

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

GT Metodologia

Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP

Sumário

1. Introdução	4
2. Sumário Executivo	7
3. Proposta metodológica	8
3.1 Máxima Violação.....	8
3.1.1 Metodologia	8
3.1.2 Testes realizados	10
3.1.3 Conclusões da abordagem de máxima violação	13
3.2 Restrições RHEs – Restrições Hidráulicas de Energia	14
3.3 Formulação <i>Hard</i> para as RHEs.....	15
3.4 Formulação <i>Soft</i> para as RHEs	17
3.5 Calibração da penalidade.....	17
3.6 Formulação <i>mix</i> das RHEs	18
4. Resultados	20
4.1 Caso PMO: <i>backtest</i> independente	20
5. Conclusões e recomendações	32
6. Referências bibliográficas	34
7. Anexo.....	35
7.1 Montagem dos registos FB.....	35
7.2 Montagem dos registos HE	35

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDef	Custo de Déficit
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CMO	Custo Marginal da Operação
COP	Custo de Operação
CVAR	Conditional Value at Risk
CVU	Custo Variável Unitário
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
EARM	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
FCF	Função de Custo Futuro
GEVAZP	Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR(p)	Modelo autorregressivo periódico de ordem p, onde p representa o número de termos autorregressivos do modelo.
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PMO	Programa Mensal da Operação
REE	Reservatório Equivalente de Energia
RHE	Restrição Hidráulica de Energia
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SF	Simulação final: execução do modelo DECOMP com o Deck a ser publicado oficialmente
VMINop	Volume Mínimo Operativo
RE	Restrições Elétricas

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 Metodologia da CPAMP é coordenado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos - GEPME) 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 pelas Gerências Executivas de Planejamento Energético - PE e de Programação - PR) e da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (representada pela Assessoria da Presidência e Superintendência de Planejamento da Geração – SGE). O grupo possui, ainda, a assessoria técnica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

No ciclo 2020/2021 do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP, doravante denominado de GT Metodologia foi criado 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.

Neste relatório são apresentadas abordagens para representar e tratar o Volume Mínimo Operativo (VMINop) na etapa de curto prazo na programação da operação através do modelo DECOMP, aumentando a compatibilidade e acoplamento entre os modelos DECOMP e NEWAVE. Pode-se elencar três objetivos para o uso do VMINop:

- 1) Representar requisito de segurança energética;
- 2) Representar requisito individual de Controlabilidade; e

- 3) Representar requisito de disponibilidade de potência ao longo da cascata ao final do período seco.

São vislumbradas duas alternativas para representar o VMINop no modelo DECOMP. A primeira utiliza o valor de máxima violação ocorrida no modelo NEWAVE para o VMINop. Em avaliações iniciais com esta metodologia, não foi observado o efeito desejado, ou seja, um aumento dos níveis dos reservatórios e aumento da aversão ao risco pelo modelo.

Devido a esta avaliação do acoplamento entre os modelos DECOMP e NEWAVE, surgiu a segunda alternativa: a implementação da metodologia do VMINop no DECOMP por Reservatório Equivalente de Energia (REE). Neste caso faz-se o uso das Restrições Hidráulicas de Energia (RHEs) e, apesar desta funcionalidade não estar em uso atualmente no modelo DECOMP para fins de Programa Mensal da Operação (PMO) e cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), a mesma passou por processo de validação na FT-DECOMP da versão 15.7 do modelo. Em estudos iniciais, esta abordagem se mostrou promissora, conforme resultados que serão mostrados no presente relatório.

Outro ponto marcante para o emprego das RHEs é o fato de se tratar de uma restrição que pode ser definida por REE e/ou submercado (conforme monitoramento dos armazenamentos realizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE que, atualmente, é feito por submercado).

Para a análise da eficiência e qualidade das RHEs no modelo DECOMP é necessário definir alguns parâmetros desta funcionalidade.

O primeiro está relacionado ao tratamento a ser dado ao atendimento das RHEs, podendo ser *hard* ou *soft*. Na opção *Hard*, o não atendimento é considerado uma violação, ou seja, estas restrições obrigatoriamente devem ser atendidas e, não sendo possível atendê-las, torna-se necessária a flexibilização dos dados da restrição para que haja a emissão dos relatórios de saída do modelo, assim como ocorre para os demais tipos de restrições. Outra opção é tipo *Soft* onde, neste caso, o não atendimento é tratado como um uso de recurso do sistema com pagamento de penalidade, não sendo obrigatório o seu atendimento e flexibilização de dados para que haja a emissão dos relatórios de saída do modelo.

O segundo parâmetro consiste na penalidade considerada para o não atendimento da RHE, podendo ser o valor *default* interno ao modelo DECOMP (semelhante ao utilizado para violação de outros tipos de restrições do modelo) ou valor definido pelo usuário, como por exemplo, um valor em função dos custos variáveis unitários (CVUs) de geração das usinas térmicas.

Estes parâmetros podem ser definidos para cada intervalo de tempo, ou seja, para cada estágio (semana e/ou mês) do horizonte de planejamento do DECOMP. Detalhamento destes parâmetros e análises serão apresentados no capítulo 3.

Para avaliação dos efeitos foi realizado estudo retrospectivo (*backtest*) para o período de outubro de 2019 a outubro de 2020, visando observar exclusivamente o efeito de algumas combinações dos parâmetros das RHEs: alterando o tratamento dado ao não atendimento e variando o custo da penalidade. Neste estudo constatou-se que o melhor desempenho ocorreu com uma modelagem híbrida para as RHEs: utilizando tipo *hard* para os estágios relativos às semanas do primeiro mês, e tipo *soft* para o estágio relativo ao segundo mês.

Com relação a penalidade, a utilização de um valor com custo superior ao CVU da geração térmica mais cara e inferior ao custo de déficit se mostrou satisfatória. Neste sentido, seria empregado sempre o mesmo valor para todos os estágios, calculado em função do maior CVU, procedimento similar ao adotado no modelo de planejamento de médio prazo NEWAVE, assegurando a compatibilidade entre os modelos. Os resultados deste *backtest* independente são apresentados ao final deste relatório, no capítulo 4.

2. Sumário Executivo

Na preocupação de aumentar a segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) foram estudados métodos que possibilitassem a consideração do Volume Mínimo Operativo tanto no modelo NEWAVE (já considerado) como no modelo de curto prazo DECOMP. A primeira avaliação consistiu em tentativa através da Função de Custo, porém o efeito no valor da água no modelo DECOMP não se mostrou suficiente para elevar os níveis de reservatórios, e aumentar a aversão a risco do modelo. O próximo passo consistiu em metodologia de aprimoramento da sinalização da Função de Custo Futuro (FCF) no que tange ao eixo de violação de Volume Mínimo Operativo, através de deslocamento da FCF com o valor da máxima violação observada no modelo NEWAVE e, nesta avaliação, foi verificado que o custo total de operação foi impactado, mas não provocou aumento de energia armazenada nos reservatórios, aumento do Custo Marginal da Operação (CMO) e aumento de geração térmica.

Outro método estudado consistiu na consideração do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP através das Restrições Hidráulicas de Energia (RHEs). Para evitar problemas, como por exemplo o acúmulo de penalidades ao longo do horizonte de estudo e aumento excessivo do CMO, foi adotada abordagem mista na qual, os estágios referentes às semanas do primeiro mês são do tipo *Hard*, ou seja, as restrições devem ser atendidas ou flexibilizadas para obtenção do resultado final, enquanto no estágio referente ao segundo mês as restrições são tratadas de forma *Soft*, ou seja, podendo não ser atendidas para obtenção do resultado final.

Esta abordagem se mostrou promissora, foi observado principalmente no subsistema Sul um ganho de armazenamento fazendo com que este permanecesse, sempre que possível, acima do nível de armazenamento mínimo operativo. Entretanto, não foi observado um ganho de armazenamento no SIN de forma geral, isto é, o ganho de armazenamento verificado no Sul foi obtido em grande parte pelo deplecionamento do subsistema sudeste/centro-oeste (SE/CO), cujo armazenamento estava acima de seu nível mínimo operativo (10%).

Vale destacar que a avaliação dos níveis de volume mínimo operativo de todos os subsistemas é uma atividade em curso do subgrupo Elevação dos Armazenamentos (SG-ElevaEARM) do GT-Metodologia.

3. Proposta metodológica

3.1 Máxima Violação

3.1.1 Metodologia

A primeira abordagem proposta para considerar o VMINop no modelo DECOMP consistiu em um método indireto, utilizando uma sinalização do modelo NEWAVE através dos cortes da Função de Custo Futuro (FCF). A ideia desta abordagem era que, em condições de violação do VMINop, houvesse uma indicação através de aumento no valor da água das usinas hidroelétricas, que possivelmente reduziriam suas gerações e a geração térmica seria aumentada, podendo culminar no aumento dos níveis de energia armazenada nos Reservatórios Equivalentes e Energia (REEs).

Nesta abordagem, durante a construção da FCF no modelo NEWAVE, os cortes possuem coeficientes referentes a uma variável de estado adicional, que corresponde à máxima violação do VMINop durante certo horizonte de tempo¹. O modelo DECOMP consulta estes coeficientes e incrementa o Custo Futuro com a parcela da máxima violação a ser definida.

Para o valor da máxima violação a ser adotada no modelo DECOMP durante a consulta aos cortes da FCF pode-se utilizar o valor obtido pelo próprio modelo NEWAVE ou ser empregado valores estimados a partir da condição do sistema, por exemplo. No modelo DECOMP, a partir da versão 30.4, tornou-se opcional considerar esta informação no acoplamento pela FCF com o modelo NEWAVE, para tanto foi criado o registro *FB*. Detalhes da entrada destes dados estão em [1].

Na equação (1) é apresentada a formulação de incremento da FCF no modelo DECOMP com a máxima violação. Na Figura 1 é comparado o acoplamento atual, sem considerar os coeficientes para a máxima violação, e a metodologia avaliada.

