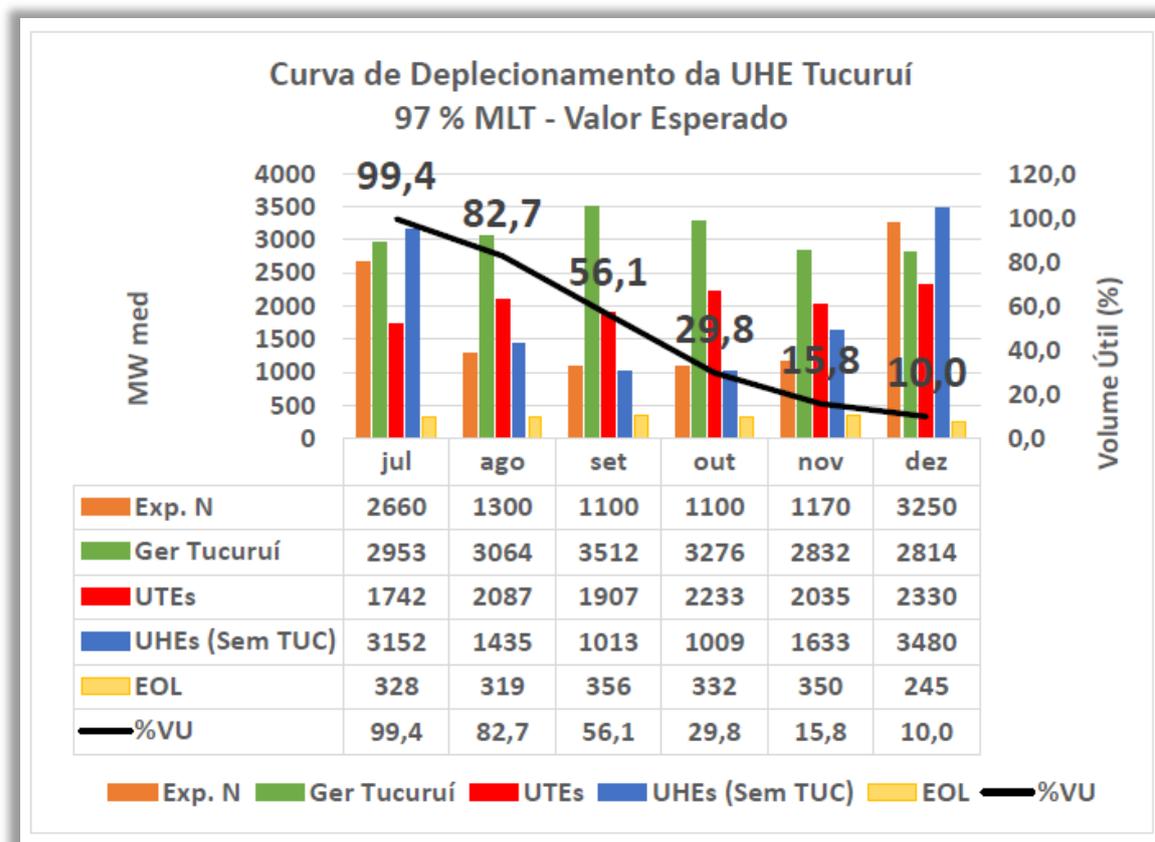


Figura 3 – Curva de deplecionamento Tucuruí (fonte:[3])

3.1. Representação no modelo NEWAVE

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

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 modelo 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, o subgrupo propõe que seja adotada a primeira opção, uma vez que os requisitos de volume mínimo operativo foram estabelecidos para o REE. Os valores a serem utilizados são aqueles apresentados na Tabela 7, considerando o detalhe de representação do Norte.

As restrições de armazenamento mínimo não foram incorporadas a REEs com baixa capacidade de armazenamento, em geral, compostos praticamente por usinas a fio d'água. Na configuração atual do sistema, não foram representadas restrições de VMinOp nos REEs Belo Monte, Teles Pires, Madeira, Manaus e Itaipu, este último considerado puramente fio d'água no modelo NEWAVE.

Vale mencionar que a consideração de restrições de volume mínimo operativo por subsistema não é permitida no modelo NEWAVE. Dessa forma, o subgrupo recomenda que esta possibilidade seja incorporada ao modelo no futuro, de forma que a funcionalidade fique totalmente compatível com a funcionalidade atualmente implementada no modelo DECOMP. Nesse modelo, as restrições de armazenamento mínimo podem ser consideradas por REE ou por subsistema.

3.2. Representação no modelo DECOMP

No modelo DECOMP, há três alternativas de se representar restrições de energia armazenada mínima:

1. Restrições RHE hard: na formulação hard, o não atendimento a uma RHE, ou seja, a energia armazenada é inferior ao mínimo estabelecido, é considerado como inviabilidade. Ao ser identificada a violação na restrição, o modelo DECOMP reporta a operação como inviável, e não imprime determinados relatórios de saída. Assim, é necessário relaxar a restrição RHE para obter um resultado viável;
2. Restrições RHE soft: nesta formulação o não atendimento ao RHE não é tratado como inviabilidade. Assim, se o modelo violar a restrição, é paga uma penalidade e o resultado é considerado viável, não sendo necessário relaxar a restrição RHE;

3. Restrições RHE mix: uma terceira alternativa, chamada de restrições RHE mix, seria em alguns estágios usar restrições RHE hard e outras restrições RHE soft.

Para a representação de VMinOp no modelo DECOMP, o subgrupo propõe que seja adotada a terceira opção, RHE mix, a qual foi a alternativa que se mostrou mais promissora, conforme detalhado no Relatório Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP [6]. Desta forma, se propõe no modelo DECOMP a adoção das restrições RHE mix utilizando restrições RHE hard nos estágios semanais e restrições RHE soft no estágio mensal do horizonte do modelo.

Apesar do modelo DECOMP permitir que sejam declaradas restrições de armazenamento mínimo por subsistema, para manter a compatibilidade com o modelo NEWAVE, foi adotada a representação por REE, com os mesmos valores listados na Tabela 7. Também foi adotado o mesmo critério utilizado no NEWAVE para a definição da penalidade de violação aplicada às restrições [5].

Como a UHE Itaipu tem capacidade de regularização semanal, no problema de curto prazo o REE Itaipu possui capacidade de armazenamento. Todavia, para manter a compatibilidade com as restrições de armazenamento mínimo do modelo NEWAVE, não foi considerada a restrição de armazenamento mínimo para o REE Itaipu no modelo DECOMP.

4. Resultados

Neste capítulo serão apresentados os impactos nas principais variáveis de operação quando se considera os novos valores de volume mínimo operativos em casos de CMO/PLD e EGAR. Esta análise se concentrou no modelo NEWAVE, considerando a parametrização e funcionalidades válidas em 2020, a exceção do VMinOp. Os resultados a seguir foram obtidos a partir da simulação final do modelo NEWAVE com 2000 séries sintéticas.

4.1. Caso CMO/PLD

Para avaliar os efeitos da consideração dos níveis de volume mínimo operativo propostos neste ciclo da CPAMP no caso de CMO/PLD foi utilizado o deck referente à Janeiro/2021. As análises, apresentadas a seguir, consistem na comparação entre os resultados do deck oficial (chamado Caso Oficial) e o deck com alteração de volume mínimo operativo conforme premissas apresentadas na seção 3 (chamado Caso VMinOp), ambos executados com a versão 27. Estes dois casos comparados consistem em:

- Oficial: execução com as funcionalidades e parâmetros oficiais;
- VMinOp: execução considerando a representação das restrições de volume mínimo com novos valores de VMinOp no NEWAVE conforme Seção 3, Tabela 7.

Os principais resultados são apresentados nas figuras a seguir.

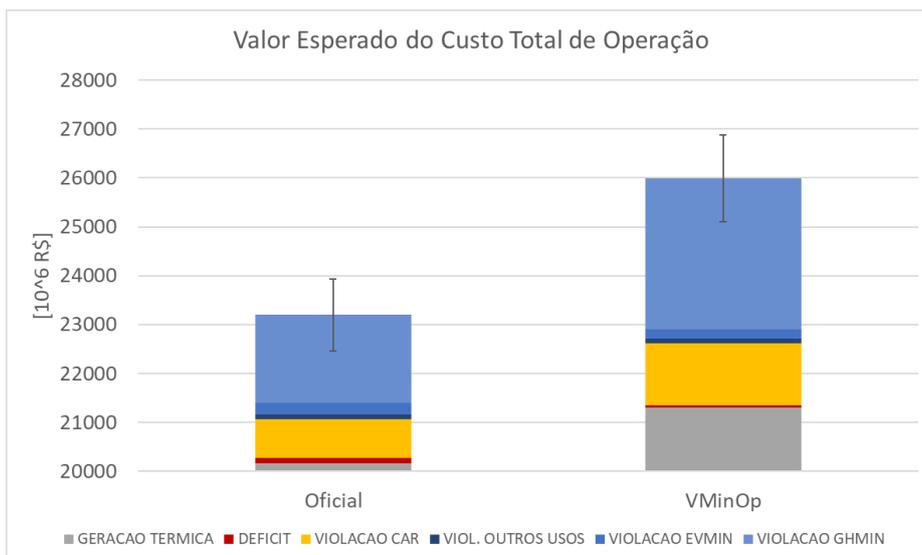


Figura 4 – Valor esperado do custo total de operação (parcelas)

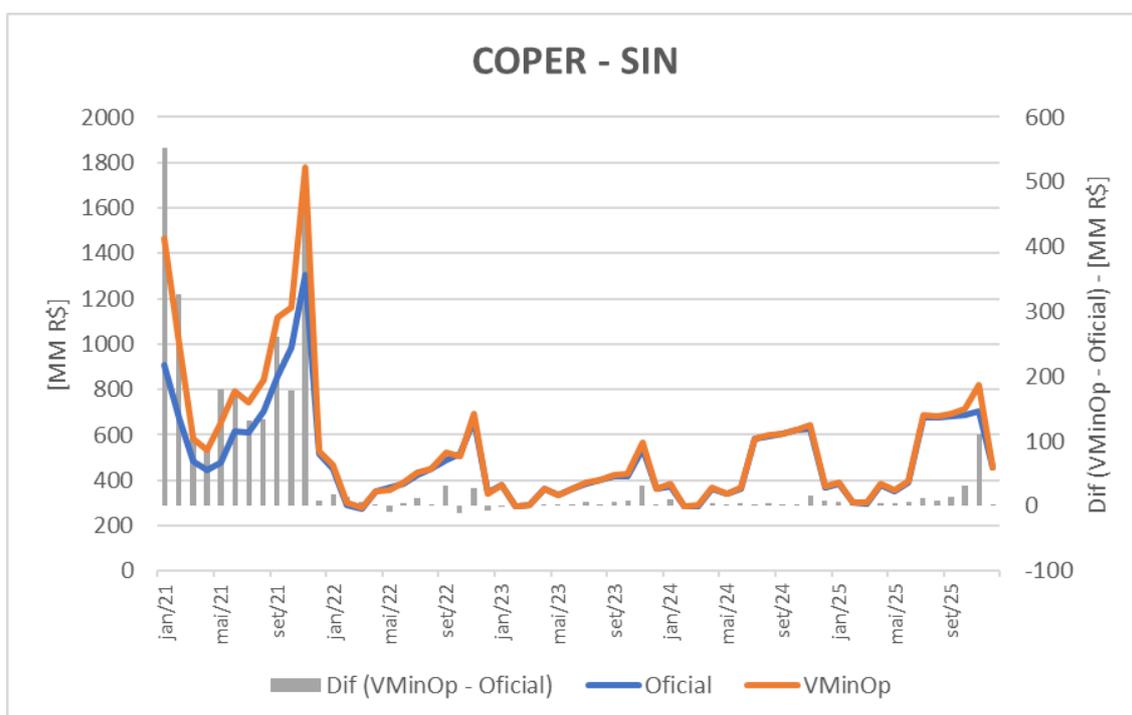


Figura 5 – Evolução do Custo de Operação (COPER) do SIN

A Figura 4 apresenta o valor esperado do custo total de operação. Os custos de violação relativos à violação da CAR (curva de aversão ao risco) e violação de geração hidráulica mínima aumentaram no caso que adota as novas premissas mais restritivas propostas para o VMinOp. Nota-se que o custo associado a geração térmica também aumentou ao se considerar os níveis de VMinOp diferenciados. Também se observa, na Figura 5, que o acréscimo no custo de operação do SIN ocorre principalmente nos

períodos correspondentes ao primeiro ano do horizonte de estudo. Estes resultados eram esperados visto que ao adicionar as novas considerações para o VMinOp, o caso se torna mais avesso ao risco. Com relação ao armazenamento, ao considerar as novas premissas de VMinOp, a energia armazenada média do SIN aumenta em todo o horizonte do planejamento se comparado ao caso vigente, principalmente nos primeiros períodos, conforme mostra a Figura 6.

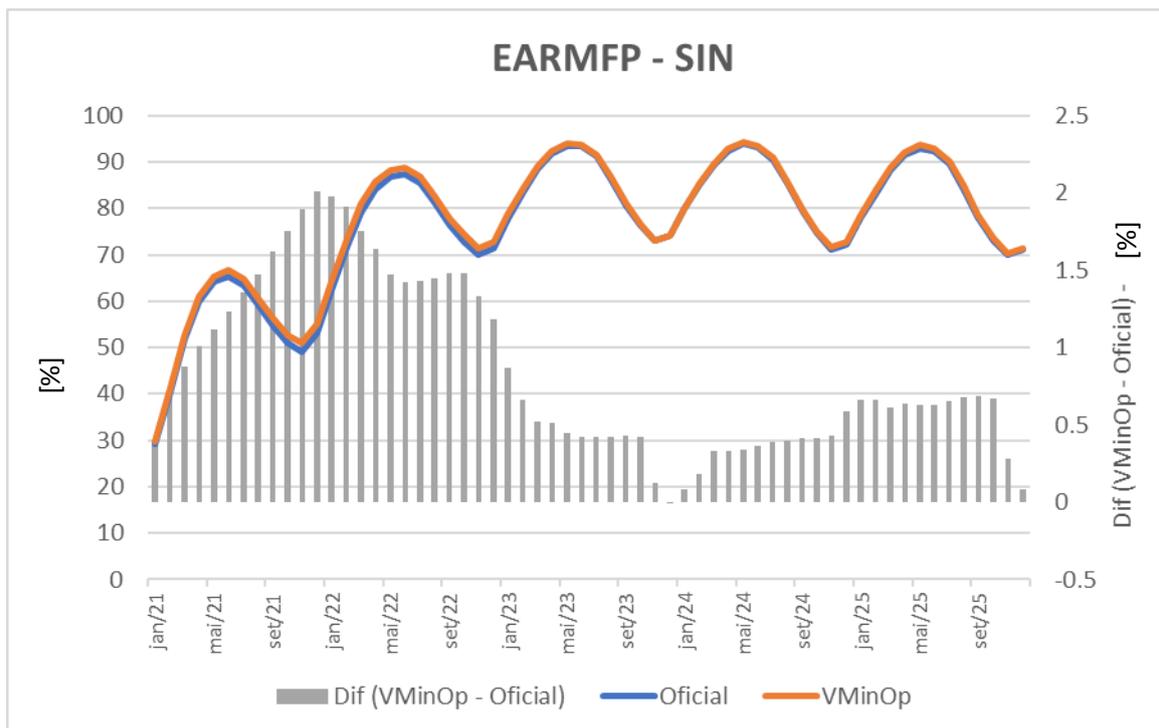


Figura 6 – Evolução da Energia Armazenada no SIN

A evolução temporal da energia armazenada média dos subsistemas SE/CO, S, NE e N estão apresentadas, respectivamente, nas Figura 7, Figura 8, Figura 9 e Figura 10. É possível observar que todos os subsistemas apresentaram armazenamento médio acima do VMinOp. Todos os subsistemas apresentaram períodos de elevação e diminuição no armazenamento médio se comparados ao caso vigente. Nota-se que as maiores elevações observadas no subsistema SE/CO foram no primeiro ano do estudo, chegando a 2.5%EARmx, enquanto no subsistema S houve elevação de até 8%EARmx no segundo ano. O subsistema NE e N apresentaram as maiores diferenças chegando a, respectivamente, 14%EARmx e 30%EARmx no período seco.

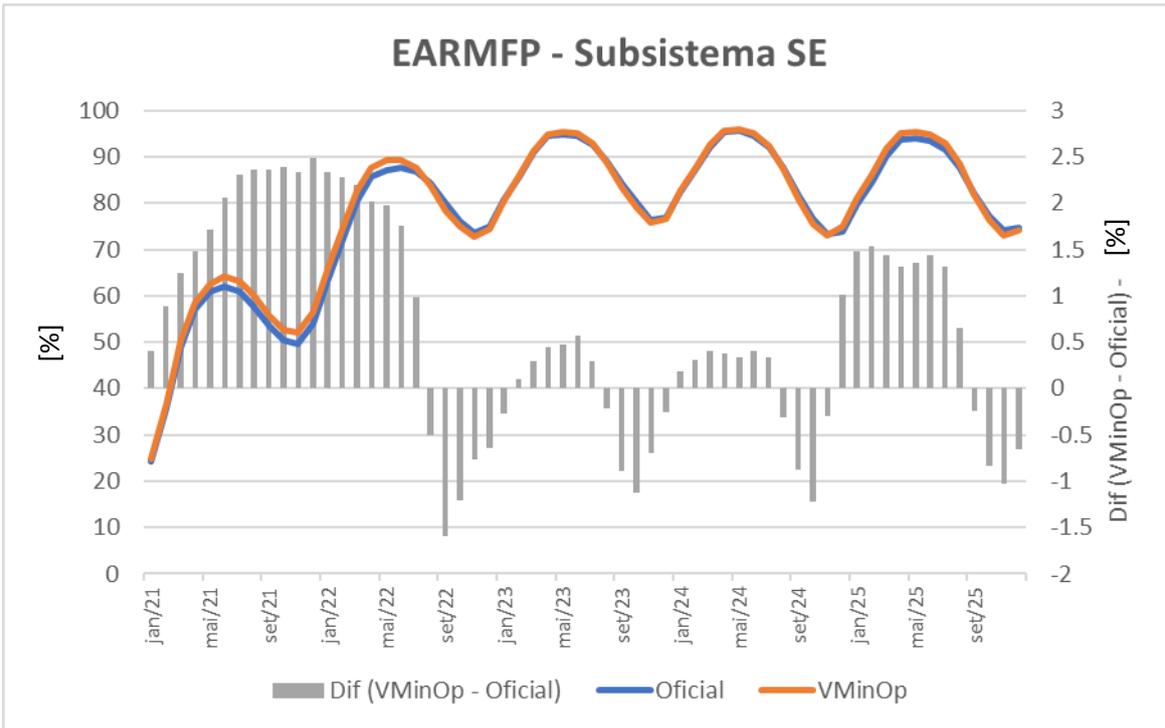


Figura 7 – Evolução da Energia Armazenada no subsistema SE

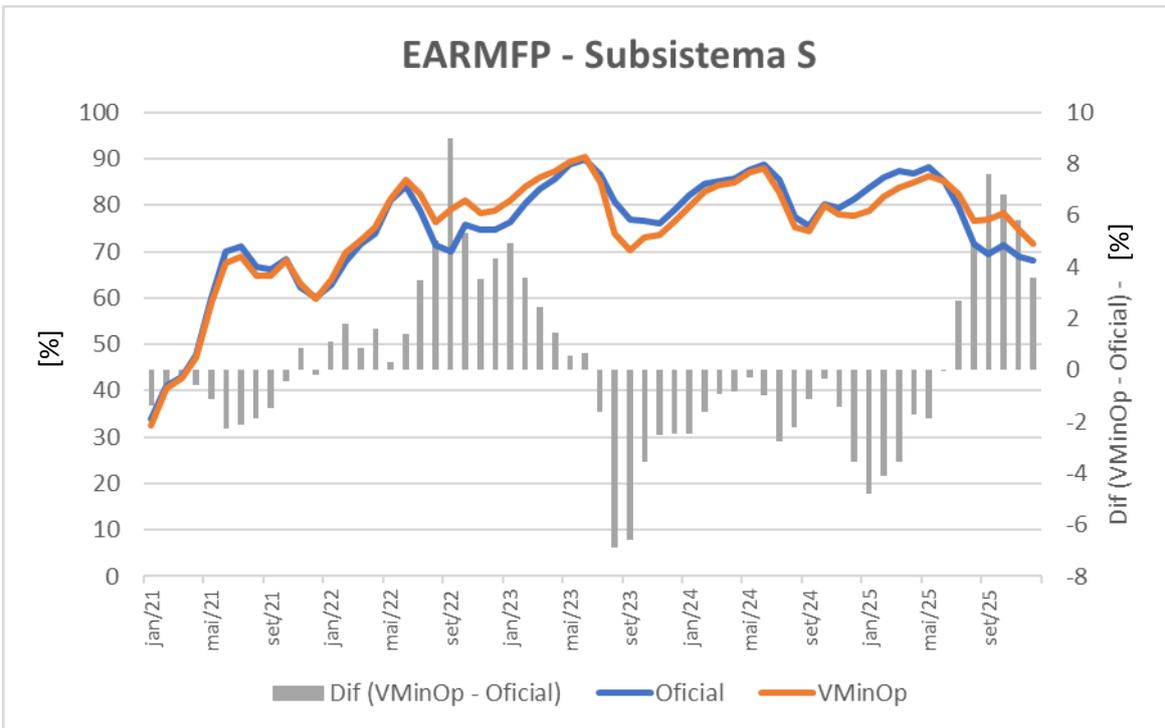


Figura 8 – Evolução da Energia Armazenada no subsistema S

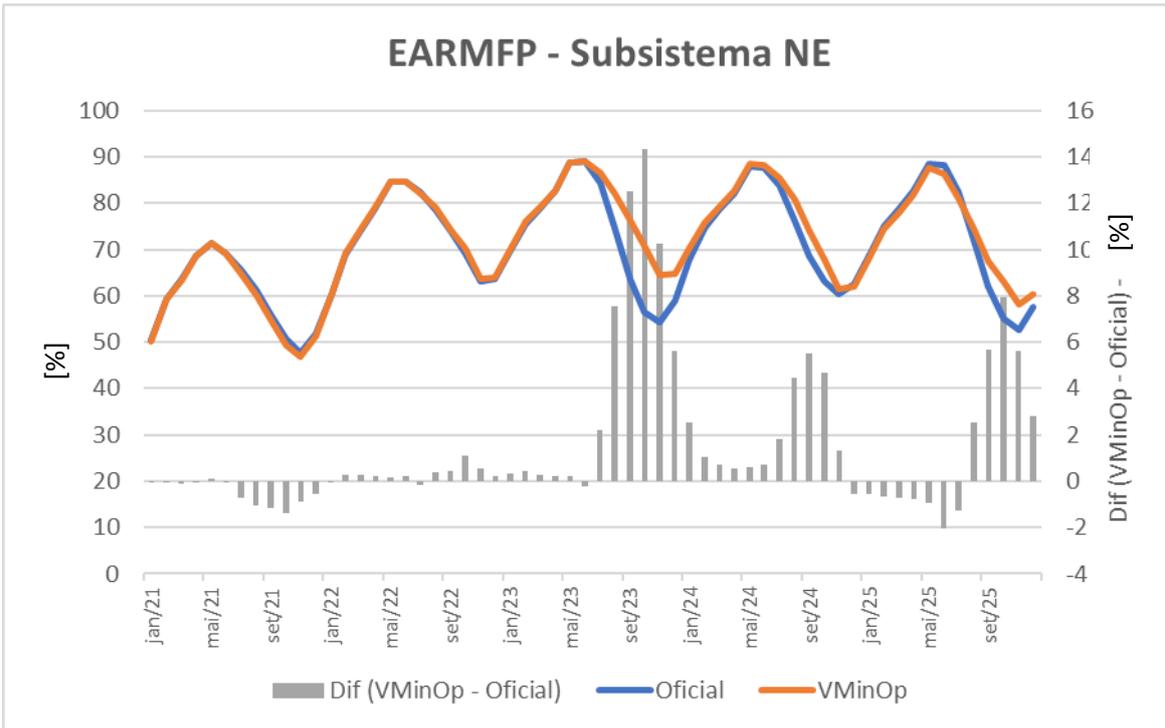


Figura 9 – Evolução da Energia Armazenada no subsistema NE

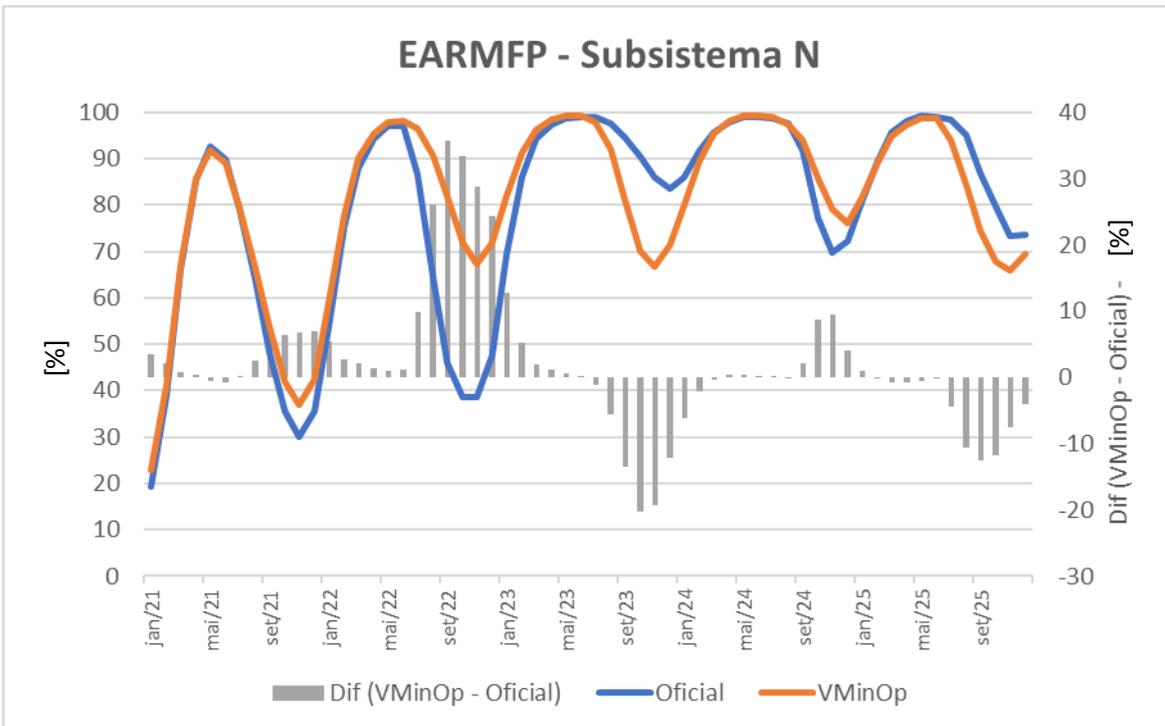


Figura 10 – Evolução da Energia Armazenada no subsistema N

Em termos de geração térmica média do SIN, houve um aumento do despacho ao considerar as novas premissas propostas de VMinOp se comparadas ao caso Oficial, conforme Figura 11. O despacho térmico foi superior nos meses do primeiro ano do estudo e, no primeiro mês, apresentou aumento de 1000 MWmed. O aumento de geração térmica era esperado e desejado visto que o novo caso considera níveis mais severos de armazenamento mínimo visando a elevação dos armazenamentos.

De forma a compensar o aumento no despacho térmico houve, em contrapartida, redução na geração hidráulica total do SIN, que alcança a mesma ordem de grandeza de 1000 MWmed no primeiro ano do estudo (Figura 12), indicando que os reservatórios sofreram replecionamento de seus armazenamentos.

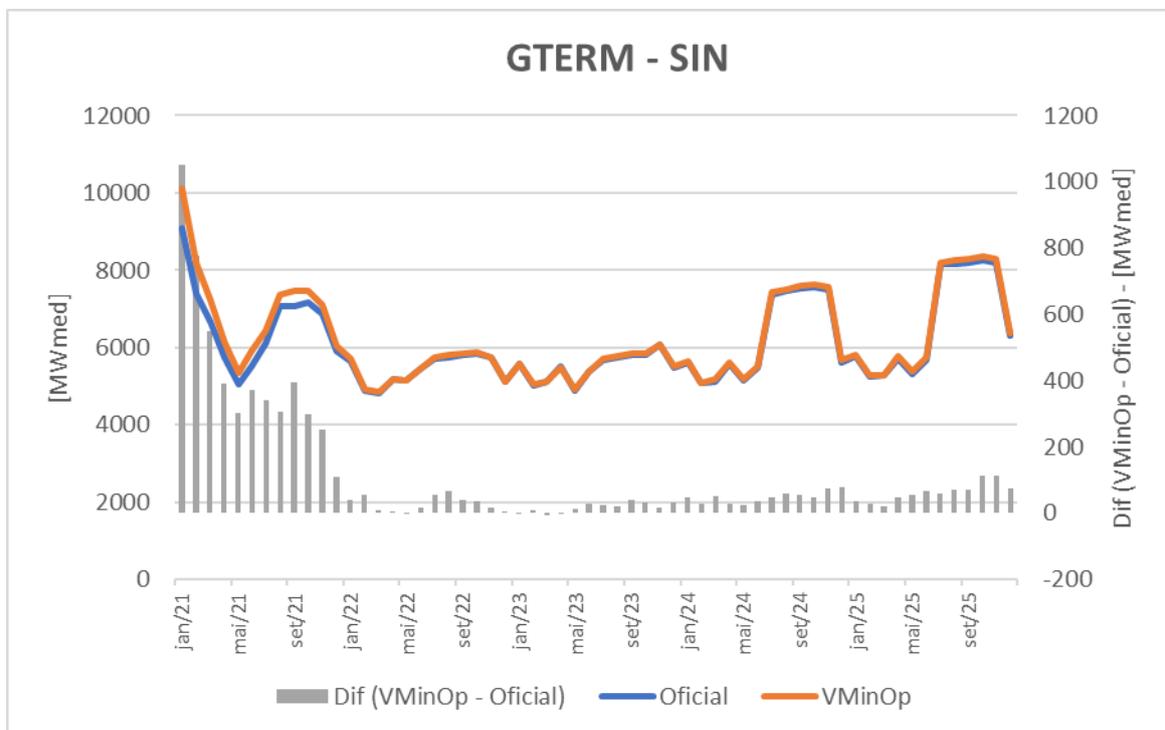


Figura 11 – Evolução da Geração Térmica do SIN

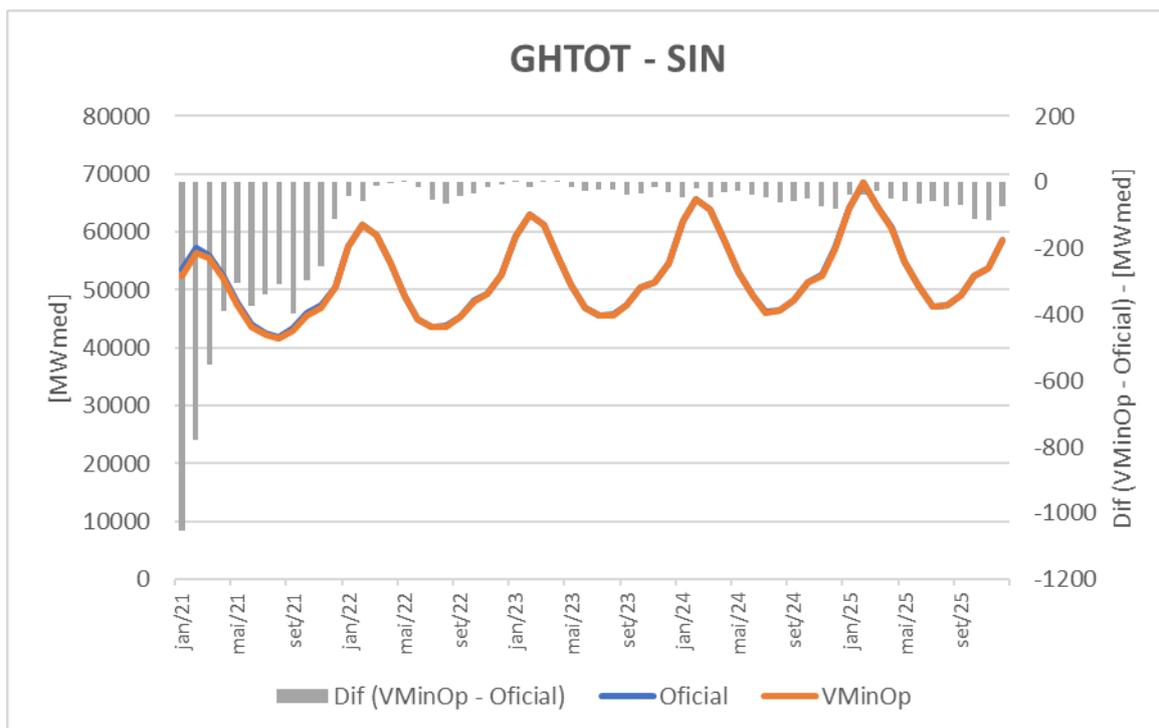


Figura 12 – Evolução da Geração Hidráulica do SIN

A seguir estão apresentadas as evoluções dos custos marginais de operação médios mensais dos subsistemas SE/CO e NE (Figura 13 e Figura 14, respectivamente). O CMO médio de ambos os subsistemas aumentou no primeiro ano e se estabilizou nos mesmos patamares do CMO do caso Oficial nos demais anos. O aumento do custo nos primeiros meses reflete o aumento de despacho térmico ocasionado pela inserção dos níveis mínimos operativos mais restritivos.