¹ Esta metodologia é semelhante à aplicada à Nova SAR [3], porém aplicada às restrições de nível mínimo individuais para os reservatórios equivalentes

$$\alpha^T \geq \omega_i + \pi_{i,j}x_j^T + \delta_i MX_{vio} \quad (1)$$

Onde α^T é o custo futuro além do horizonte de estudo do modelo DECOMP incluído no último período de estudo T , ω_i é o termo independente da FCF, $\pi_{i,j}$ e x_j^T são os coeficientes na FCF e a energia armazenada nos REEs respectivamente, δ_i é o coeficiente na FCF referente à máxima violação do VMINop no modelo NEWAVE e MX_{vio} é a máxima violação a ser considerada no modelo DECOMP.

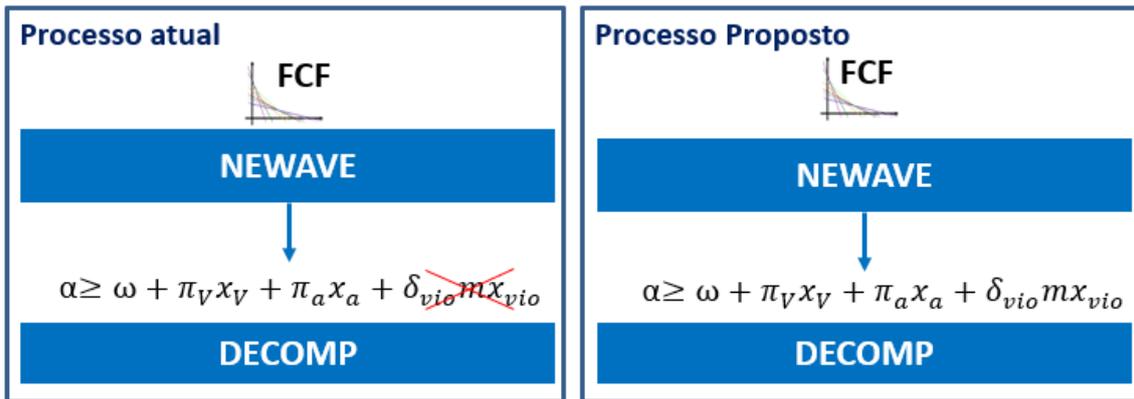
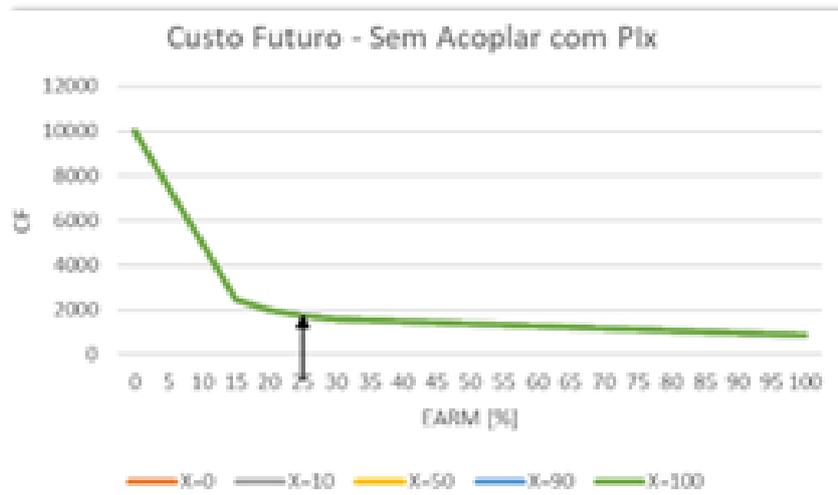
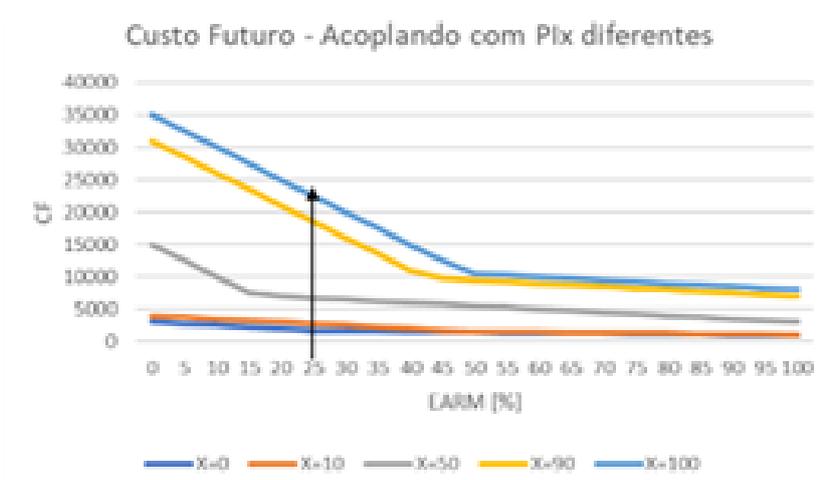


Figura 1 – Comparação do uso dos coeficientes para a máxima violação do VMINop no modelo DECOMP.

Na Figura 2 é apresentado um exemplo ilustrativo para visualizar o efeito da consideração do incremento da parcela de máxima violação na FCF no modelo DECOMP. Os valores de máxima violação considerados no exemplo são representados pelos valores de $X=10\%$, 50% , 80% e 100% de violação do limite da restrição de V_{minOp} . Os cortes são transladados para cima indicando aumento no custo devido a violação do VMINop, porém as inclinações dos cortes são mantidas como as lidas dos arquivos com a FCF, Figura 2(a). A translação é maior quanto maior for a máxima violação considerada na entrada de dados. O exemplo ilustrativo mostra que a envoltória da FCF poderá se alterar dependendo das inclinações e máximas violações definidas podendo, em teoria, sinalizar, por exemplo, um maior despacho térmico, Figura 2(b).



(a)



(b)

Figura 2 – Efeito da considerar os coeficientes para a máxima violação como incremento de custo no modelo DECOMP (exemplo ilustrativo).

3.1.2 Testes realizados

Visando observar e avaliar os efeitos reais que esta implementação teria nos resultados de operação dados pelo modelo DECOMP, foram realizados estudos retrospectivos encadeando os armazenamentos do DECOMP do PMO de outubro 2019 a janeiro de 2020 e revisões. Para fins de simplificação, neste estudo, o modelo NEWAVE não foi encadeado, ou seja, os cortes da FCF utilizados no estudo são os mesmos cortes oficiais dados pelo Programa Mensal da Operação. Foram consideradas como máxima violação o maior valor possível (pior caso) com relação aos níveis mínimos já praticados no modelo de médio prazo NEWAVE nestes períodos. As máximas violações dos níveis meta consideradas foram:

- Subsistema SE/CO: 10% (REs Paraná, Paranapanema, Sudeste);

- Subsistema Sul: 30% (REEs Sul e Iguaçu);
- Subsistema Nordeste: 22,5%;
- Subsistema Norte: 10,7% (REE Norte).

Essa máxima violação foi inserida através do registro FB, conforme o exemplo mostrado no Anexo.

O estudo foi processado com a versão 30.6 do modelo DECOMP. Foram processados dois estudos: base, sem considerar a máxima violação (linha amarela) e o caso considerando a máxima violação (linha azul). Conforme Figura 3 não foi observada alteração significativa de resultados, ou seja, a consideração de máxima violação não aumentou a segurança do sistema.

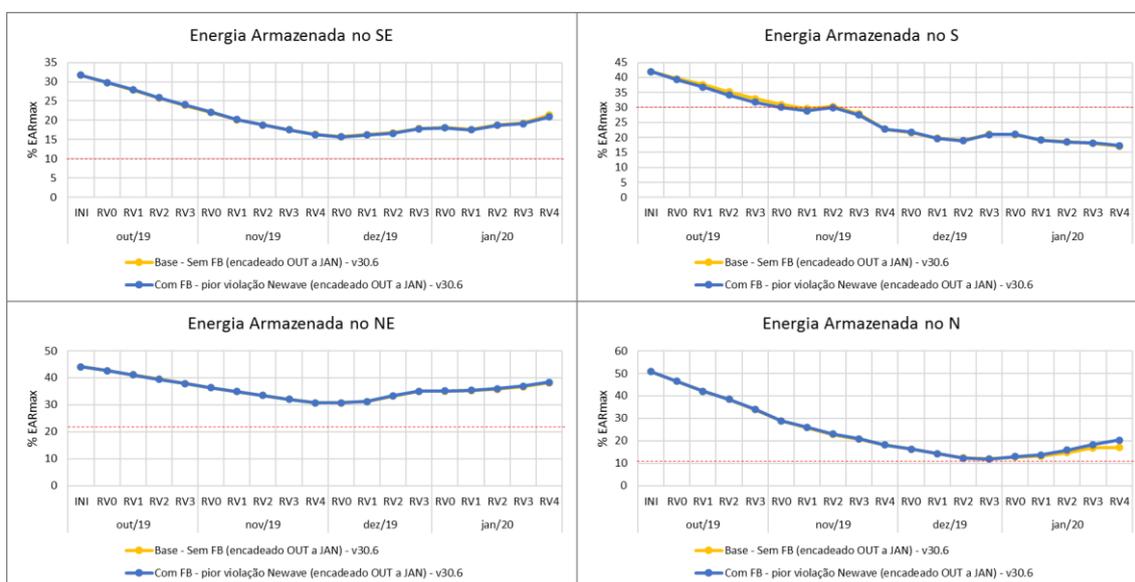


Figura 3 – Estudo encadeado da funcionalidade de máxima violação: Energia armazenada nos subsistemas SE/CO, S, NE e N.

Destacando a evolução do armazenamento do Sul, Figura 4, onde se observa que o nível de armazenamento do subsistema Sul está abaixo de 30%, valor considerado no NEWAVE (linha tracejada em vermelho), somente a consideração da máxima violação não fez o modelo tentar elevar a energia armazenada.

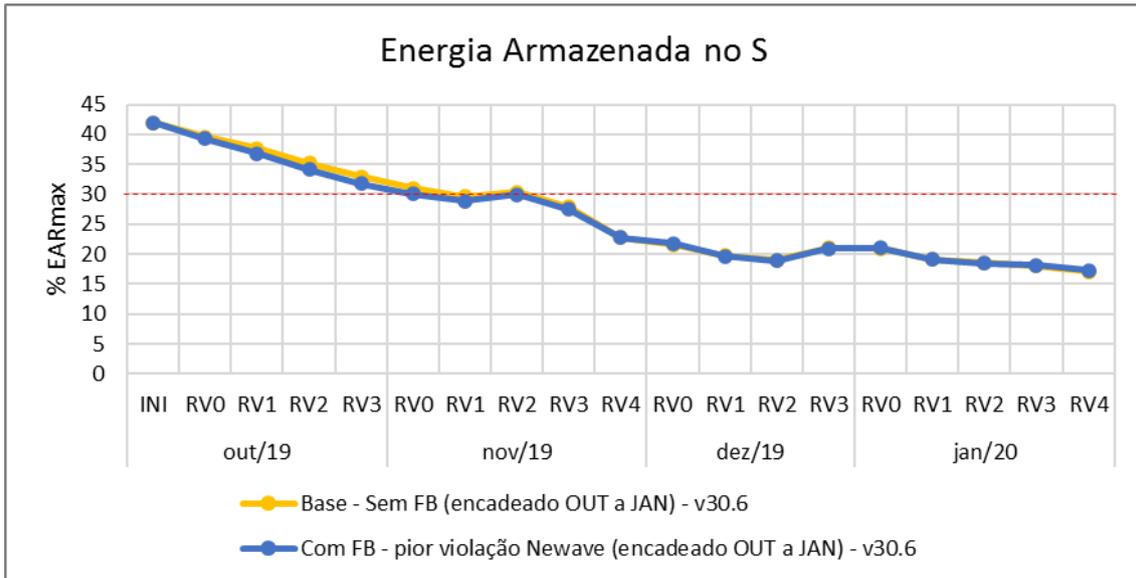


Figura 4 – Estudo encadeado da funcionalidade de máxima violação: Energia armazenada no subsistema Sul.

Uma segunda análise foi realizada com base no PMO de março 2020. Nos resultados oficiais da RVO do PMO de março de 2020, o nível de armazenamento do subsistema Sul estava abaixo do volume mínimo operativo de 30%, valor adotado no modelo de médio prazo NEWAVE, porém sem que a capacidade de geração térmica máxima do subsistema estivesse sendo explorada, conforme mostra a Figura 5:

						CMO				
						SE	S	NE	N	
						PESADA	55.65	74.34	55.65	52.30
						MEDIA	55.01	73.33	55.01	52.30
						LEVE	52.30	52.30	52.30	52.30
						GT				
						SE	S	NE	N	
						PESADA	2570.0	685.0	807.7	658.5
						MEDIA	2570.0	685.0	807.7	658.5
						LEVE	2570.0	685.0	807.7	658.5
						G Tmax Sul = 1893.1 MWmed				

		EARMf				
REE		Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
Sul		27.9	29.3	30.4	31.3	32.6
Iguaçu		17.4	19.8	22.9	26.1	29.1

Figura 5 – Resultados oficiais da RVO do PMO de março de 2020.

Ao processar este caso considerando a máxima violação, observa-se que a energia armazenada nos subsistemas (% EARM máxima) não se elevou, conforme mostrado na comparação na Figura 6:

Oficial							Oficial + FB (máxima violação)						
REE	Inic.	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05	REE	Inic.	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
SUDESTE	31	32.6	34.2	35.9	37.5	38.9	SUDESTE	31	32.4	34	35.7	37.4	38.8
MADEIRA	73.5	78.8	81.9	84.4	89.8	92.2	MADEIRA	73.5	78.8	81.9	84.4	89.8	92.2
TPIRES	93.5	100	98.8	98.3	98	100	TPIRES	93.5	100	98.8	98.3	98	100
ITAIPU	0	78.7	100	100	73.7	18.7	ITAIPU	0	73.7	100	100	72.8	20
PARANA	42	46.8	51.8	56.9	61.9	66.3	PARANA	42	46.9	51.8	56.9	62	66.4
PRNPANEMA	38.1	39.8	41.4	43.1	45.5	47.1	PRNPANEMA	38.1	39.8	41.4	43.1	45.5	47.1
SUL	26.3	28.0	29.4	30.5	31.4	32.7	SUL	26.3	28	29.5	30.6	31.4	32.6
IGUACU	15.1	17.3	19.6	22.8	25.8	28.8	IGUACU	15.1	17.2	19.5	22.6	25.7	28.7
NORDESTE	59.9	63.8	65.9	69	72.3	74.7	NORDESTE	59.9	63.9	66	69	72.2	74.7
NORTE	47	51.7	57.8	65.9	72.7	74	NORTE	47	51.7	57.8	65.9	72.6	73.9
BMONTE	59.6	76.5	95.4	100	100	100	BMONTE	59.6	76.5	95.4	100	100	100
MAN-AP	18.6	19.3	20.3	21	21.7	23.2	MAN-AP	18.6	19.3	20.3	21	21.7	23.2

Figura 6 – Comparação de energia armazenada por REE entre o caso oficial da RVO de março de 2020 (esquerda, em azul) e o mesmo caso utilizando a funcionalidade de máxima violação (direita, em verde).

A geração térmica nos subsistemas (MWmed) não aumentou, conforme mostra a

Figura 7:

Oficial						Oficial + FB (máxima violação)					
SUBSISTEMA	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05	SUBSISTEMA	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
SE	3116	2831.1	3301.8	3426.6	3429	SE	3116	2831.1	3301.8	3426.6	3429
S	685	685	615.6	718	675	S	685	685	615.6	716.7	675
NE	807.7	371.2	371.2	371.2	1454.4	NE	807.7	371.2	371.2	371.2	1454.4
N	658.5	663.5	658.5	658.5	658.5	N	658.5	663.5	658.5	658.5	658.5
SIN	5267.2	4550.8	4947.1	5174.3	6216.9	SIN	5267.2	4550.8	4947.1	5173	6216.9

Figura 7 – Comparação de geração térmica entre o caso oficial da RVO de março de 2020 (esquerda, em azul) e o mesmo caso utilizando a funcionalidade de máxima violação (direita, em verde).

Conforme mostrado na Figura 8, o custo de operação (COP) também não se alterou, porém o valor esperado do custo futuro (E(CF) 1.000\$) ficou maior, efeito da consideração da máxima violação no acoplamento com o modelo de médio prazo NEWAVE:

Oficial						Oficial + FB (máxima violação)					
	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05		Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
*COP	75726.2	53657.4	52349.5	53505.4	53020.5	*COP	75726.2	53657.4	52349.5	53490.4	53020.5
E(CF)	70843050	70942843	71044452	71145216	71246893	E(CF)	78376509	78492692	78610708	78728056	78846406
CTOT	7.09E+07	7.10E+07	7.11E+07	7.12E+07	7.13E+07	CTOT	7.85E+07	7.85E+07	7.87E+07	7.88E+07	7.89E+07

Diferenças [Oficial + FB (máxima violação)] - [Oficial]					
	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
*COP	0	0	0	-15	0
E(CF)	7533459	7549849	7566257	7582840	7599513
Aumento custo futuro:	11%	11%	11%	11%	11%

Figura 8 – Comparação de custos entre o caso oficial da RVO de março de 2020 (esquerda, em azul) e o mesmo caso utilizando a funcionalidade de máxima violação (direita, em verde).

3.1.3 Conclusões da abordagem de máxima violação

Apenas a consulta à FCF com os valores de máxima violação fornecidos externamente (via registro FB) não trouxe a sinalização necessária nos casos simulados

para despachar mais térmicas e elevar os níveis de armazenamentos dos reservatórios equivalentes de energia do SIN. Entretanto, o custo futuro aumentou. Portanto, o GT Metodologia não recomenda o uso desta funcionalidade.

3.2 Restrições RHEs – Restrições Hidráulicas de Energia

Nessa abordagem, diferentemente da abordagem considerando os coeficientes para a máxima violação do VMINop no modelo NEWAVE, o modelo DECOMP considera diretamente as restrições de volume mínimo operativo através de níveis mínimos em cada Reservatório Equivalente de Energia (REE).

As restrições RHEs, que são restrições de energia armazenada mínima - consistem em definir um valor mínimo de energia a ser armazenada em um conjunto de REEs (ou em um único REE). A metodologia impõe uma restrição direta ao REE no modelo DECOMP, assim como é feito no modelo NEWAVE. Porém, vale ressaltar que as metodologias implementadas no NEWAVE e DECOMP possuem suas particularidades por tratarem de características distintas no planejamento da operação como por exemplo o horizonte de estudo.

Para o cálculo da energia armazenada em um REE, podem ser empregados os mesmos valores das produtibilidades aplicadas no cálculo da energia de acoplamento com o modelo NEWAVE, no caso a produtividade equivalente, ou valores obtidos por outros métodos.

$$\sum_{i \in \omega} F_i Earm_i^t + \Delta_{VMINop}^t \geq \underline{VMINop} \quad (2)$$

$$Earm_i^t = \sum_{j \in \vartheta_i} \rho_j V_j^t \quad (3)$$

A funcionalidade de RHE no modelo DECOMP, permite que as restrições sejam combinações lineares das energias armazenadas em um REE, na equação (2) o termo F_i é o fator de participação das energias armazenadas em um REE ($Earm_i^t$). Nesta equação destaca-se o termo Δ_{VMINop}^t , que determina a quantidade de energia não atendida na RHE. Este termo deve ser penalizado na Função Objetivo (Fob), ou seja, o não atendimento a RHE gera custo na operação, como apresentado na equação (4).

$$Fob = \min(Custo\ Total = \dots P \cdot \Delta_{VMINop}^t \dots) \quad (4)$$

O termo de não atendimento e o seu custo associado P são de suma importância para a definição dos métodos apresentados nas seções 3.3, 3.4 e 3.6. A equação (3)

ilustra o cálculo da energia em um REE através das produtibilidades ρ_j e volumes V_j^t das usinas pertencentes à um REE.