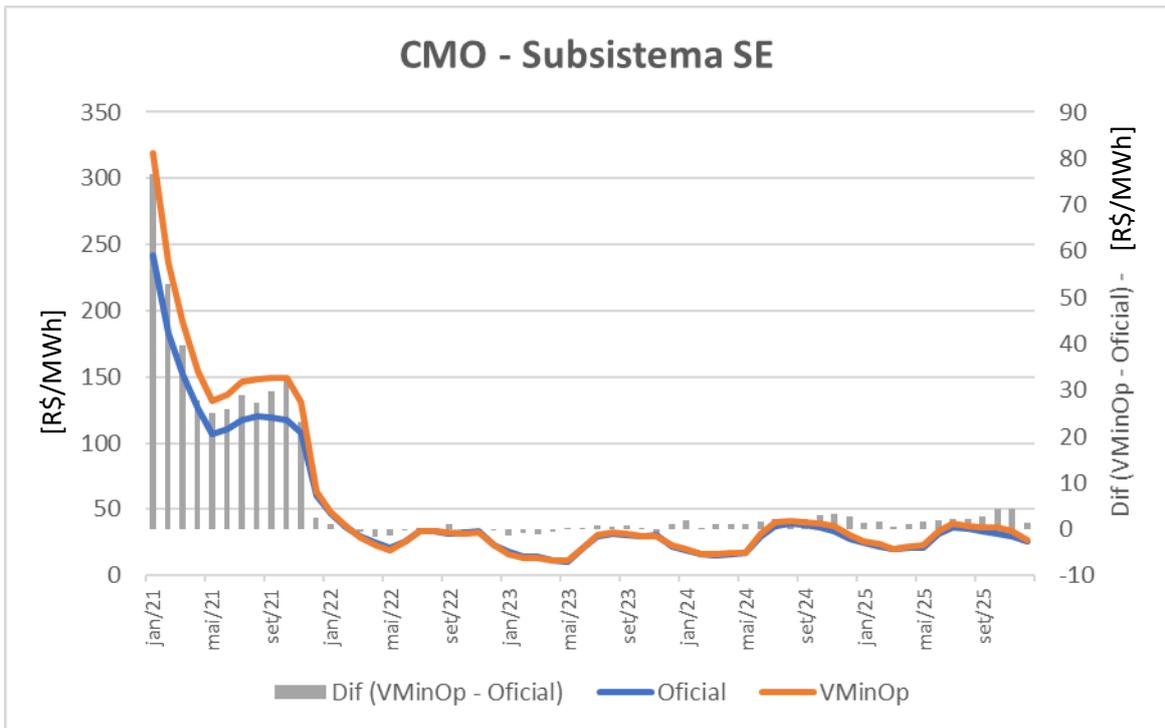


Figura 13 – Evolução do Custo Marginal de Operação do submercado SE

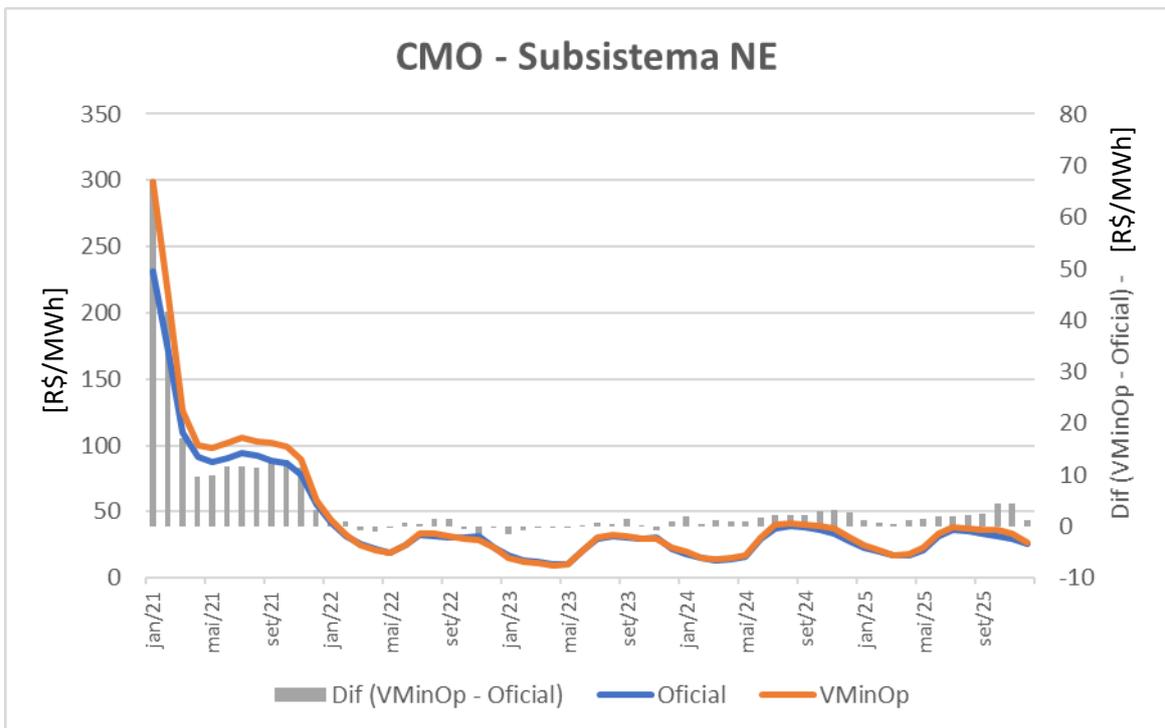


Figura 14 – Evolução do Custo Marginal de Operação do submercado NE

A seguir estão apresentados resultados observados para o final do período seco do primeiro ano do estudo: Nov/21.

Na Figura 15 encontra-se uma comparação do boxplot da energia armazenada final de Nov/21 no SIN e em cada subsistema. É possível observar que os valores máximos e mínimos observados são semelhantes para ambos os casos. Com exceção do NE, os demais armazenamentos apresentaram maior mediana no caso VMinOp, indicando que a consideração dos novos níveis mínimos propostos sinalizou maior armazenamento no término do período seco.

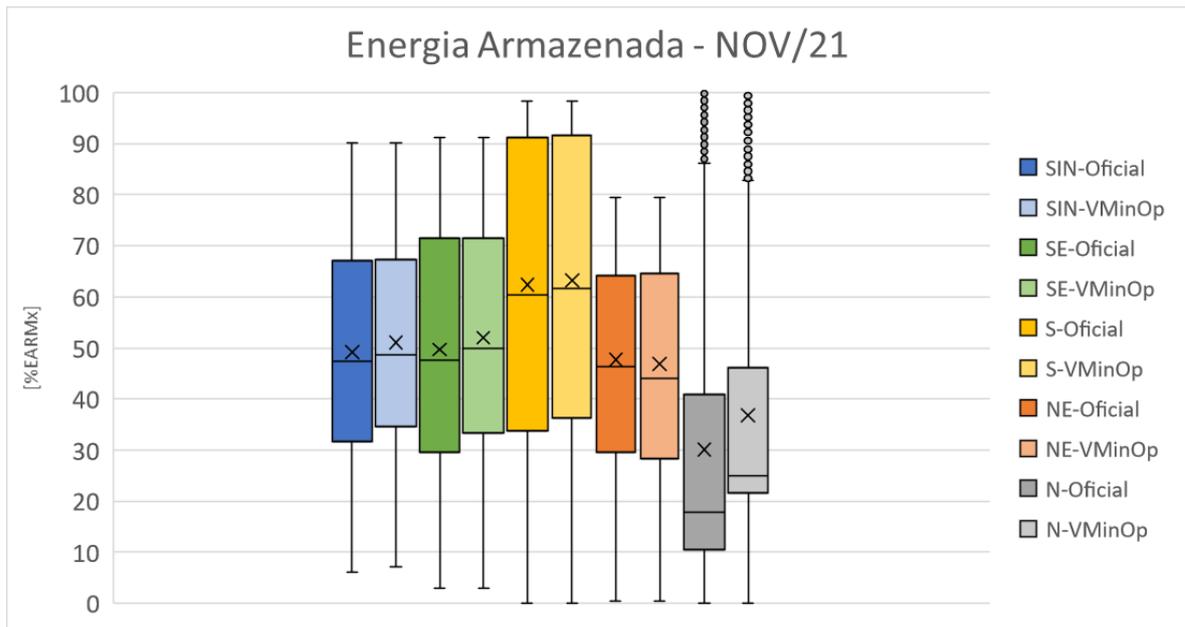


Figura 15 – Boxplot da Energia Armazenada no final do período novembro/21

Os resultados de distribuição acumulada da energia armazenada para o SIN, SE/CO, NE, N e S, apresentados da Figura 16 à Figura 20, reforçam o exposto acima. A frequência de ocorrência de armazenamentos maiores no caso VMinOp é superior à do caso Oficial para o SIN.

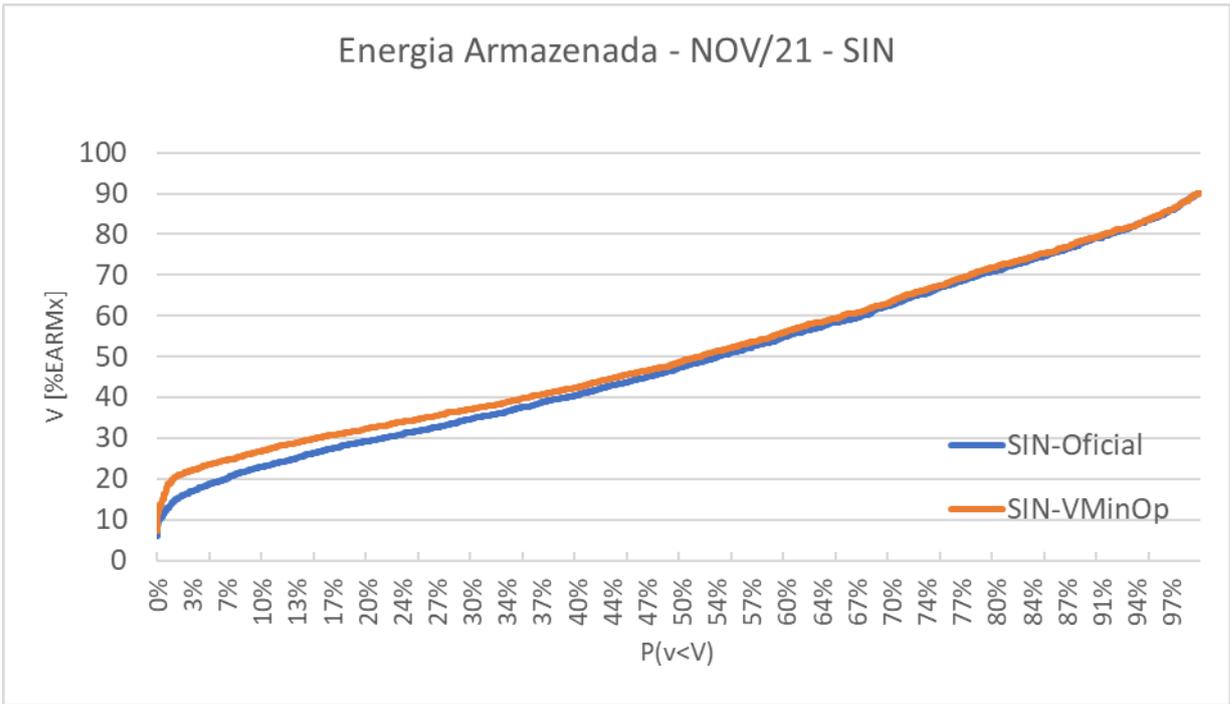


Figura 16 – Distribuição acumulada da Energia Armazenada do SIN em novembro/21

Com relação ao subsistema SE/CO, destaca-se na Figura 17 que a frequência de ocorrência de armazenamentos inferiores a 20% EARMx no final de nov/21 (nível mínimo considerado para o caso VMinOp) é inferior a 3%, enquanto que no caso Oficial é bem superior, atingindo a ordem de 10%.

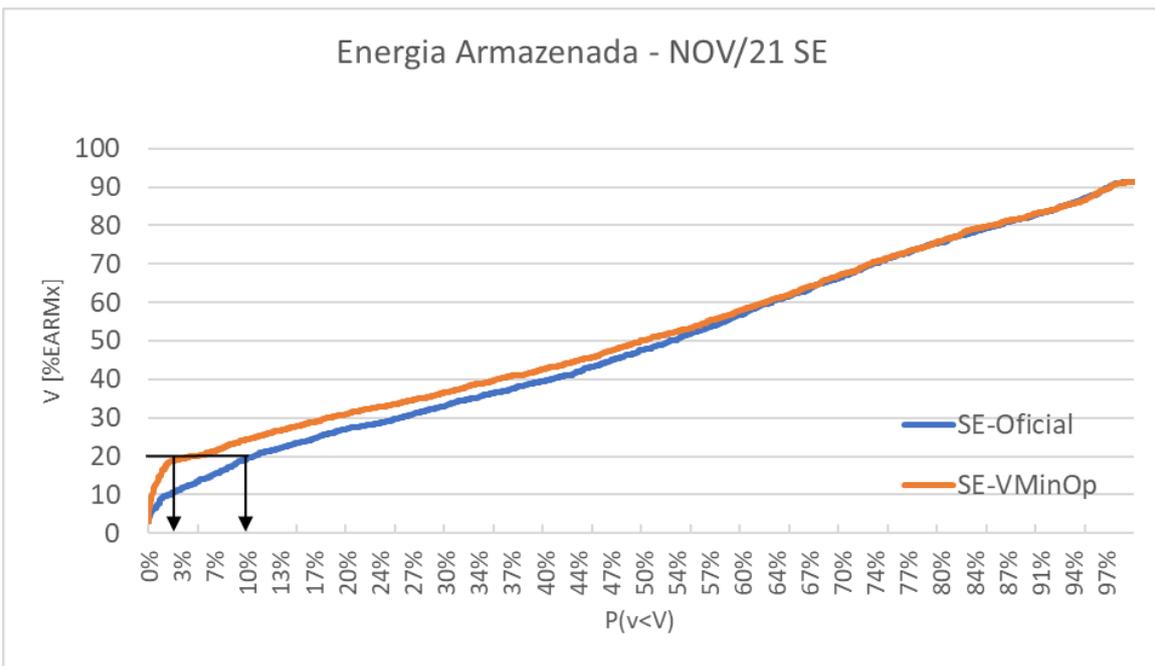


Figura 17 – Distribuição acumulada da Energia Armazenada do SE em novembro/21

Com relação ao subsistema S, onde os níveis mínimos por REE são iguais entre o caso Oficial e o caso VMinOp (30%EARMx), observa-se que, para este último caso, há uma probabilidade suavemente superior de ocorrência de armazenamentos mais elevados, conforme Figura 18.

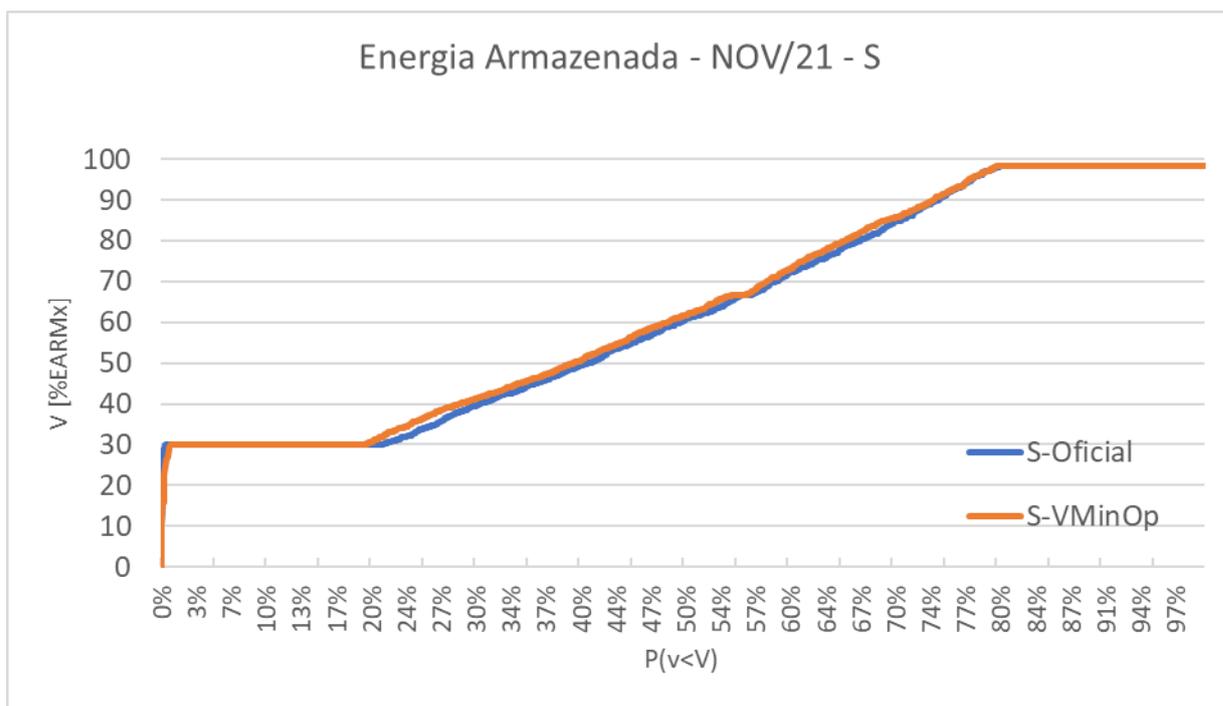


Figura 18 – Distribuição acumulada da Energia Armazenada do S em novembro/21

Já no subsistema NE, observa-se na Figura 19 que, embora a curva do caso VMinOp esteja ligeiramente abaixo da curva Oficial para alguns pontos de armazenamento, elas estão muito próximas. Além disso, vale reforçar que a mediana do armazenamento do NE para o caso VMinOp mostrada no boxplot da Figura 15 está bem acima do nível mínimo de 23,5%EARMx.

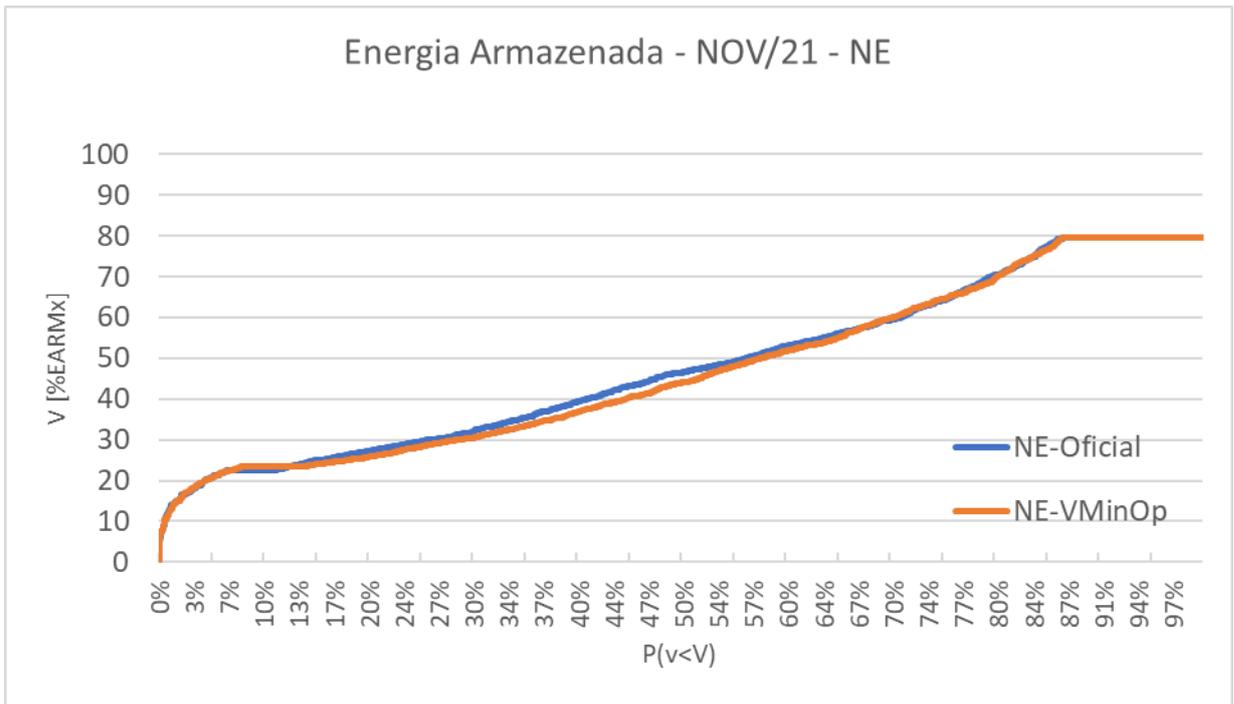


Figura 19 – Distribuição acumulada da Energia Armazenada do NE em novembro/21

No subsistema N, a Figura 20 demonstra uma elevação considerável da frequência de armazenamentos superiores no caso VMinOp. Conforme destacado na figura, a ocorrência de cenários com energia armazenada inferior a 20,8 %EARMx (nível mínimo considerado no caso VMinOp) foi de aproximadamente 23% no caso VMinOp contra 55% no caso Oficial (que observava um nível mínimo bem inferior, de 10,7 %EARMx).

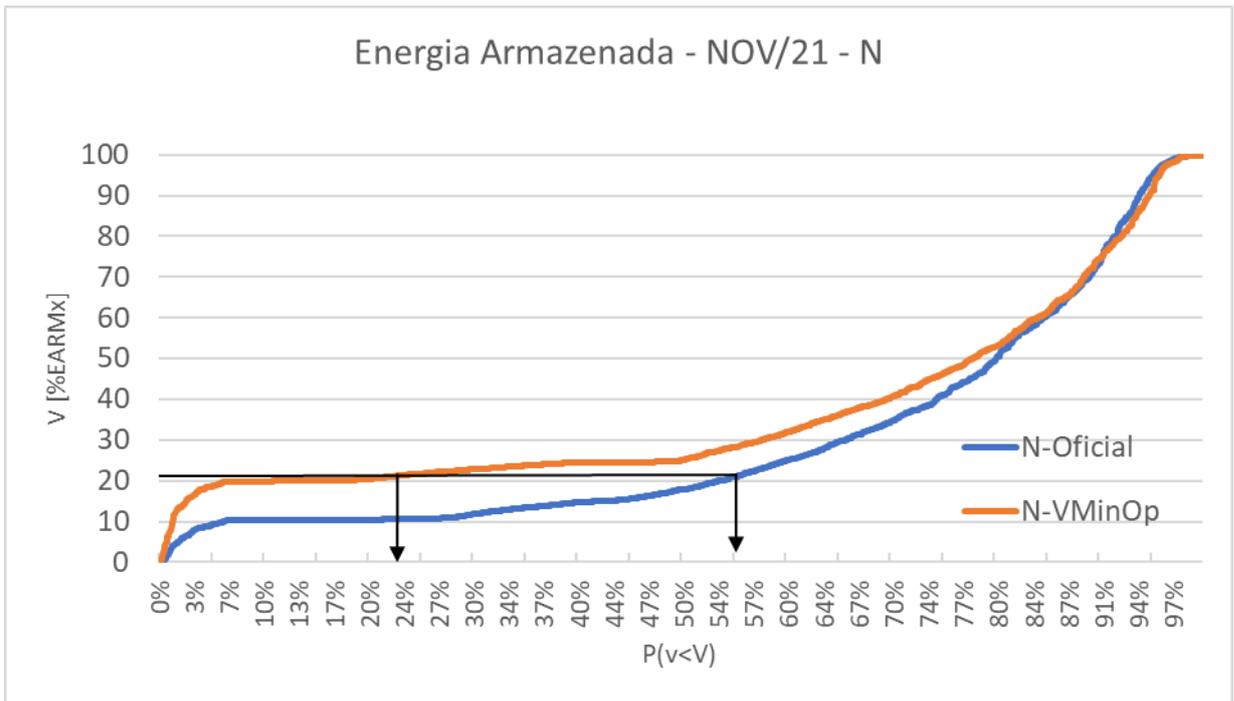


Figura 20 – Distribuição acumulada da Energia Armazenada do N em novembro/21

4.2. Caso EGAR

Para analisar o impacto da alteração dos níveis de volume mínimo operativo propostos neste ciclo da CPAMP no caso de Garantia Física, foi utilizado o deck de cálculo da garantia Física para Itumbiara. A seguir são apresentados os resultados de evolução temporal da média e das permanências do armazenamento em alguns REEs.

Ao considerar a proposta da CPAMP (VMinOp_Novo) se observa na maioria dos períodos uma elevação do armazenamento médio do SIN.

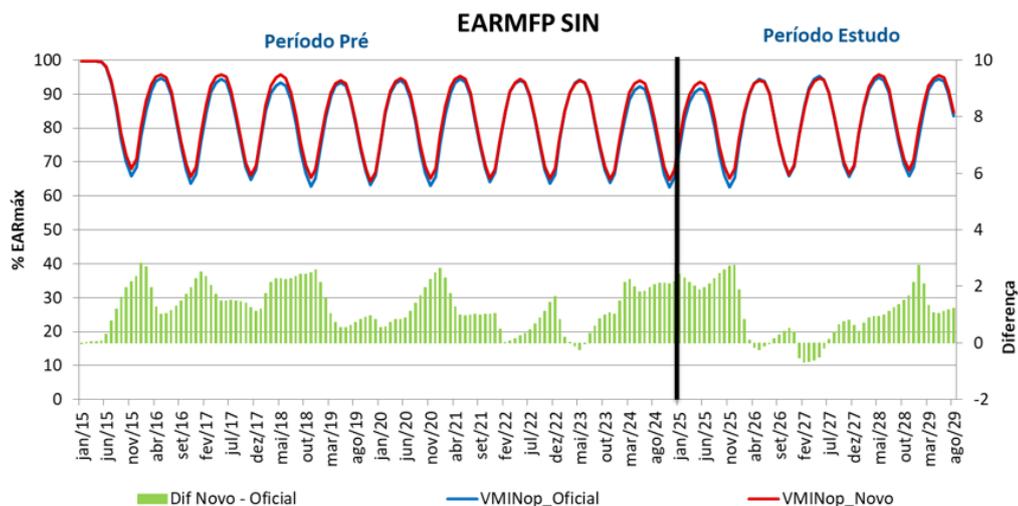


Figura 21 - Evolução temporal do armazenamento médio do SIN.

Visando atender ao nível meta proposto mais elevado e em todos os meses, verifica-se que em muitos períodos houve uma elevação do custo da geração térmica e depois uma pequena redução.

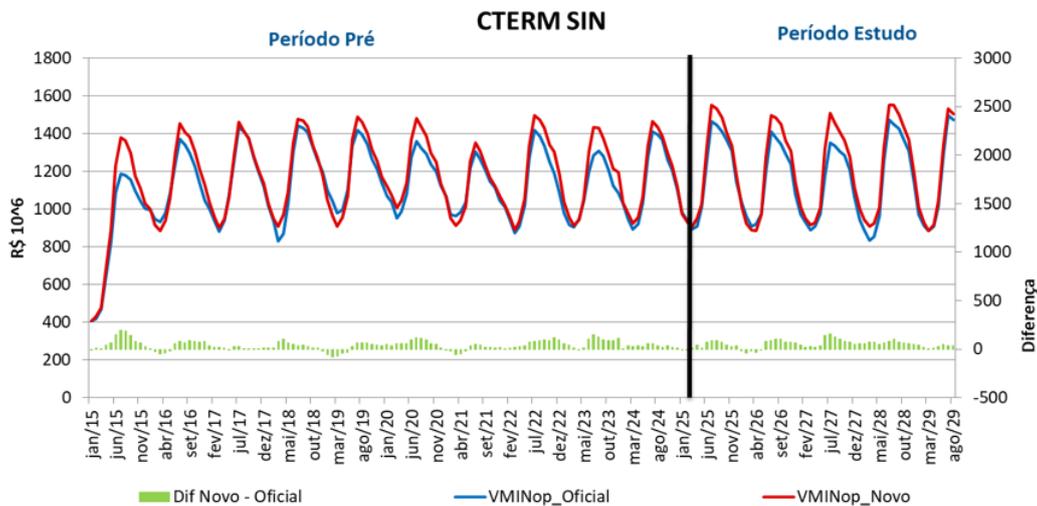


Figura 22 - Evolução temporal do custo da geração térmica média do SIN.

Conseqüentemente, também se observa que o custo total de operação se eleva em muitos períodos. Destaca-se uma elevação além do aumento do custo da geração térmica, especialmente em novembro, devido a penalização por violação do volume mínimo operativo.

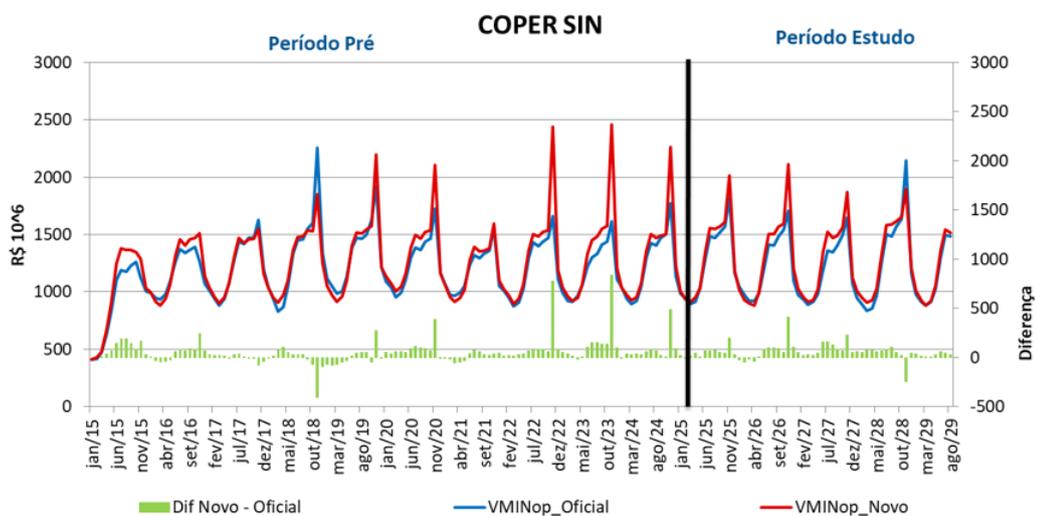


Figura 23 - Evolução temporal do custo total de operação médio do SIN.

Observando a geração térmica no SIN, nota-se que a proposta do VMINop_Novo muitas vezes antecipa a geração térmica em um período do ano e reduz a geração térmica em outro.

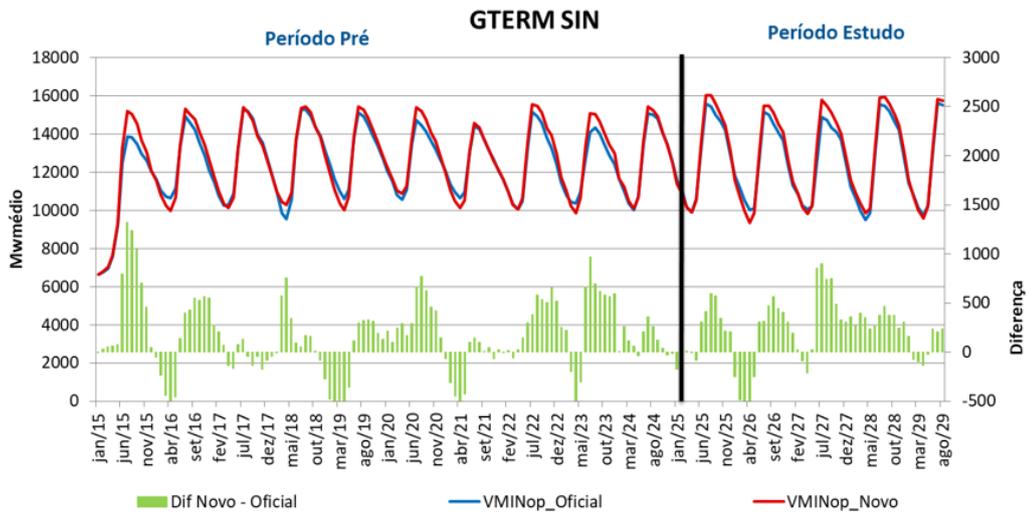


Figura 24 - Evolução temporal da geração térmica média do SIN.

Em contrapartida, há uma tendência de diminuir a geração hidráulica total, conforme se verifica na figura a seguir.

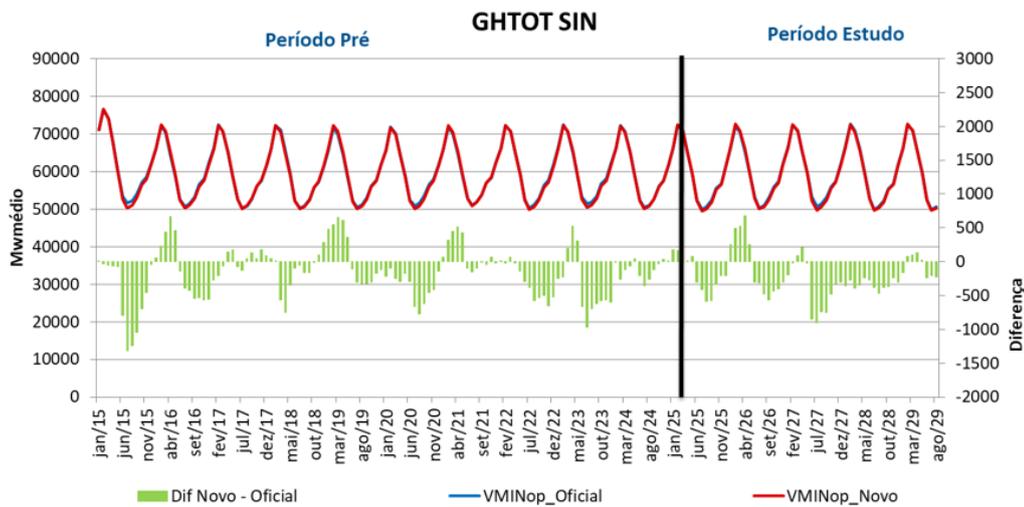


Figura 25 - Evolução temporal da geração hidráulica total média do SIN.

Analisando o armazenamento médio para alguns REEs não se observa uma tendência clara ao usar o VMINop_Novo, pois em cenários em que o volume mínimo operativo esteja atendido, o modelo pode operar os reservatórios de forma diferente e ainda assim não alterar os custos.

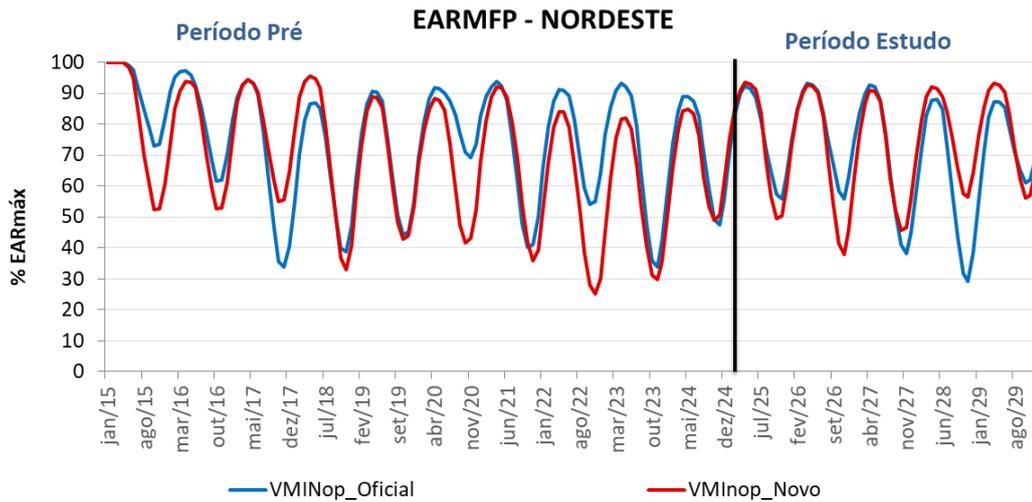


Figura 26 - Evolução temporal do armazenamento médio do Nordeste.