A funcionalidade RHE foi objeto de validação da versão 15.7 do modelo DECOMP em janeiro de 2010 na Força Tarefa do modelo DECOMP, como apresentado nos relatórios ilustrados na Figura 9. Detalhes da entrada de dados e a metodologia de RHE podem ser obtidas em [1] e [2].

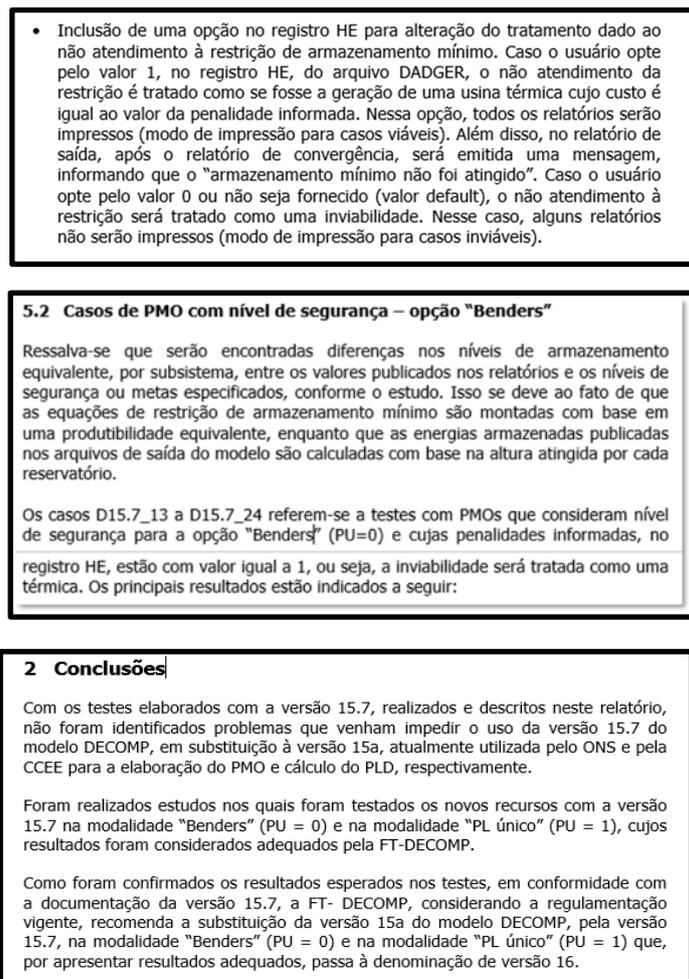


Figura 9 – Trechos extraídos do Relatório de validação da versão 15.7 do modelo DECOMP referente à RHE.

3.3 Formulação *Hard* para as RHEs

Na formulação *hard*, o não atendimento a uma RHE, situação em que a energia armazenada for inferior ao mínimo estipulado, ou seja, $\Delta V_{MINop}^t \neq 0$, é considerado como uma inviabilidade ou violação. Em outras palavras, ao ser identificada violação na Simulação Final (SF), na qual são obtidos os resultados do modelo DECOMP para o Programação Mensal da Operação (PMO) e suas revisões, a sua ocorrência faz com que

o modelo DECOMP reporte a operação como inviável, e não imprima determinados relatórios de saída (como por exemplo o arquivo sumario.rvx).

Assim, para a SF do modelo DECOMP, é necessário que a RHE ou outra restrição do sistema seja flexibilizada conduzindo ao atendimento da mesma, ou seja, para a SF é necessário obter $\Delta_{V_{MINop}}^t = 0$ para que a operação seja considerada viável.

As equações (5) - (10) apresentam o modelo matemático simplificado da formulação *hard*.

$$\min Fob = CT * GT_t + CD * DEF_t + BM_1 * \Delta 1_t + BM_2 * \Delta 2_t + P * \Delta_{V_{MINop}}^t + \alpha_{t+1} \quad (5)$$

s.a

$$V_{f,t} + \Delta 1_t = V_{f,t-1} + Q_{apl,t} - Q - S + \sum Q_{def,t}^j \quad (6)$$

$$GH_t + GT_t + DEF_t + \Delta 2_t = D_t \quad (7)$$

$$V_{f,t} + \Delta_{V_{MINop}}^t \geq V_{MINop} \quad (8)$$

$$GH_t \leq \gamma_0^k + \gamma_Q^k * Q_t + \gamma_V^k * V_t + \gamma_S^k * S_t + \Delta 2_{t,k} \quad \forall k \in Ncut \quad (8)$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * V_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1} \quad (10)$$

Além das expressões mostradas acima, o DECOMP também pode contar com restrições operativas elétricas e hidráulicas (de volume ou vazão), como também outros componentes que foram omitidos por simplificação, tais como, evaporação das usinas, irrigação, manutenção e disponibilidades, tempo de viagem da água, entre outros. Os termos $\Delta 1_t, \Delta 2_t$ são referentes ao não atendimento do balanço hidráulico e de função de produção respectivamente, os quais precisam ser nulos na SF, por isso os seus custos têm um valor para penalidade associado alto, matematicamente conhecido como “Big M” e que não possui um significado prático direto, apenas é maior do que qualquer outro custo de penalidade representado no modelo.

O modelo DECOMP, para casos em que alguma restrição não é atendida, seja de balanço hidráulico, função de produção, restrições elétricas especiais, RHE, entre outras, não imprime todos os arquivos de saída, apenas arquivos auxiliares com subsídios para tratar as inviabilidades e violações. Assim, no caso de RHE *Hard*, os arquivos de saída do modelo DECOMP serão completamente impressos apenas na situação em que a RHE definida seja atendida, com ou sem flexibilizações.

Vale ressaltar que o valor P para a penalidade de violação da restrição RHE *Hard* pode ser alterado pelo usuário e as considerações sobre calibração da penalidade serão discutidas adiantes na seção 3.5.

3.4 Formulação *Soft* para as RHEs

Nesta formulação o não atendimento a RHE não é tratado como uma violação e sim como uso de recursos para suprir demais restrições e equações do sistema. Assim na SF, resultados oficiais do modelo DECOMP, para o Programação Mensal da Operação (PMO) e suas revisões, é permitido que o armazenamento de energia seja inferior ao estabelecido, ou seja, pode ocorrer $\Delta_{V_{MINop}}^t \neq 0$.

Nas equações (11) - (16) é apresentado o modelo matemático simplificado da formulação *Soft*. Nesta metodologia o custo do termo $\Delta_{V_{MINop}}^t$ pode ser distinto da penalidade de violação utilizada para as variáveis de folga das demais restrições.

$$\min Fob = CT * GT_t + CD * DEF_t + BM_1 * \Delta 1_t + BM_2 * \Delta 2_t + P * \Delta_{V_{MINop}}^t + \alpha_{t+1} \quad (11)$$

s.a

$$V_{f,t} + \Delta 01_t = V_{f,t-1} + Q_{af,t} - Q - S + \sum Q_{def,t}^j \quad (12)$$

$$GH_t + GT_t + DEF_t + \Delta 2_t = D_t \quad (13)$$

$$V_{f,t} + \Delta_{V_{MINop}}^t \geq V_{MINop} \quad (14)$$

$$GH_t \leq \gamma_0^k + \gamma_Q^k * Q_t + \gamma_V^k * V_t + \gamma_S^k * S_t + \Delta 2_{t,k} \quad \forall k \in Ncut \quad (15)$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * V_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1} \quad (16)$$

Como é permitido o não atendimento da RHE, na ocorrência da $\Delta_{V_{MINop}}^t \neq 0$ não são necessárias flexibilizações para que os REEs alcancem o nível mínimo de energia armazenada.

3.5 Calibração da penalidade

Na formulação *Soft*, por ser permitido o não atendimento da RHE, a penalidade P aplicada tem um significado prático, é um custo a ser introduzido no problema, assim como o custo de geração térmica ou déficit. Por isso, neste caso, a proposta é a adoção de um valor calculado em função do maior CVU de geração térmica. Este é o mesmo procedimento empregado no modelo NEWAVE. Nos estudos desenvolvidos, este valor mostrou-se eficiente e capaz de refletir o estado do sistema em situações críticas e de alívio.

Nos primeiros estudos da formulação *hard*, que por tratar ao não atendimento como inviabilidade, a penalidade P para as RHE considerada foi a mesma associada às

demais restrições do modelo DECOMP, como por exemplo, Restrições Elétricas (RE), ou seja, era adotado um alto valor *default* (o chamado “Big M”), sendo maior que qualquer outro custo de penalidade representado no modelo. Nestes estudos com a formulação *Hard*, a solução ótima encontrada pelo modelo DECOMP, indicava o acionamento de déficit preventivo, resultado não desejado. Assim em situações críticas, o CMO assumiria o valor do déficit, ou seja, acima de \$5.000,00, visto que o custo de ocorrência de déficit era inferior ao custo de ocorrência de violação da RHE. Para contornar este inconveniente, a penalidade *P* na formulação *hard* adotada foi reduzida para ser inferior ao valor do custo de déficit, sendo equivalente àquela utilizada na formulação *Soft*, ou seja, passou a ser calculada em função do maior CVU entre as térmicas.

Com esta alteração, os resultados obtidos se mostraram adequados e refletiam o estado do sistema tanto em situações críticas como em alívio. Além disso, ao manter o valor de penalidade *P* para as formulações *Hard* e *Soft*, aumenta a compatibilidade e acoplamento com o modelo NEWAVE que também utiliza mesma regra de cálculo baseada no CVU da térmica mais cara.