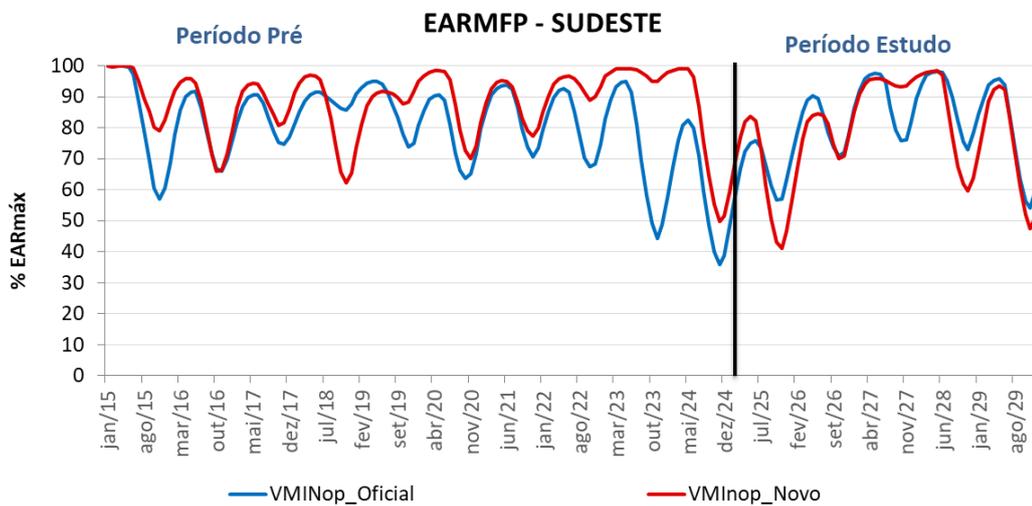


Figura 27 - Evolução temporal do armazenamento médio do Sudeste.

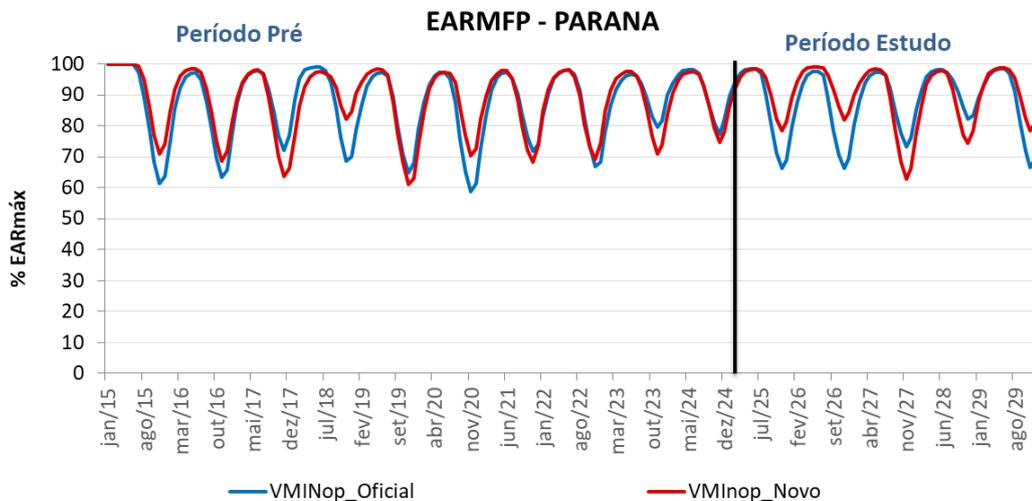


Figura 28 - Evolução temporal do armazenamento médio do Paraná.

No REE Paraná se propõe a elevação do atual volume mínimo operativo de 10% (VMINop_Oficial), somente em novembro, para 20% do armazenamento máximo em todos os meses do ano. Então, conforme o esperado, foi reduzido o percentual de cenários que violam o novo nível meta e ainda se verificou aumento do armazenamento em todas os cenários.

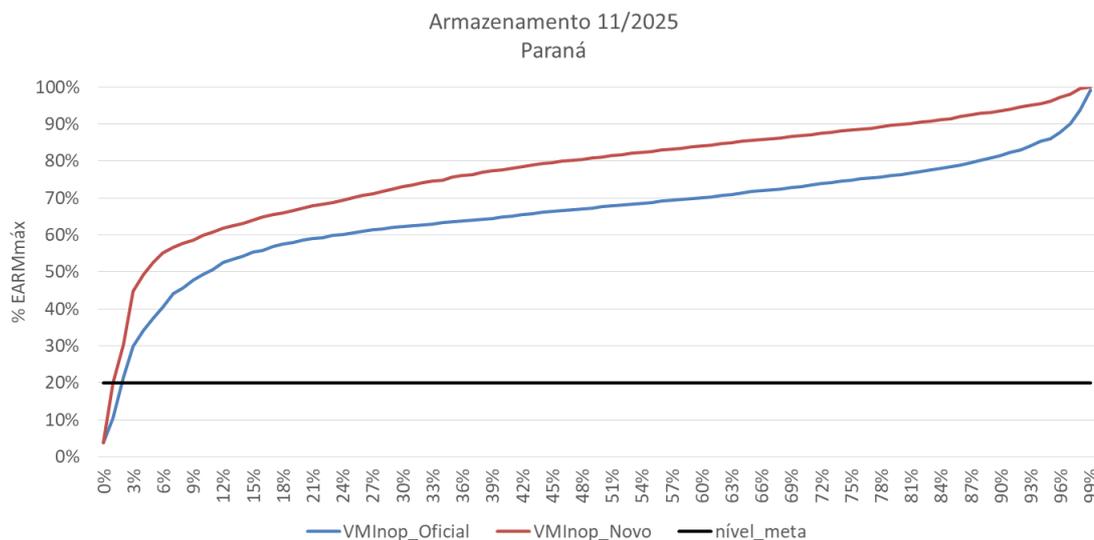


Figura 29 - Permanência do armazenamento em novembro de 2025 para o REE Paraná.

O novo valor do VMInop é ligeiramente maior que o oficial no REE Nordeste e vale para todos os meses. Assim, nos cenários de menor armazenamento não se verifica alteração relevante, contudo nos cenários de armazenamento superior ao novo nível meta, se observa elevados ganhos.

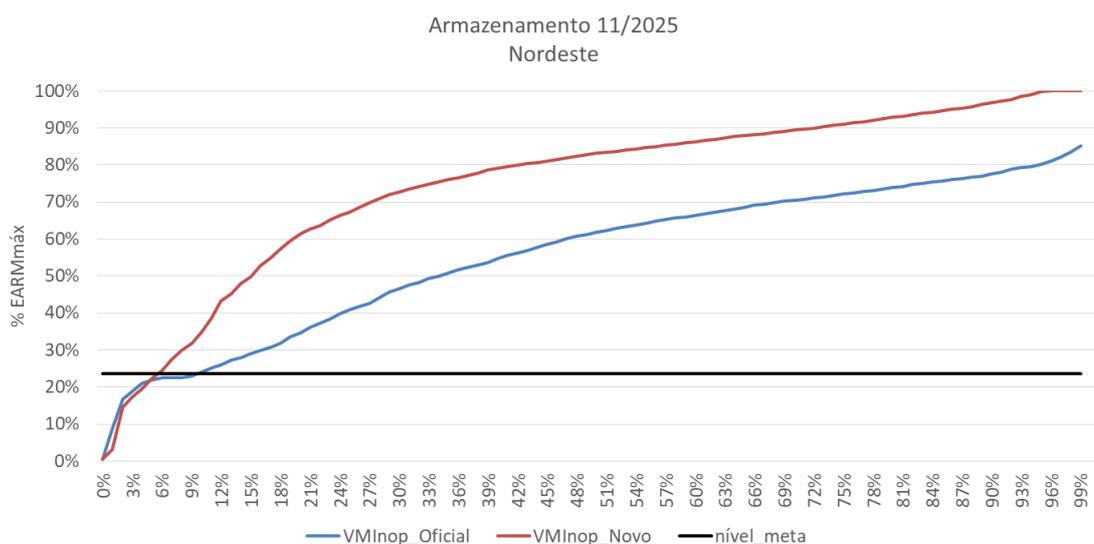


Figura 30 - Permanência do armazenamento em novembro de 2025 para o REE Nordeste.

No REE Norte o VMInop_Novo eleva o nível meta de 10.7% para 20.8% e é considerado em todos os meses. Assim, nos cenários de menor armazenamento se observa uma elevação.

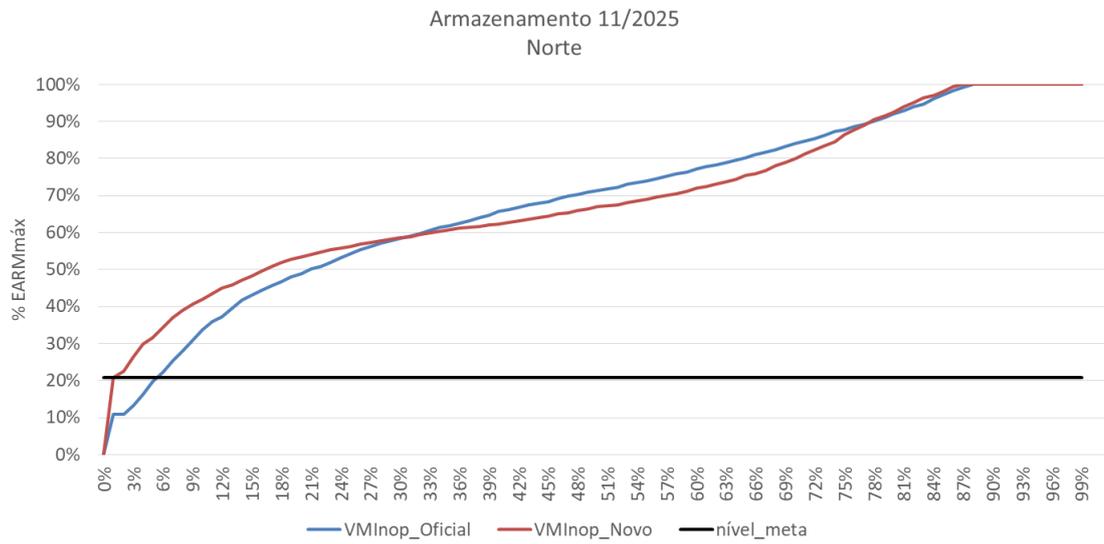


Figura 31 - Permanência do armazenamento em novembro de 2025 para o REE Norte.

5. Backtest independente

Nesta seção serão apresentados dois casos de backtest, o primeiro utilizando deck de PLD do período de 2018-2019 e o segundo usando utilizando o deck de PMO do horizonte de 2020-2021. As principais características de cada caso serão descritas a seguir.

5.1. Backtest – janeiro de 2018 a maio de 2019

Esta seção apresenta um estudo retrospectivo encadeando os modelos NEWAVE/DECOMP para o período de janeiro 2018 a maio de 2019. Esse período foi escolhido devido ao período crítico de afluências de dezembro/2018 e janeiro/2019, que causou variações abruptas de CMO/PLD em fevereiro/2019.

Serão discutidos estudos prévios à recomendação de utilização da curva constante conforme descrito na Seção 3, Tabela 7, de forma a se avaliar a efetividade da curva de VminOp para diversas combinações de curvas constantes e sazonalizadas para os modelos NEWAVE e DECOMP.

As variáveis analisadas foram: armazenamento, CMO/PLD, geração hidráulica e a soma da geração térmica acumulada. As versões utilizadas foram 30.1_CORRECAO_cvar_car_sar do DECOMP e 25.4 do NEWAVE. No DECOMP a RHE foi considerada do tipo soft para todos os estágios, com tratamento de inviabilidade apenas no primeiro mês, caso necessário. A penalidade² de não atendimento à RHE é igual entre os modelos. O objetivo desse estudo é entender como seria a resposta da metodologia de aversão a risco VminOp com diferentes níveis meta. Para isso, propõe-se a comparação de 5 casos, definidos na Tabela 8 com as principais características de cada caso e como foi modelado os níveis meta nos modelos NEWAVE e DECOMP.

Tabela 8 – Características dos casos modelados.

Caso	NEWAVE	DECOMP
Vigente	No arquivo curva.dat: <ul style="list-style-type: none">• REE Sudeste, Paraná e Paranapanema: 10%.• REEs Sul e Iguçu: 30%: No arquivo modif.dat: <ul style="list-style-type: none">• Três Marias e Fict. e Três Marias: 30%	Sem modelagem de RHE e as restrições operativas são as contidas no deck oficial do ano de simulação.

² As penalidades usadas nas modelagens tanto no NEWAVE quanto no DECOMP são iguais, esta grandeza foi compatibilizada usando em ambos os modelos o valor contido no arquivo curva.dat.

	<ul style="list-style-type: none"> • Sobradinho: 20% • Itaparica: 30% Tucuruí: 23,72%.	
VminOp	Idem ao Vigente.	Restrições RHE: <ul style="list-style-type: none"> • REE Sudeste, Paraná e Paranapanema: 10%; • REE Sul, Iguaçu: 30%. Restrições RHV: <ul style="list-style-type: none"> • Três Marias: 4583,4hm³ (30% volume útil); • Sobradinho: 3889,2hm³ (20% volume útil); • Itaparica: 1064,4hm³ (30% volume útil) • Tucuruí: 9246,5hm³ (23,72% volume útil).
VminOp Cref20%	Idem ao VminOp, com exceção ao submercado Sudeste o qual os REE Sudeste, Paraná e Paranapanema possuem valor de 20% fixo ao longo do horizonte simulado.	Idem ao VminOp, com exceção ao submercado Sudeste o qual os REE Sudeste, Paraná e Paranapanema possuem valor de 20% fixo ao longo do horizonte simulado.
VminOp Cref+10%	No curva.dat: <ul style="list-style-type: none"> • REE Sudeste, Paraná e Paranapanema: níveis variáveis mensais conforme valores observados na Figura 32 na curva VminOp Cref+10%; • REE Sul e Iguaçu: 30%. No modif.dat: <ul style="list-style-type: none"> • Três Marias e Fict. Três Marias: 30%; • Sobradinho: 20%; • Itaparica 30%; • Tucuruí 23,72%. 	Restrições RHE: <ul style="list-style-type: none"> • REE Sudeste, Paraná e Paranapanema são modelados com níveis variáveis mensalmente conforme valores observados na Figura 32 na curva VminOp Cref+10%. Restrições RHV: <ul style="list-style-type: none"> • Idem ao caso VminOp.
VminOp CurvaC Interp	No curva.dat: <p>REE Sudeste, Paraná e Paranapanema com níveis variáveis mensalmente conforme valores observados na Figura 33 na curva RHE CurvaC Interp.</p> <ul style="list-style-type: none"> • REE Sul e Iguaçu: 30%; • REE Nordeste: 23,5%; • REE Belo Monte, Manaus-Amapá, e Norte: 24,8%. 	Restrições RHE: <ul style="list-style-type: none"> • REE Sudeste, Paraná e Paranapanema são modelados com níveis variáveis mensalmente conforme valores observados na Figura 32 na curva VminOp CurvaC Interp. • REE Sul e Iguaçu: 30%; • REE Nordeste: 23,5%; REE Belo Monte, Manaus-Amapá, e Norte: 24,8%.

O caso Vigente é configuração atual utilizado nos modelos computacionais para formação de CMO e PLD. No caso VminOp, especificamente no DECOMP, é feita a compatibilização do VminOp modelada no NEWAVE Vigente no arquivo curva.dat através das restrições de RHE e do modif.dat usando restrições RHV. O caso VminOp20% possui os níveis metas iguais ao VminOp com exceção do submercado sudeste o qual é atribuído o nível meta de 20% constante ao longo período de simulação.

O caso VminOp Cref+10% utiliza níveis variáveis ao longo dos meses de simulação para os REEs do submercado Sudeste. A curva utilizada como base desse estudo foi a

curva de referência utilizada pelo CMSE no ano de 2019³. Assim, neste caso foi utilizado os níveis mensais dessa curva adicionado 10% em cada mês. Por exemplo, considerando o mês de janeiro/2019 com 13,1%, a modelagem da RHE para este caso passa a ser 23,1%; no mês de setembro/2019 o nível da curva de referência foi 22,1%, passando a RHE a ser 32,1%. Todos os demais níveis para o caso VminOp Cref10% podem ser observados na Figura 32 na curva VminOp Cref+10.

Por fim, no VminOp CurvaC Interp são internalizadas as restrições de nível meta dentro do NEWAVE apenas no arquivo curva.dat e no DECOMP através das RHEs. Salienta-se que neste caso, não foram utilizadas implementações individuais pelos arquivos modif.dat e restrições de RHV. Em todos os submercados são atribuídos valores constantes, com exceção do Sudeste, o qual recebe valores variáveis semanalmente/mensalmente pela curva interpolada que pode ser vista na Figura 32 pela curva RHE CurvaC Interp.

A Curva C Interp foi inspirada em estudos prévios do GT-Metodologia utilizando curvas de referência mensais para cada submercado. Com isso, com o objetivo de se obter uma curva para o sudeste forçada, foi proposto transpor todos os diferenciais sazonalizados dos demais submercados para o sudeste, obtendo-se uma curva mensal sazonalizada única para o esse submercado. Essa curva com discretização mensal foi utilizada no NEWAVE. Para se obter os níveis semanais utilizados no DECOMP foi feita uma interpolação linear entre os valores mensais. Adicionalmente, para os demais submercados, foram utilizados níveis mínimos constantes ao longo do horizonte.