Sugere-se que se aplique a mesma penalidade considerada no NEWAVE.

3.6 Formulação *mix* das RHEs

As formulações *Hard* e *Soft* possuem vantagens e desvantagens. As equações (17) - (22) apresentam o modelo matemático simplificado conceitual para a formulação *Hard* para a SF com as possíveis adequações e flexibilizações necessárias durante a montagem do caso, enquanto as equações (23) - (28) apresentam o modelo matemático para a formulação *Soft*.

$$\min Fob = CT * GT_t + CD * DEF_t + \alpha_{t+1} \quad (17)$$

s.a

$$V_{f,t} = V_{f,t-1} + Q_{af,t} - Q - S + \sum Q_{def,t}^j - \Delta 1_t^* \quad (18)$$

$$GH_t + GT_t + DEF_t = D_t - \Delta 2_t^* \quad (19)$$

$$V_{f,t} \geq V_{MINop} - \Delta V_{MINop}^{t*} \quad (20)$$

$$GH_t \leq \gamma_0^k + \gamma_Q^k * Q_t + \gamma_V^k * V_t + \gamma_S^k * S_t + \Delta 2_{t,k} \quad \forall k \in Ncut \quad (21)$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * V_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1} \quad (22)$$

$$\min Fob = CT * GT_t + CD * DEF_t + P * \Delta V_{MINop}^t + \alpha_{t+1} \quad (23)$$

s.a

$$V_{f,t} + \Delta 1_t = V_{f,t-1} + Q_{af,t} - Q - S + \sum Q_{def,t}^j - \Delta 1_t^* \quad (24)$$

$$GH_t + GT_t + DEF_t = D_t - \Delta 2_t^* \quad (25)$$

$$V_{f,t} + \Delta_{V_{MINop}}^t \geq V_{MINop} \quad (26)$$

$$GH_t \leq \gamma_0^k + \gamma_Q^k * Q_t + \gamma_V^k * V_t + \gamma_S^k * S_t + \Delta 2_{t,k} \quad \forall k \in Ncut \quad (27)$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * V_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1} \quad (28)$$

Os termos $\Delta 1_t^*$, $\Delta 2_t^*$, $\Delta_{V_{MINop}}^{t*}$ são variáveis calculadas durante o processo iterativo do DECOMP. No caso da formulação *Hard*, se o caso é viável tem-se: $\Delta 1_t^* = 0$, $\Delta 2_t^* = 0$, $\Delta_{V_{MINop}}^{t*} = 0$, dessa forma essas variáveis não aportam nenhum custo na função objetivo como destacado em (17). Já no caso da formulação *Soft*, o comportamento é o mesmo para as primeiras duas variáveis mas não para a última ($\Delta_{V_{MINop}}^{t*}$), neste caso, mesmo o caso sendo viável a variável poderá ter contribuição no custo total da operação.

Na formulação *Hard* existe a desvantagem da definição de critério para a flexibilização e adequações do caso para obter o atendimento da RHE definida. Sendo este procedimento para cada intervalo de tempo (semana e meses) e cenários (meses estocásticos). Esta desvantagem não ocorre na formulação *Soft* pois não há a necessidade de procedimentos de flexibilização para atendimento da RHE. Porém, destaca-se que em ambas as modelagens, o não atendimento da restrição tem um custo associado que é levado em conta durante o processo de convergência do modelo e, por isso, acabam sendo sempre evitados independente da modelagem escolhida.

Em contrapartida, na formulação *Hard* os valores para os custos de violações não afetam ou sensibilizam os custos totais de operação e custos marginais, se as restrições forem atendidas, visto que estes custos podem ser suprimidos como apresentado nas equações (17)- (28), na SF, os dados são flexibilizados, então o valor das variáveis de folga (Δ) destas restrições serão sempre nulas para a obtenção da solução. Enquanto na formulação *Soft* os custos de violação de outras restrições do problema não afetam os custos totais e marginal, o custo de não atendimento das RHE pode afetar, visto que permanecem no problema para a simulação final. Adicionalmente, existe o problema de ocorrer o chamado “acúmulo de penalidade”, visto que em um estudo em que a RHE

não é atendida ao longo de todo o horizonte, uma flexibilização na primeira semana impactaria ao longo de todo o horizonte e, assim o CMO pode ser definido como o produto da penalidade de não atendimento ($\Delta_{V_{MINop}}^t$) com a duração do estudo (até dois meses).

A Tabela 1 apresenta uma síntese das vantagens e desvantagens das formulações.

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens das formulações *Hard* e *Soft*.

Tipo de modelagem	<i>Hard</i>	<i>Soft</i>
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> Restrição de EARM mínimo direto no problema Sem influência do custo de não atendimento às RHEs e acúmulo de penalidades refletidos no CMO, uma vez que as restrições são flexibilizadas 	<ul style="list-style-type: none"> Restrição de EARM mínimo direto no problema. Sem necessidade de tratar o não atendimento a RHE.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> Necessita tratar o não atendimento a RHE com flexibilizações 	<ul style="list-style-type: none"> Sensibiliza o CMO e custo total, com possibilidade de acúmulo de penalidades

Uma metodologia adicional para empregar o melhor das duas formulações é uma abordagem mista. Nesta opção, para o período determinístico, que consistem nos estágios referentes às semanas e que possuem forte impacto na operação, utilizaria a formulação *Hard*, enquanto para o estágio referente ao segundo mês, período estocástico, é empregada a formulação *Soft*. Esta modelagem proposta será denominada de “RHEmix”.

4. Resultados

4.1 Caso PMO: *backtest independente*

Visando avaliar a utilização das restrições do tipo RHE no modelo DECOMP, foi realizado um estudo retrospectivo para o período de outubro de 2019 a outubro de 2020. Este período foi adotado para o estudo visto que foi caracterizado pela ocorrência de deplecionamento acentuado no subsistema Sul, composto pelos REEs Sul e Iguaçu, de dezembro até maio, onde atingiu a ordem de apenas 14% de armazenamento.

O estudo consistiu no encadeamento de níveis de reservatórios a cada revisão operativa do modelo DECOMP. Para fins de minimização de esforço computacional, os cortes da Função de Custo Futuro fornecidos pelo modelo NEWAVE não foram

atualizados neste estudo retrospectivo encadeado. Assim, os cortes utilizados em todos os meses do horizonte do *backtest* foram os cortes oficiais publicados para fins de Programa Mensal da Operação.

O modelo DECOMP foi executado em versão 30.1_HE, disponibilizada pelo CEPEL para permitir a consideração simultânea de mais de um mecanismo de aversão a risco, neste caso: CVAR² e restrições do tipo RHE.

As restrições do tipo RHE foram inseridas por Reservatório Equivalente de Energia. Neste estudo, foram considerados os seguintes níveis mínimos de armazenamento por REE, conforme vinha sendo praticado no modelo NEWAVE ao longo do ano de 2020:

- Sudeste, Paraná, Paranapanema: 10%;
- Sul, Iguaçu: 30%;
- Nordeste: 22,5%;
- Norte: 10,7%.

As modificações realizadas nos decks do modelo DECOMP com relação aos decks oficiais consistiram nos armazenamentos iniciais de cada reservatório conforme o encadeamento, a inserção do bloco de restrições RHEs (de acordo com o caso estudo apresentado a seguir) e as flexibilizações de restrições que fossem necessárias para convergência dos casos. O bloco RHE foi inserido através do registro HE, conforme o exemplo mostrado no Anexo.

Para avaliar o desempenho de cada uma das alternativas de modelagem de RHEs citadas na seção 3, os seguintes casos foram executados:

	Estágios do 1º mês	Estágios do 2º mês	Valor da PENALIDADE
<i>Caso base – sem RHE</i>	x	X	x
<i>1. RHE soft</i>	Soft	Soft	Superior ao CVU da térmica mais cara e inferior ao Custo de Déficit – 1.878,43

² Conditional Value at Risk

2. RHE hard Big M	Hard	Hard	Big M (Valor <i>default</i>)
3. RHE hard	Hard	Hard	Superior ao CVU da térmica mais cara e inferior ao Custo de Déficit – 1.878,43
4. RHE mix	Hard	Soft	Superior ao CVU da térmica mais cara e inferior ao Custo de Déficit – 1.878,43

O Caso base – sem RHE foi processado para fins de comparação com os demais. A modelagem RHE *soft* considerou um valor de penalidade que é superior ao CVU da térmica mais cara e inferior ao Custo de Déficit (CDef). Como elucidado na seção 3, este valor de penalidade foi escolhido pois, em uma modelagem *soft* a solução é considerada viável mesmo que o nível de armazenamento mínimo requerido não seja atingido, e consequentemente o custo relativo a violação da penalidade é contabilizado nos custos de operação. Assim, utilizar uma penalidade *default* do modelo (equivalente ao “Big M”) em restrições RHEs *soft* incorreriam em elevadíssimos custos marginais de operação.

Já a modelagem RHE *hard* foi avaliada ao utilizar a penalidade *default* (corresponde a penalidade “Big M”) e ao utilizar a penalidade fornecida pelo usuário que é superior ao CVU da térmica mais cara e inferior ao Custo de Déficit. Os resultados mostrarão que, como já abordado na seção 3, a utilização de penalidade superior ao Custo de Déficit, como a “Big M” pode incorrer em déficit preventivo e, como isto não é desejado, optou-se por utilização de penalidade inferior ao Custo de Déficit similar a utilizada na RHE *soft*.

Já a modelagem RHE *mix* consiste na alternativa híbrida que utiliza RHEs *hard* e *soft*, com valor de penalidade superior ao CVU da térmica mais cara e superior ao Custo de Déficit, de modo a solucionar as desvantagens das abordagens não-híbridas.