A Figura 32 apresenta de forma sintetizada as curvas utilizadas no submercado sudeste para as sensibilidades executadas neste estudo. Nota-se que há somente o ano de 2018, pois os níveis se repetem para o ano de 2019 nos respectivos meses. Neste estudo, propõe-se mudanças apenas no submercado sudeste por possuir maior capacidade de regularização e por possuir maior relevância no armazenamento do SIN.

³ [http://antigo.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/\[...\]N_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_languageId=pt_BR](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/[...]N_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_languageId=pt_BR)

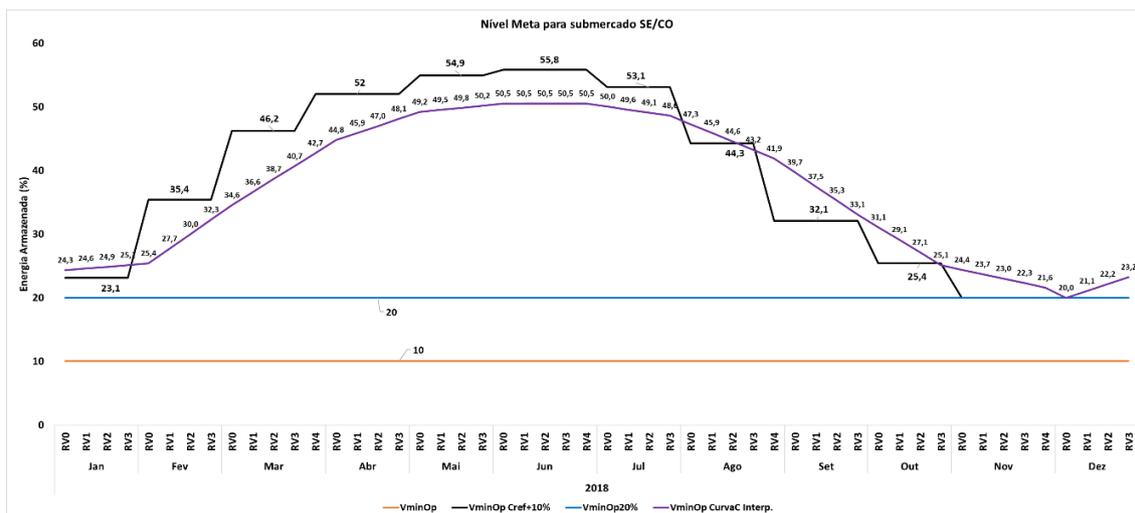


Figura 32 - Curvas utilizadas como nível meta do submercado SE/CO.

A Figura 33 apresenta a trajetória de armazenamento do SIN para todos os casos expostos anteriormente. Nota-se que nos primeiros 5 meses, todos os casos tomam decisões semelhantes de enchimento de reservatórios. Após esse período inicial, as modelagens que utilizaram níveis meta variáveis apresentaram um descolamento de armazenamento, terminando o horizonte de simulação com maior elevação de armazenamento em relação ao Vigente. Os casos VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp apresentaram em maio/2020 9,9% e 7,2% superior que o caso Vigente respectivamente. Por outro lado, o caso com VminOp20% terminou maio/20 com 2,2% maior que o Vigente. Por fim, o caso VminOp, que apenas considerou as restrições RHE no DECOMP com os níveis meta do caso Vigente, teve o armazenamento apenas 0,2% maior em relação ao caso Vigente.

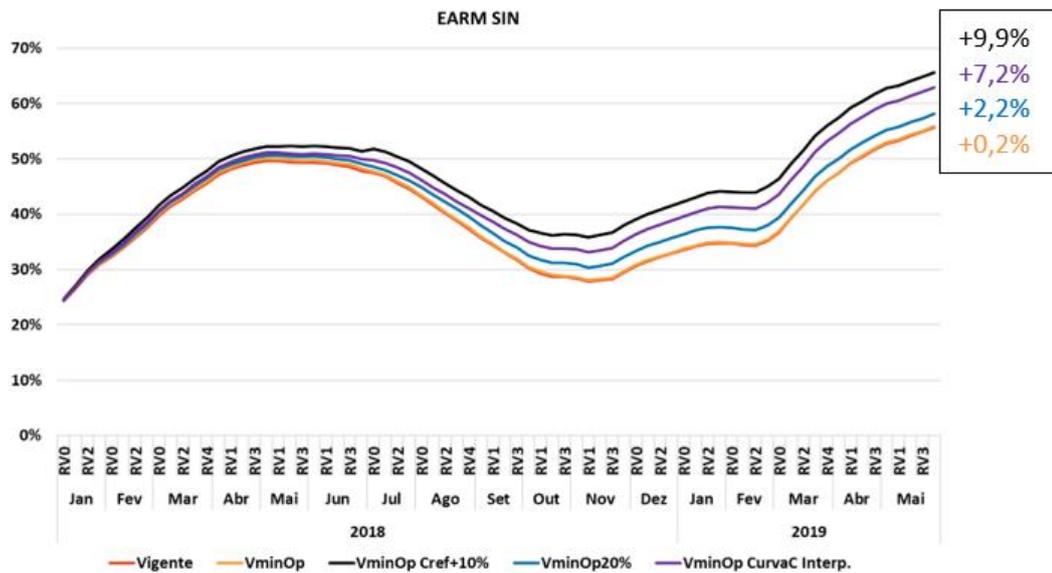


Figura 33 - Backtest 2018-2019: Armazenamento do SIN. Ao lado um quadro com a porcentagem de elevação de armazenamento de cada caso simulado.

A Figura 34 mostra a excursão do armazenando no submercado Sudeste para todos os casos simulados neste estudo, e também, em linhas pontilhadas os níveis meta variáveis usados nos casos VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp, com os nomes Cref+10% e CurvaC Interp respectivamente. Observa-se que a modelagem de curvas variáveis de nível meta, não foram suficientes para manter o armazenamento em níveis iguais ou superior ao nível meta. Por exemplo, considere as curvas VminOp Cref+10% e Cref+10%, nota-se que o limite definido de fevereiro a agosto de 2018 pela Cref+10% é mais alto que o VminOp Cref+10%. Contudo, no período de janeiro a maio de 2019 o armazenamento foi superior ao nível meta pois houve recuperação de armazenamento durante o ano de 2018. A mesma interpretação pode ser observada para o caso VminOp CurvaC Interp e seu nível meta CurvaC Interp. Por fim, observa-se uma gradual elevação de armazenamento ao longo dos anos simulados.

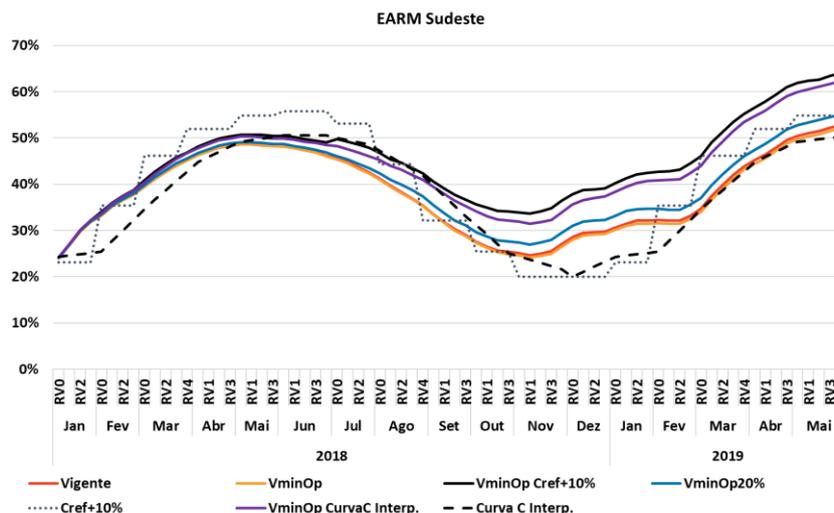


Figura 34 – Backtest 2018 a 2019: Armazenamento do Sudeste. Em linhas pontilhadas os níveis metas variáveis.

A Figura 35 mostra a trajetória de armazenamento no submercado Sul, observa-se que nenhum caso apresentou violação do volume mínimo. Ainda assim, os casos VminOp20%, VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp passaram praticamente todo o período de simulação acima do caso vigente. Por outro lado, o caso com VminOp foi muito semelhante ao Vigente.

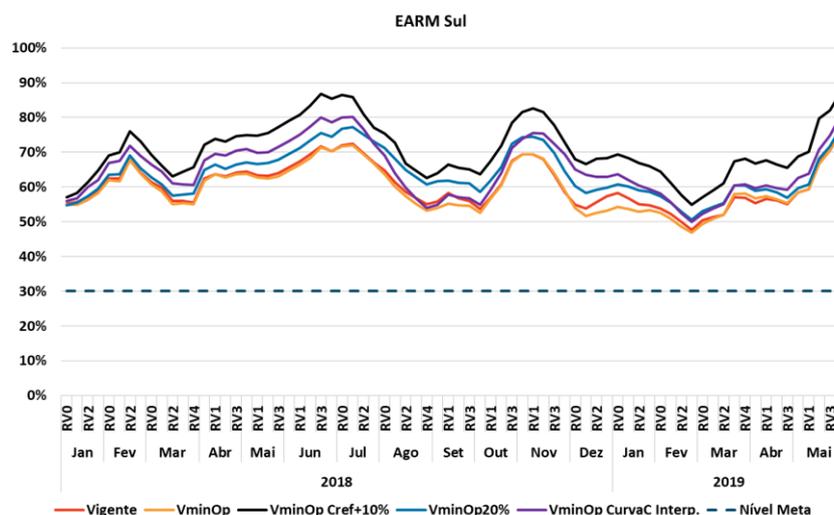


Figura 35 – Backtest 2018 a 2019: Armazenamento do Sul. A linha pontilhada mostra o nível meta de 30%.

A trajetória do armazenamento do submercado Nordeste é mostrado na a Figura 36. Constata-se que o armazenamento inicial (jan/2018) está abaixo do volume mínimo operativo de 23,5%. No entanto, os casos VminOp20%, VminOp RHE20%, VminOp RHE e VminOp VminOp Cref+10% são capazes de elevar o armazenamento durante todo o

período de simulação em comparação ao caso Vigente. Nota-se que já no primeiro mês há um descolamento que se mantém até o final entre os casos citados e o caso Vigente.

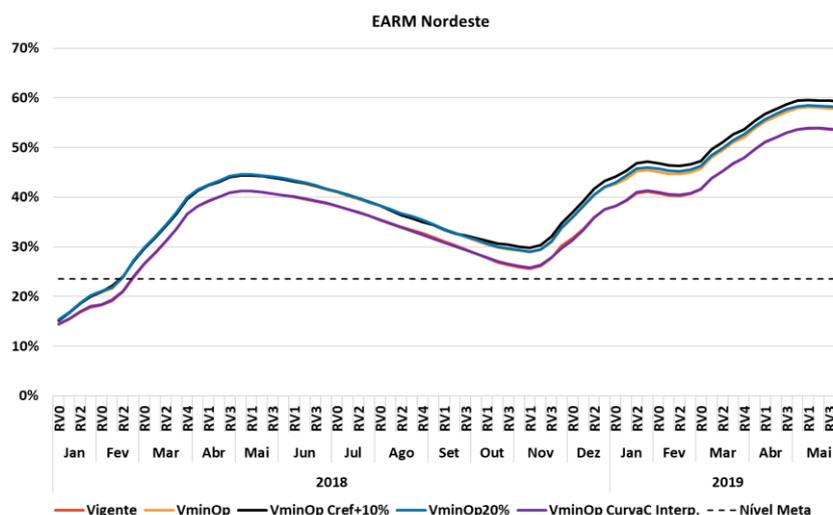


Figura 36 – Backtest 2018 a 2019: Armazenamento do NE. A linha pontilhada mostra o nível meta de 23,5%.

Da mesma forma que o anterior, para o submercado norte, os estados iniciais começam abaixo do VminOp (24,8%). A Figura 37 mostra a trajetória para todos os casos, nota-se que, do final de fevereiro a outubro de 2018 todos os casos tem armazenamento praticamente iguais. A partir de então os casos com curvas variáveis (VminOpCref+10% e VminOp CurvaC Interp.) foram capazes de não violar o nível de 24,8%, ao contrário dos demais que violaram dos períodos de novembro a dezembro de 2018 e janeiro a fevereiro de 2019.

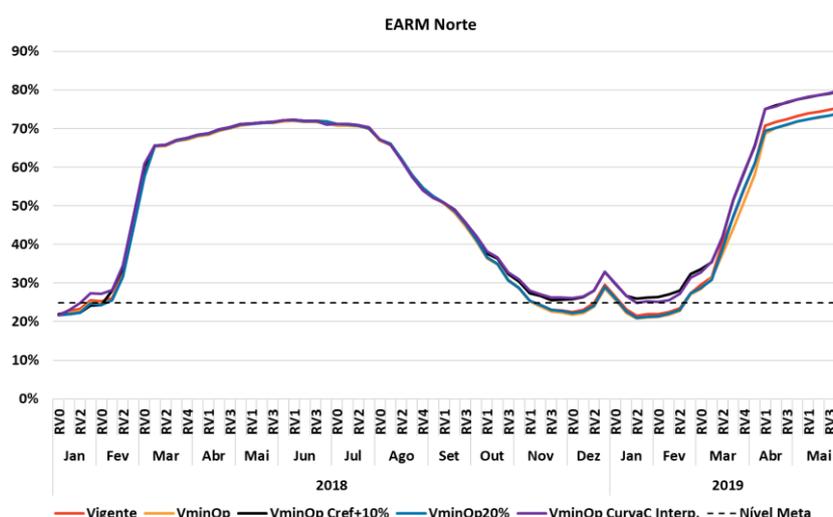


Figura 37 – Backtest 2018 a 2019: Armazenamento do Norte. A linha pontilhada mostra o nível meta de 24,8%.

No geral, a inclusão da RHE no DECOMP e o aumento dos níveis meta contribuem com a elevação do armazenamento no período simulado. No entanto, essa economia de água leva a um despacho termelétrico maior. Conseqüentemente, causando um aumento do PLD, conforme tabela a seguir. Tabela 9.

Tabela 9 – PLD médio no submercado Sudeste.

	PLD Médio
Vigente	280,82
VminOp	282,55
VminOp20%	307,61
VminOp Cref+10%	432,20
VminOp CurvaC Interp.	422,16

A Tabela 9 mostra o PLD médio do submercado Sudeste durante o período de simulação. Em concordância com o exposto acima, os casos VminOp20%, VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp possuem valor de PLD médio maior que o caso vigente com 307,61, 432,20 e 422,16 (R\$/MWh) no período total respectivamente. Adicionalmente, observa-se uma similaridade entre o caso Vigente e VminOp com apenas 1,27 R\$/MWh de diferença no PLD no período total.

A Figura 38 mostra os valores de PLD no submercado sudeste durante o horizonte de simulação deste estudo. Nota-se que em praticamente todo o período de simulação os casos VminOp20%, VminOp, VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp possui valor de PLD superior ao caso Vigente, com exceção de períodos pontuais como RVO abril/dezembro de 2018 e RV3 março e RV2 maio de 2019 os quais todos os submercados estão acoplados. Nota-se que a atuação de replecionamento preventivo foi em especial importante para o caso VminOp20%, que apresentou picos de preços menores que os outros cenários em fevereiro de 2019.

Para o submercado sul observou-se o mesmo comportamento do sudeste como pode ser visto pela Figura 39.

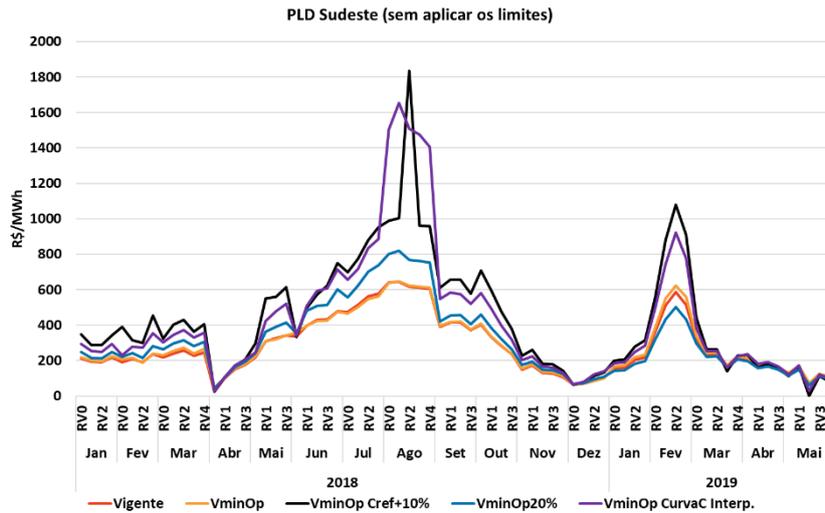


Figura 38 – Backtest 2018 a 2019: PLD do submercado Sudeste.