A seguir, serão apresentados os principais resultados obtidos com as diferentes configurações de RHE.

A Figura 10, Figura 11, Figura 12 e Figura 13 apresentam a evolução da energia armazenada nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Nota-se uma grande diferença no armazenamento final do subsistema

Sul entre o caso base (sem RHE) e os demais, ou seja, todas as alternativas elevaram o armazenamento do subsistema Sul, mantendo a energia armazenada acima da restrição de 30%, enquanto no caso base isso não ocorre. Porém, apesar da melhora significativa do Sul, não houve ganho sistêmico, uma vez que para elevar a energia armazenada no subsistema Sul o modelo deplecionou os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, abaixando a energia armazenada na mesma proporção que elevou o Sul, ou seja, manteve a energia armazenada do Sistema Interligado Nacional igual à do caso base (sem restrições RHEs).

Este resultado mostra a necessidade de combinar as restrições RHEs com níveis mínimos mais adequados, uma vez que o modelo intercambiou energia para o subsistema Sul abaixando os níveis de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste porque a restrição de nível mínimo de energia armazenada do mesmo é muito baixa, o que possibilitou esse intercambio para o Sul.

Nos demais subsistemas, Nordeste e Norte, não houve diferenças significativas de energia armazenada entre os casos base e os demais casos processados considerado as restrições RHEs.

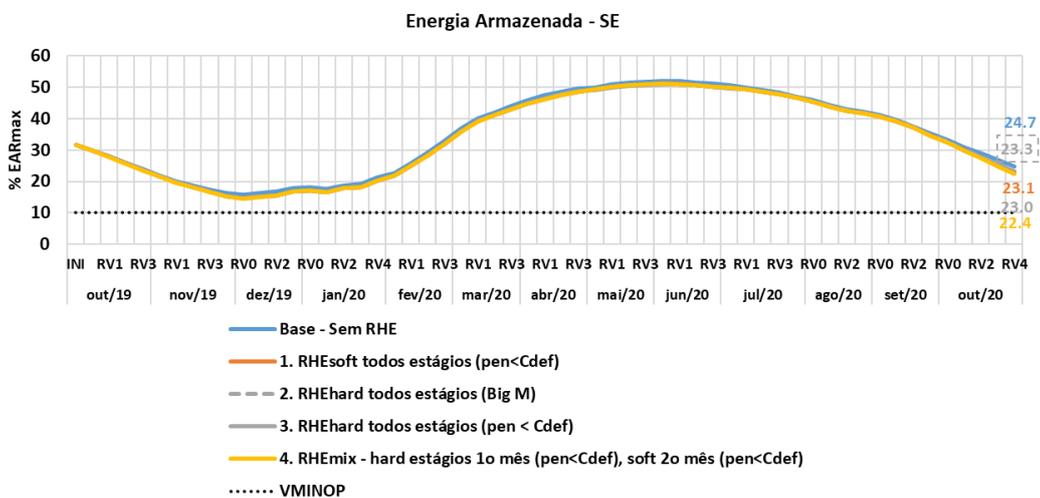


Figura 10 – Energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

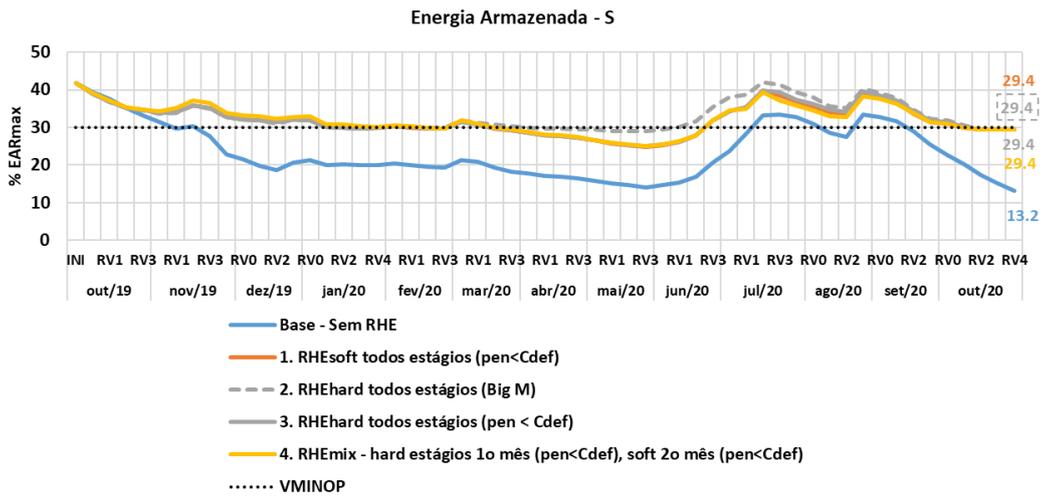


Figura 11 – Energia armazenada no subsistema Sul.

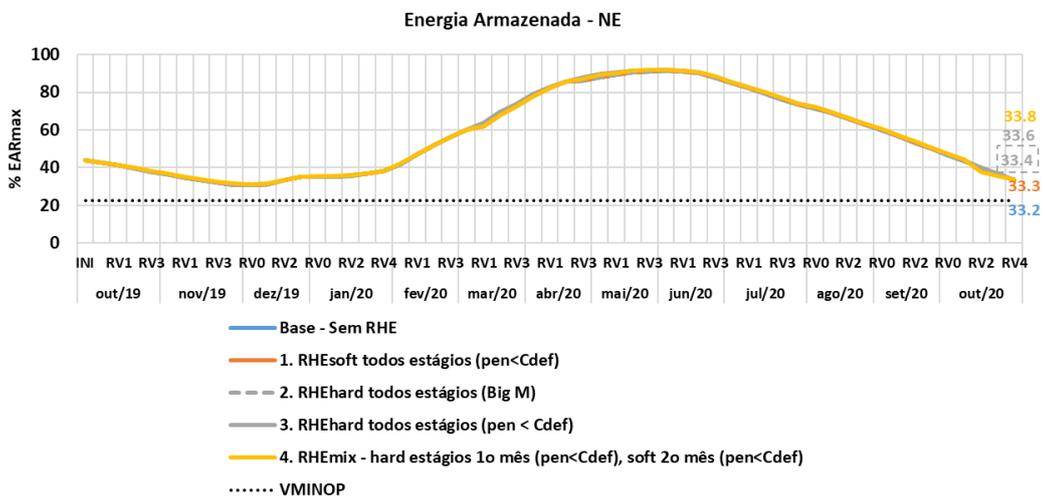


Figura 12 – Energia armazenada no subsistema Nordeste.

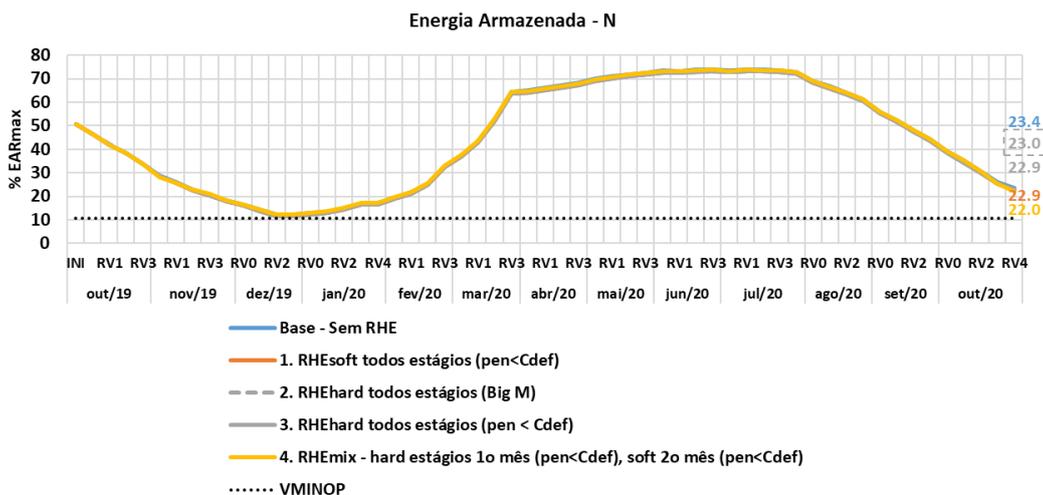


Figura 13 – Energia armazenada no subsistema Norte.

Com o intuito de observar o comportamento dos Reservatórios Equivalentes de Energia que compõem o subsistema Sul, subsistema no qual houve violação do armazenamento mínimo, a Figura 14 e Figura 15 apresentam a evolução de armazenamento dos REEs Sul e Iguaçu. Nota-se que o modelo conseguiu atender a restrição de energia armazenada mínima em quase todo o horizonte de estudo. Nas semanas onde isso não foi possível, foi porque o modelo possui inúmeras restrições de múltiplos usos da água, que devido ao valor atribuído para a penalidade de violação das restrições RHEs, valor mais baixo que o de violação das demais restrições do sistema, o modelo prefere violar os níveis de energia mínimos do que as demais restrições.

Observa-se que no caso 2 (RHE hard para todos os estágios com “Big M”) onde a penalidade é a mesma das demais restrições, o modelo viola algumas das demais restrições e consegue manter mais alto o nível de energia armazenada.