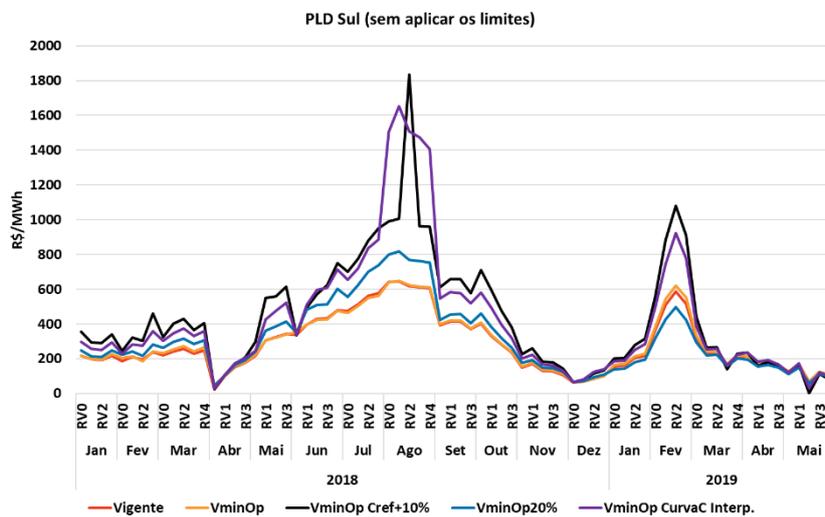


Figura 39 – Backtest 2018 a 2019: PLD do submercado Sul.

A Figura 40 mostra o PLD do submercado nordeste (esquerda) e norte (direita) os quais possuem trajetórias praticamente iguais em todo o horizonte, com exceção aos períodos de fevereiro a maio de 2018 e março a maio de 2019 os quais os casos Vigente, VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp estão zerados para o submercado Norte.

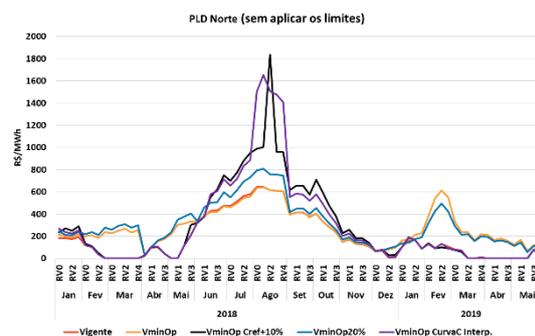
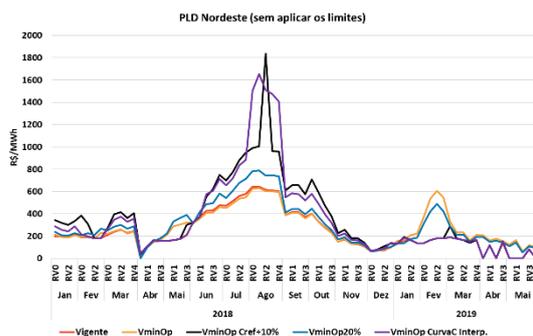


Figura 40 – Backtest 2018 a 2019: PLD do submercado Nordeste e Norte.

Como já exposto anteriormente, uma das consequências da elevação do armazenamento é o maior despacho por usinas termelétricas. A Figura 41 retrata esta característica mostrando as curvas de soma geração termelétrica acumuladas no SIN. Nela, nota-se, um descolamento das curvas de VminOp20%, VminOp20%, VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp em relação a curva Vigente, principalmente a partir de junho de 2018. Neste sentido, destaca-se as modelagens VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp que tiveram um despacho térmico aumentado de aproximadamente 18,49% e 14,38%, respectivamente, em comparação ao caso Vigente.

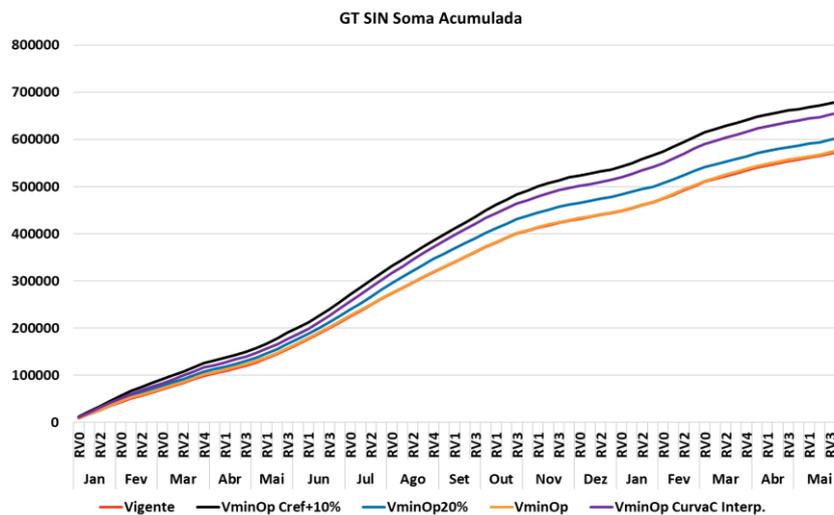


Figura 41 – Backtest 2018 a 2019: Geração térmica acumulada do SIN.

Conforme visto até aqui, os casos que tiveram elevação do armazenamento apresentaram um aumento de geração térmica como observado na Figura 41. Naturalmente, este maior nível de geração térmica acaba compensado devido a uma diminuição na geração hidrelétrica total do SIN. A Figura 42 mostra a geração hidrelétrica do SIN ao longo do período de estudo.

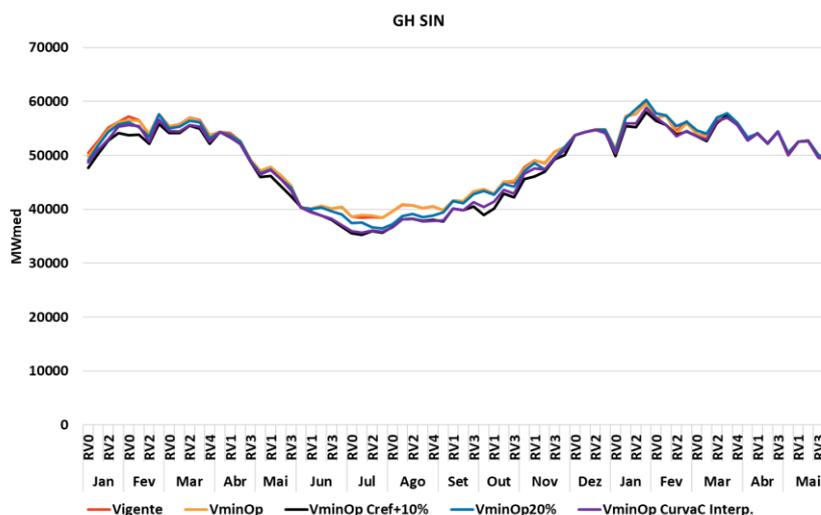


Figura 42 – Backtest 2018 a 2019: Geração Hidráulica para o SIN.

Na Figura 42 observa-se que as curvas de geração hidrelétrica dos casos VminOp20%, VminOp Cref+10% e VminOp CurvaC Interp em praticamente todo o período estão abaixo da curva do caso Vigente. As exceções são poucos períodos de dezembro de 2018 e março a abril de 2019.

Através dos resultados apresentados na seção, verifica-se que a implementação do RHE no modelo DECOMP colocando níveis mais altos de VminOp que o Vigente de fato é um mecanismo importante na busca elevações dos armazenamentos do SIN. Observou-se que a utilização de curvas sazonalizadas, apesar de efetivas no replecionamento dos reservatórios, precisa ser melhor estudada em ciclos futuros, uma vez que produz efeitos bastantes incisivos nos preços e na operação geral do sistema.

Os níveis de VminOp utilizados na presente seção foram utilizados em sensibilidades para subsidiar as conclusões do presente relatório. As recomendações do GT-Metodologia quanto a quais níveis a serem utilizados constam na Seção 3, Tabela 7 e são analisados na Seção 5.2 a seguir.

5.2. Backtest – janeiro de 2020 a fevereiro de 2021

Nesta seção será apresentado um estudo retrospectivo encadeando os modelos NEWAVE e DECOMP no período de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. Neste estudo serão comparados dois casos:

- Oficial: execução com as funcionalidades e parâmetros oficiais à época (2020 e 2021);
- VMinOp: execução considerando a representação das restrições de volume mínimo operativo no DECOMP e novos valores de VMinOp, tanto no NEWAVE quanto no DECOMP, conforme descrito na Seção 3, Tabela 7.

É possível observar na Figura 43 que o uso concomitante das restrições de volume mínimo operativo no DECOMP e dos novos valores de VMINop resultou em uma pequena elevação do nível de armazenamento do SIN, em torno de 3.5%, o que equivale a aproximadamente 7000 MWhês.

Se comparado ao caso Oficial, o armazenamento do subsistema SE sofre uma pequena redução no início do horizonte de estudo, mas ao longo do horizonte consegue se recuperar e se manter sempre acima da curva de armazenamento mínimo, conforme Figura 44. O maior deplecionamento observado nos primeiros meses da análise proporcionou o replecionamento do subsistema Sul.

Ao avaliar a evolução do armazenamento médio do subsistema Sul, através da Figura 45, é possível verificar uma expressiva recuperação do nível de armazenamento, principalmente quando se considera as restrições de VMinOp no modelo DECOMP. Também é possível observar na Figura 47 que o subsistema Norte não consegue se manter acima da curva no final do horizonte. Isso ocorre devido ao tipo de produtibilidade utilizada pelo modelo: a energia armazenada calculada para consulta à restrição de VMinOp utiliza a produtibilidade equivalente, enquanto os níveis de energia armazenada são calculados com a produtibilidade no ponto que os reservatórios estão. Assim, apesar da restrição RHE, que considera a produtibilidade equivalente, ter sido atendida sem violação neste caso, a energia armazenada final calculada com a produtibilidade no ponto de operação do sistema pode assumir valores diferentes do nível VMinOp. No subsistema Nordeste não é verificado um ganho significativo de armazenamento, mesmo assim, pode-se verificar que o armazenamento do caso VMinOp permanece grande parte do tempo acima do caso Oficial, de acordo com a Figura 46.

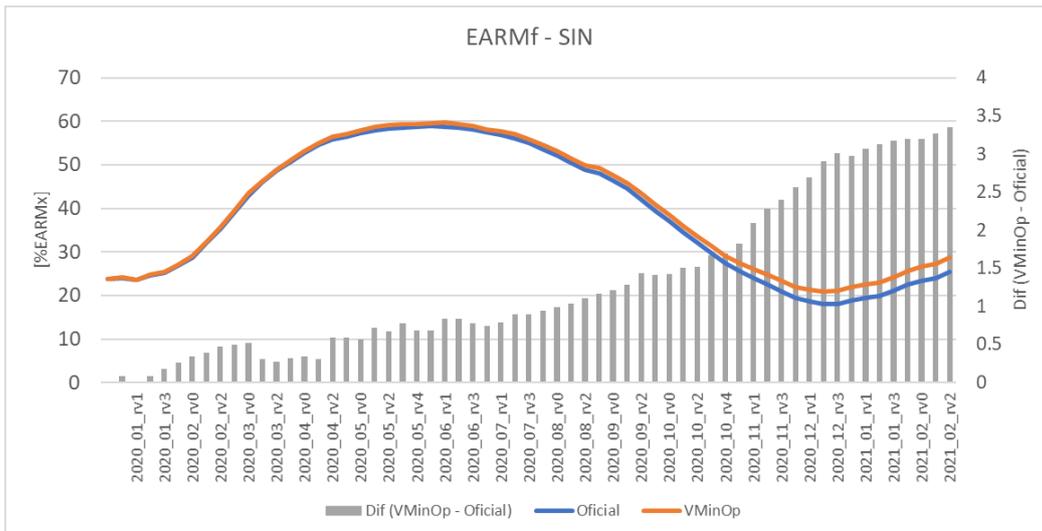


Figura 43 – Evolução energia armazenada média – SIN

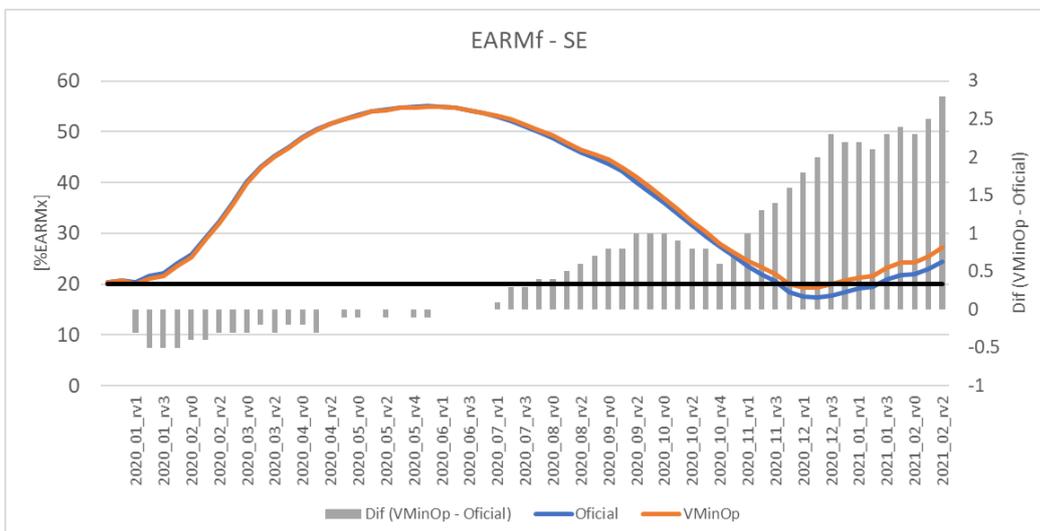


Figura 44 - Evolução energia armazenada média - SE

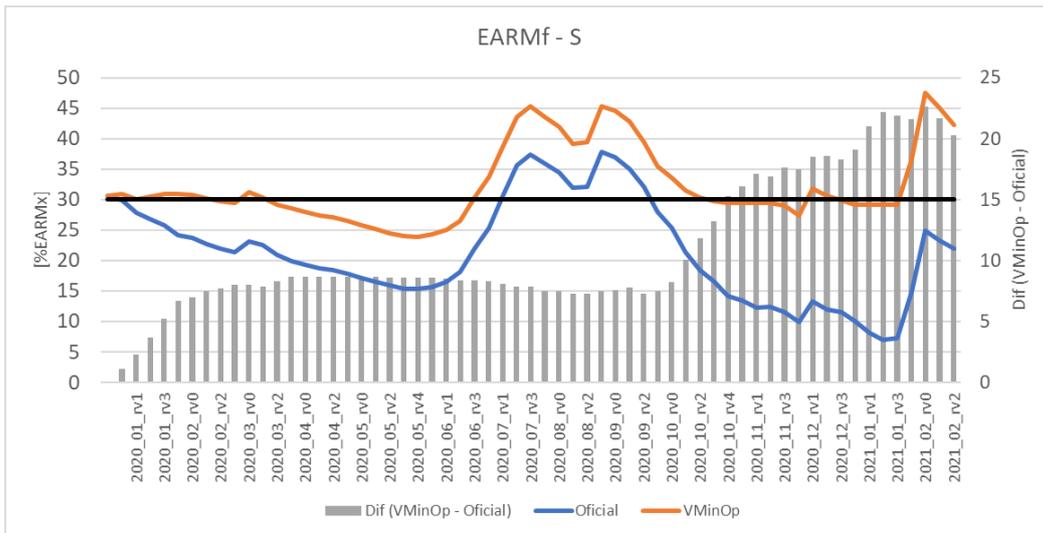


Figura 45 - Evolução energia armazenada média - S

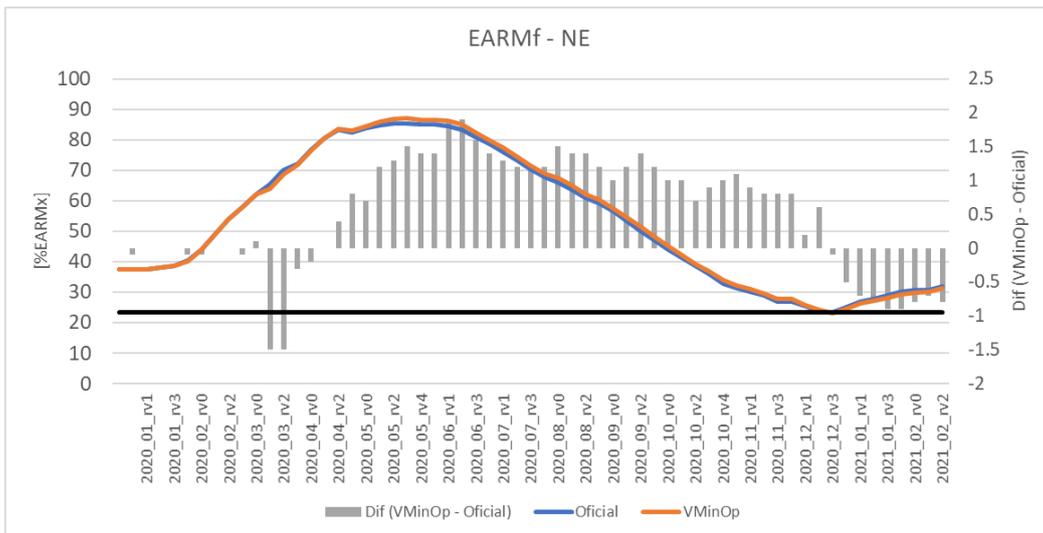


Figura 46 - Evolução energia armazenada média - NE

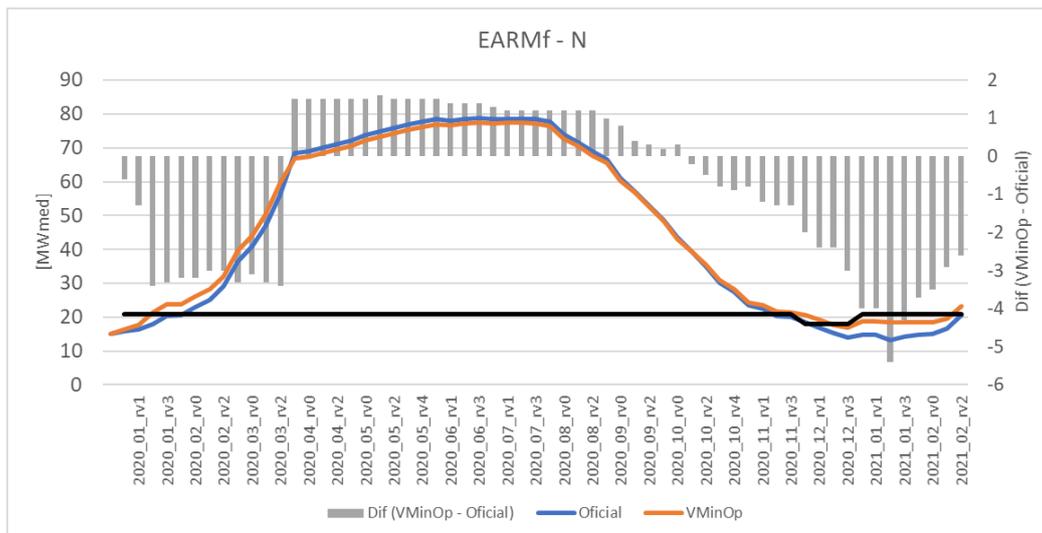


Figura 47 - Evolução energia armazenada média - N

O despacho térmico se eleva em todo horizonte de estudo, porém o montante despachado fica bem abaixo da capacidade máxima de geração, mesmo em algumas ocasiões onde o sistema está com níveis baixos de armazenamento. Observa-se na Figura 48 que, durante o período de abril/20 a junho/20, o subsistema Sul se encontra em níveis abaixo do mínimo operativo, mas sua geração térmica se restringe a parcela inflexível. Isto particularmente ocorre pois existem diversas restrições hidráulicas que impedem o armazenamento da água nos reservatórios do Sul, além da própria baixa afluência caracterizada no período.