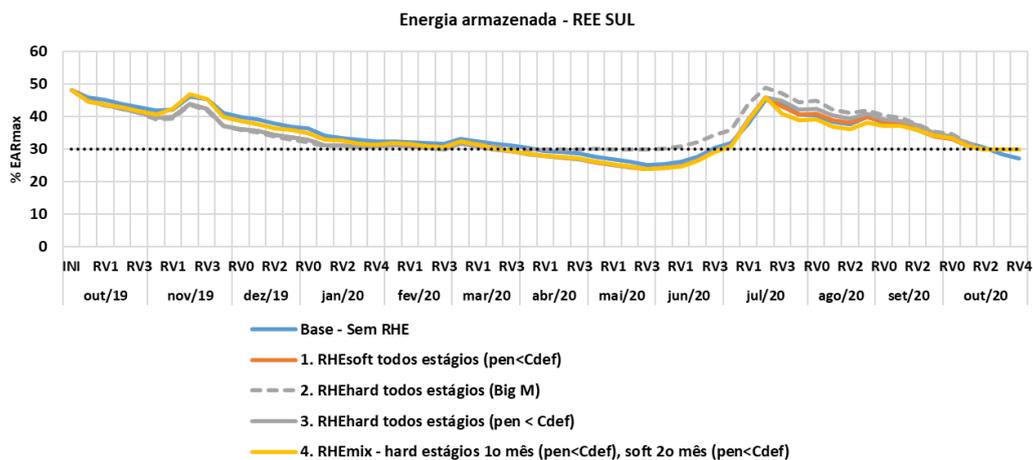


Figura 14 – Energia armazenada no REE Sul.

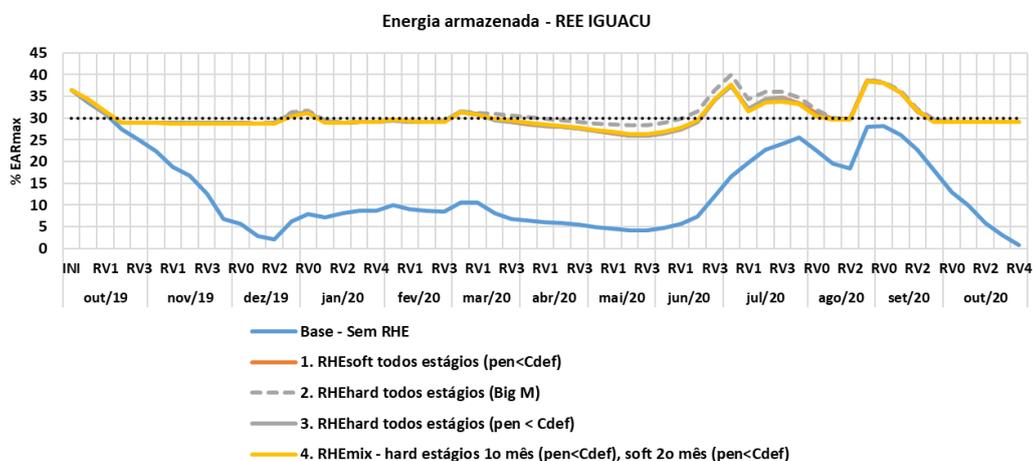


Figura 15 – Energia armazenada no REE Iguacu.

As Figura 16, Figura 17, Figura 18 e Figura 19 apresentam o custo marginal de operação médio para cada subsistema ao longo de cada revisão. Nota-se que utilizar a opção RHE soft em todos os estágios (estudo 2) pode levar a acúmulo de penalidades, contaminando o CMO do subsistema, conforme observado no subsistema Sul. Observa-se também, para o subsistema Sul, que na opção RHE hard em todos os períodos com penalidade “Big M” (estudo 3) houve aumento do CMO em função de cortes de carga ocorridos.

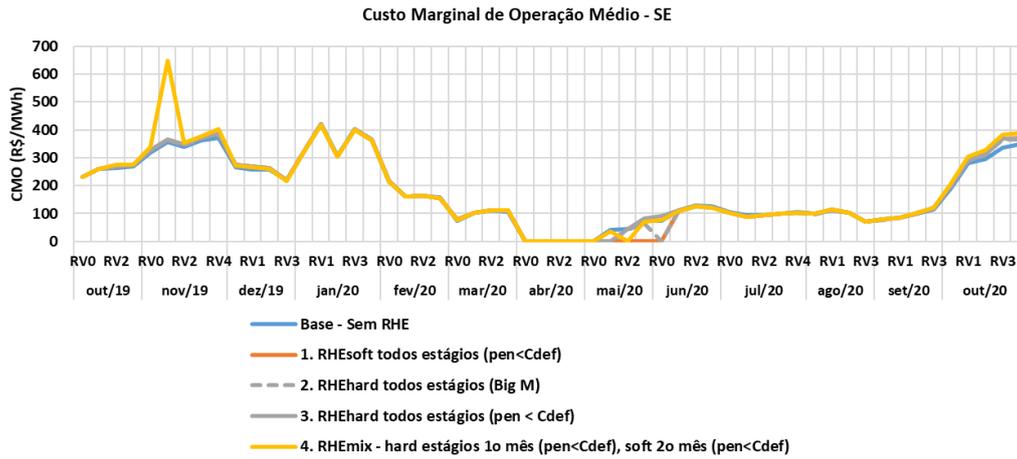


Figura 16 – Custo marginal de operação no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

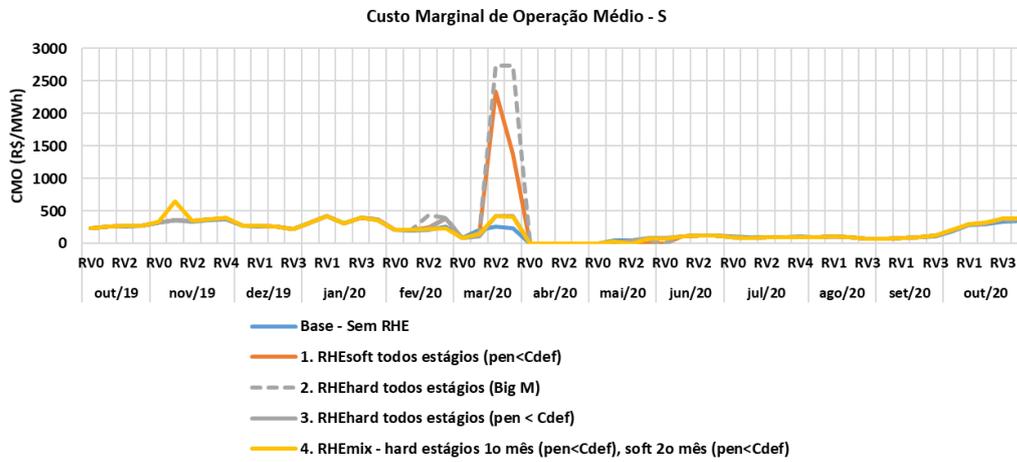


Figura 17 – Custo marginal de operação no subsistema Sul.

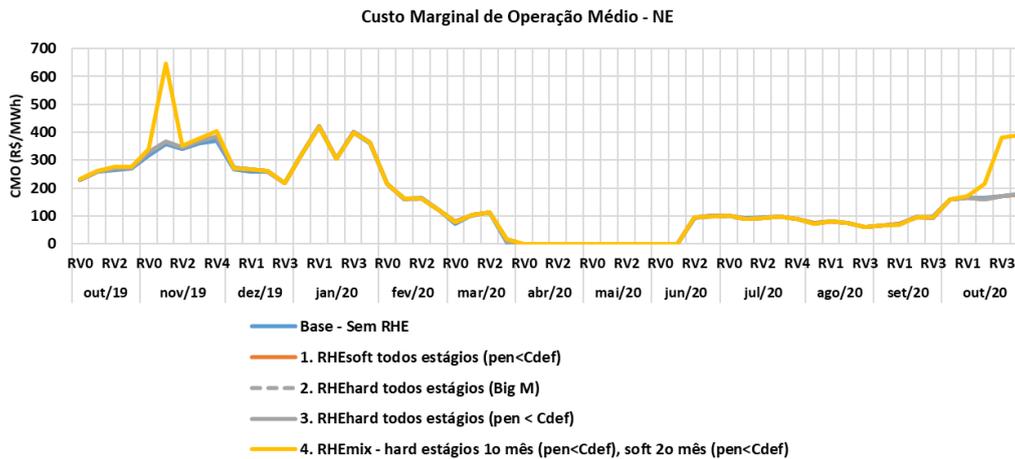


Figura 18 – Custo marginal de operação no subsistema Nordeste.

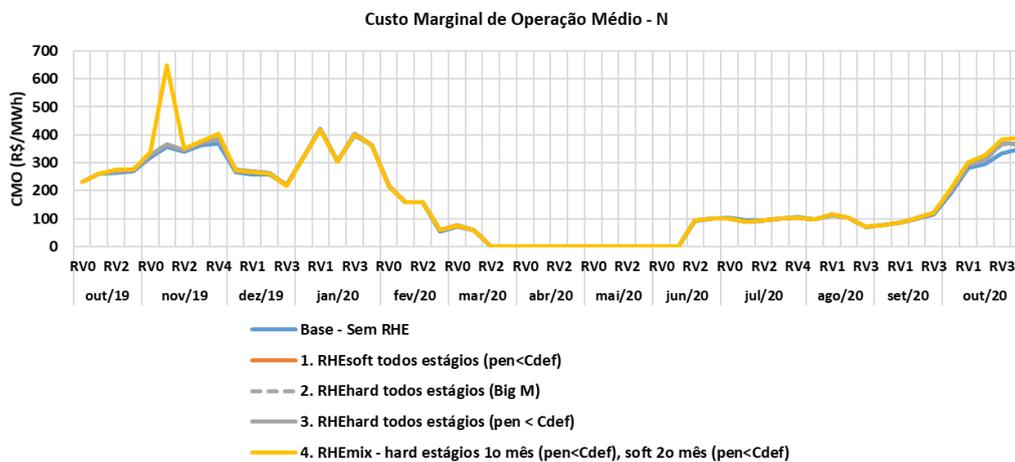


Figura 19 – Custo marginal de operação no subsistema Norte.