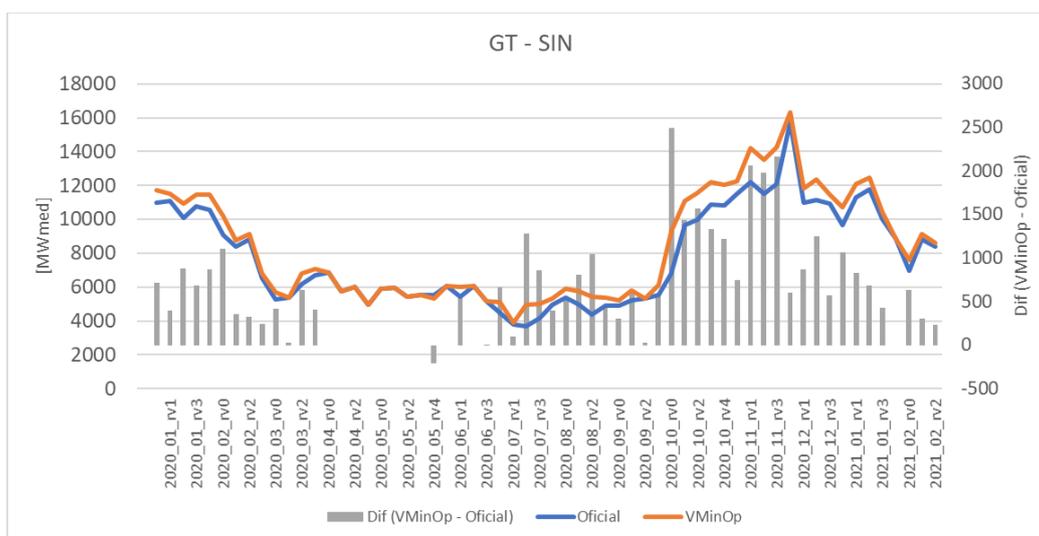


Figura 48 - Evolução Geração Térmica média - SIN

A Figura 49 apresenta média móvel da geração térmica para os dois casos analisados. É possível verificar que a geração térmica foi maior ao longo de todo o horizonte para o caso VMinOp.

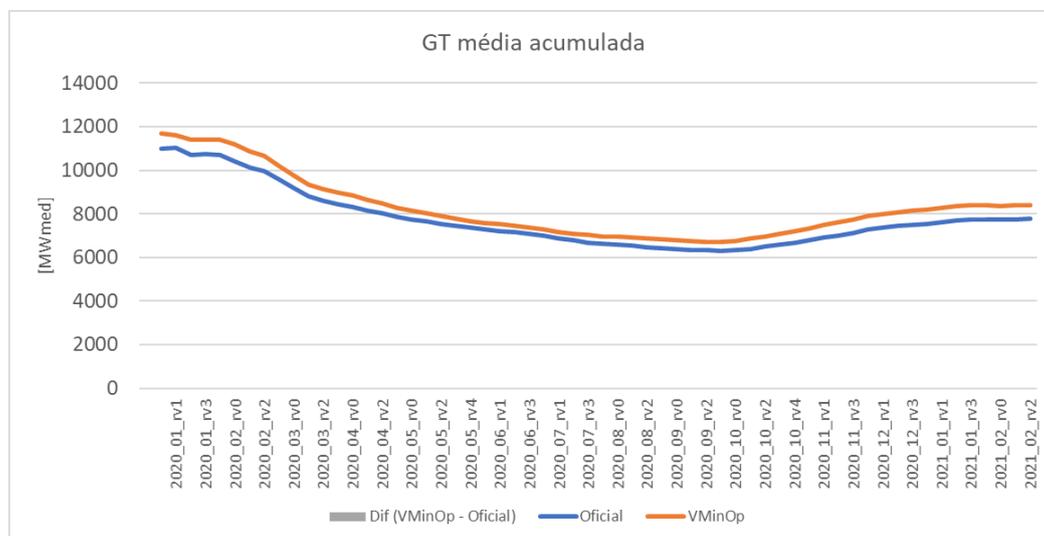


Figura 49 - Evolução geração térmica média acumulada SIN

A geração hidráulica média apresentada na Figura 50 tem comportamento compatível com a operação observada através das variáveis EARM e GT. O parque térmico é chamado a gerar mais, e em consequência observa-se uma redução na geração hidráulica na mesma magnitude, o que ocasiona uma elevação no armazenamento.

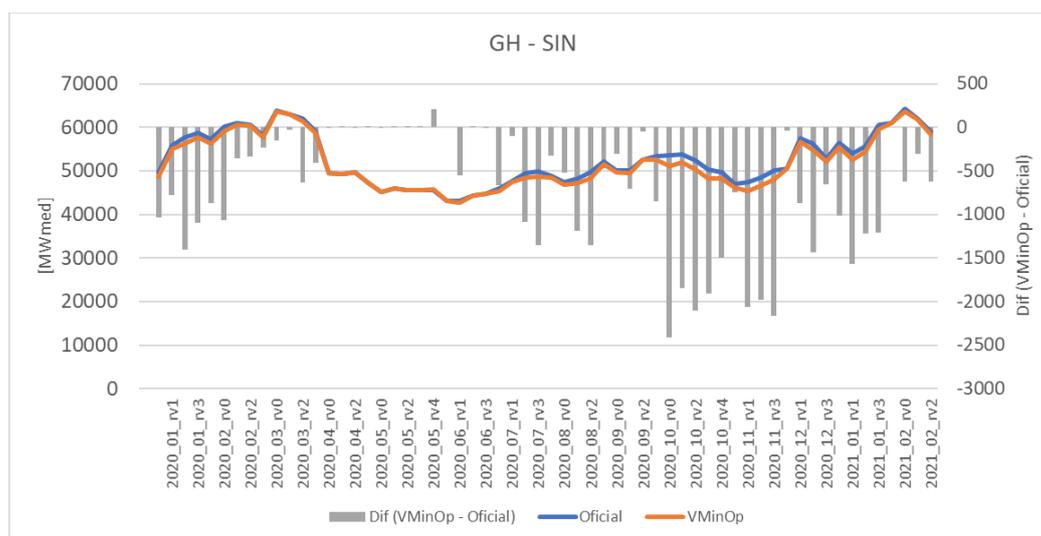


Figura 50 - Evolução Geração Hidráulica média – SIN

O custo marginal de operação do subsistema SE é apresentado na Figura 51. Verifica-se uma elevação do custo marginal ao longo de todo o horizonte quando se consideram

as restrições de volume mínimo operativo e os novos valores para estas restrições. Observa-se que o custo marginal vai a zero no mês de abril. Isso ocorre devido a uma queda acentuada da carga, ocasionada pelo início da pandemia no Brasil conforme mostrado na Figura 53. Comportamento similar é observado no custo marginal de operação do subsistema NE, conforme Figura 52.

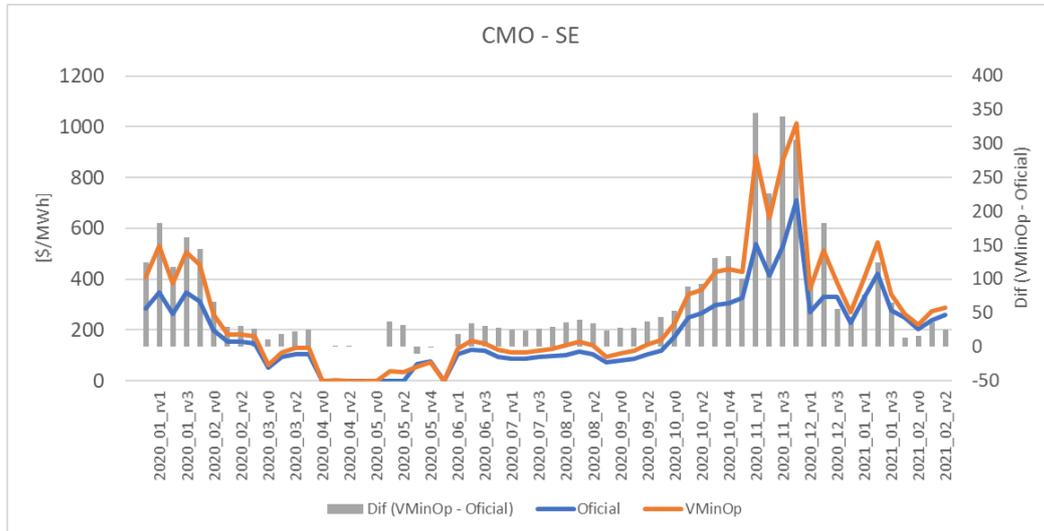


Figura 51 - Evolução custo marginal de operação médio – SE

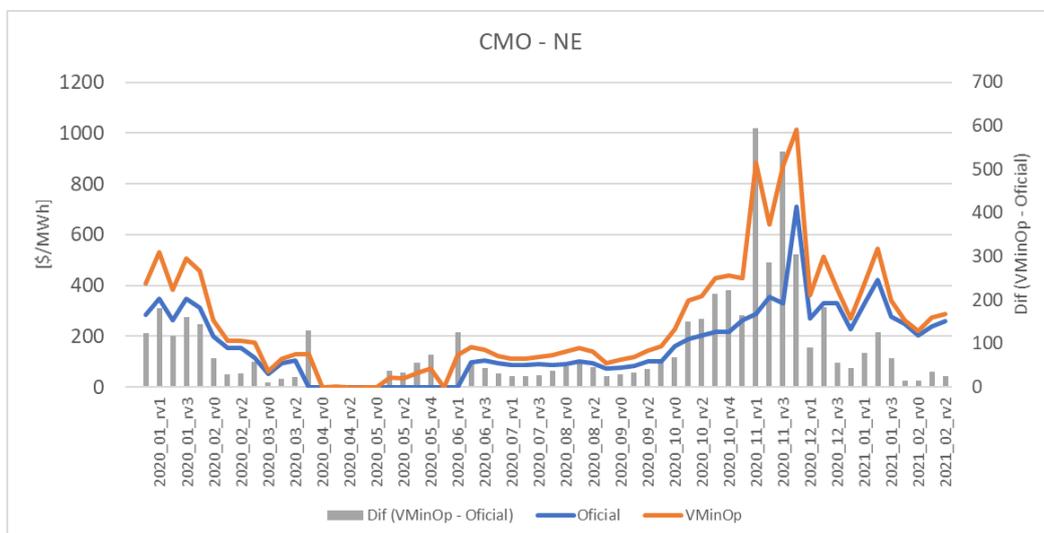


Figura 52 - Evolução custo marginal de operação médio – NE

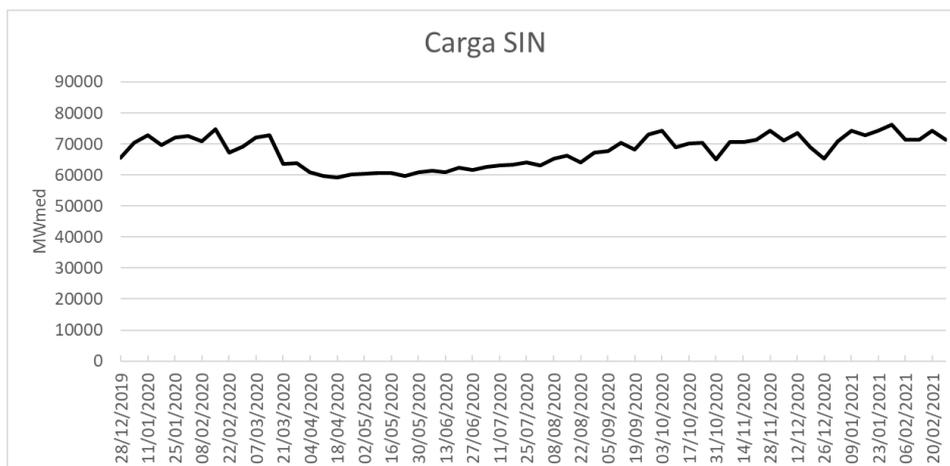


Figura 53 – Carga verificada SIN

6. Conclusões e Recomendações

As principais conclusões e recomendações do subgrupo de Elevação de Armazenamento estão apresentadas nas tabelas abaixo.

Tabela 10 – Tabela de síntese das conclusões

Conclusões
A combinação do uso de VMinOp nos modelos NEWAVE e DECOMP se mostrou uma metodologia efetiva no replecionamento dos reservatórios;
Nas simulações de sensibilidades de backtest no período de janeiro de 2018 a maio 2019, o VminOp no DECOMP através da funcionalidade RHE combinado à alteração dos níveis meta se mostrou efetivo em todos os casos testados.
Nas simulações de sensibilidades de backtest no período de janeiro de 2020 a fevereiro 2021, foi observado uma elevação do nível de armazenamento do SIN em torno de 3% ao final do horizonte de avaliação quando se considera a representação das restrições de VMinOp no NEWAVE e DECOMP, assim como o uso dos novos valores para estas restrições;
O submercado Sul consegue recuperar seu armazenamento, possibilitando operar acima dos níveis do VMinOp durante grande parte do período;
O despacho de geração térmica se eleva ao longo de todo horizonte de análise, mais notadamente nos períodos onde o deplecionamento dos reservatórios é maior;

Tabela 11 – Recomendações

Recomendações
Empregar o VminOp nos modelos NEWAVE e DECOMP com curvas constantes ao longo do ano, baseadas nos estudos de níveis referenciais de segurança ao final do período seco de armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE para o ano de 2021;
No DECOMP, confirmar as conclusões do SG Volume Mínimo Operativo na adoção das restrições RHE mix utilizando restrições RHE hard nos estágios semanais e restrições RHE soft no estágio mensal estocástico do horizonte do modelo.

Tabela 12 – Estudos Futuros

Estudos Futuros
Continuidade dos estudos no uso de uma representação com curvas sazonais de VMinOp;
Elaboração de metodologia para cálculo de curvas sazonais de VMinOp;
Representação de volume mínimo operativo por subsistema no modelo NEWAVE ou a adoção de diferentes níveis de VminOp por REE para o mesmo subsistema;
Internalizar nos modelos NEWAVE e DECOMP a reavaliação do valor de VMinOP do Norte, quando a curva de deplecionamento da UHE Tucuruí estiver abaixo do nível mínimo considerado.

Referências bibliográficas

- [1] CEPEL, "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.
- [2] ONS, 2021, NT-ONS DPL 0021/2021 - CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2021 – PARA O ANO DE 2021
- [3] ONS, 2020, NT-ONS 0063/2020 - CURVA REFERENCIAL DE DEPLECIONAMENTO DA UHE TUCURUÍ PARA O PERÍODO DE JULHO A DEZEMBRO DE 2020
- [4] ONS, 2018, NT 0145-2018 - DEFINIÇÃO DO ARMAZENAMENTO MÍNIMO PARA A REGIÃO SUL, A SER CONSIDERADO NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
- [5] CPAMP, RELATÓRIO TÉCNICO DO GT METODOLOGIA DA CPAMP – Nº 06-2019, "INCLUSÃO DE MECANISMO ADICIONAL DE SEGURANÇA NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICOS – VOLUME MÍNIMO OPERATIVO CICLO DE TRABALHO 2018/2019"
- [6] CPAMP, RELATÓRIO TÉCNICO DO GT METODOLOGIA DA CPAMP – Nº 04-2021, "APRIMORAMENTO NA CONSIDERAÇÃO DO VOLUME MÍNIMO OPERATIVO NO MODELO DECOMP"
- [7] CPAMP, RELATÓRIO TÉCNICO DO GT METODOLOGIA DA CPAMP – Nº 02-2021, "PARPa"
- [8] CPAMP, RELATÓRIO TÉCNICO DO GT METODOLOGIA DA CPAMP – Nº 06-2021, "Parâmetros CVAR"