De forma a verificar o motivo dos altos custos marginais de operação nas revisões 2 e 3 de março/2020 observados, a Figura 20 apresenta o déficit sinalizado pelo modelo no caso em que a RHE hard possui penalidade “Big M” em todos os períodos. Nos casos com restrições RHEs hard, a simulação final é um resultado sempre viável, ou seja, nenhuma penalidade está sendo contabilizada na função objetivo do problema, caso alguma esteja sendo, o caso é tido como inviável e a restrição é relaxada e o caso reprocessado até que não haja mais violações das restrições. Entretanto, ao longo das iterações realizadas para construção da função de custo futuro, o modelo pode violar restrições, e se isso ocorrer a penalidade destas restrições “big M” vai ser contabilizada nos cortes gerados. Isso pode fazer com que, na simulação final, mesmo que nenhuma restrição esteja sendo violada e nenhuma penalidade paga, em uma situação que o

modelo está na iminência de violar uma restrição, ele prefira cortar carga (déficit) do que atender a demanda e violar a restrição, uma vez que ele sabe, pelos cortes da função de custo futuro que se ele baixar o nível da energia armazenada o corte que ficará ativo é um corte com elevada inclinação.

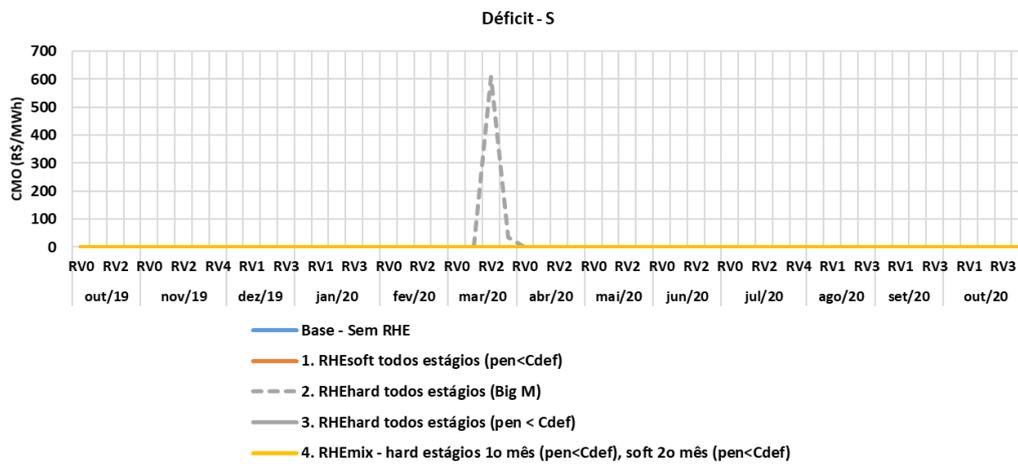


Figura 20 – Déficit no subsistema Sul.

As Figura 21, Figura 22, Figura 23 e Figura 24 mostram a geração térmica por subsistema ao longo das semanas operativas. A Figura 25 mostra a geração térmica total no SIN. Observando a geração térmica do SIN, nota-se que o aumento de geração térmica não foi muito significativo, isso ocorre porque a energia armazenada do sistema como um todo não se alterou significativamente ao inserir as restrições RHEs, uma vez que apenas no subsistema Sul as restrições ficaram ativas e para ganhar armazenamento no mesmo o modelo deplecionou o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. O que reforça a necessidade de combinar as restrições RHEs com níveis mais adequados de energia armazenada mínima.

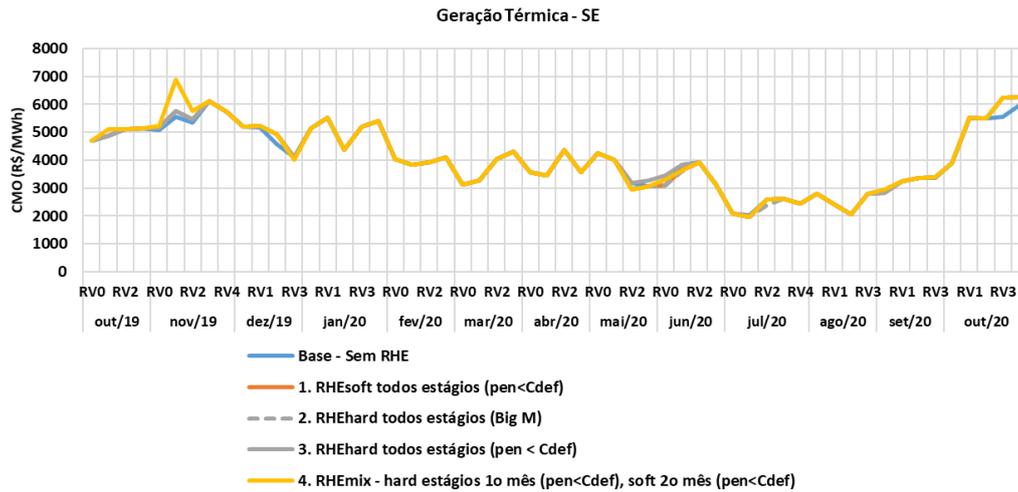


Figura 21 – Geração térmica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

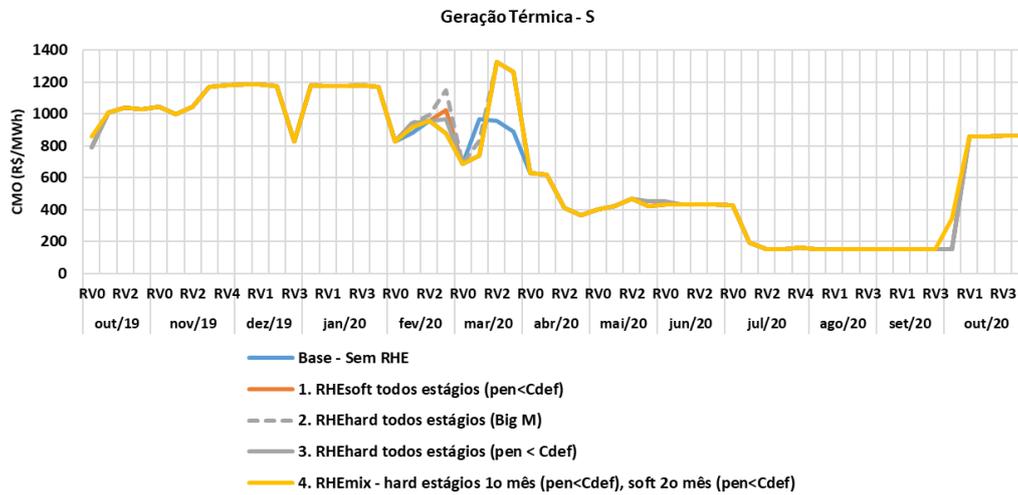


Figura 22 – Geração térmica no subsistema Sul.

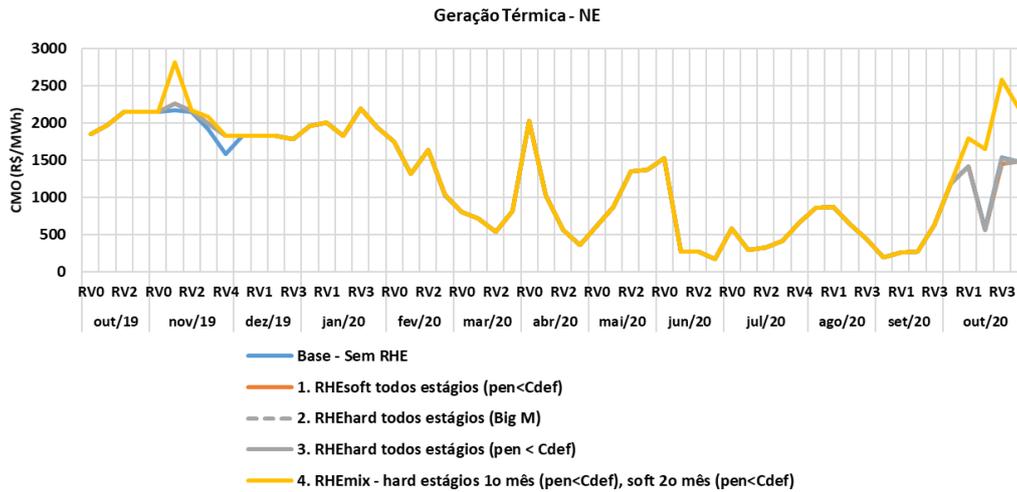


Figura 23 – Geração térmica no subsistema Nordeste.

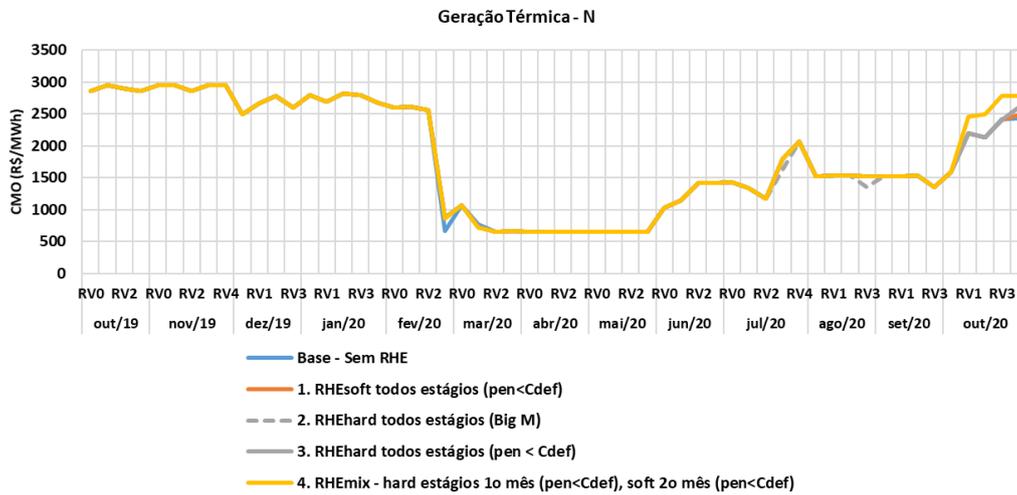


Figura 24 – Geração térmica no subsistema Norte.

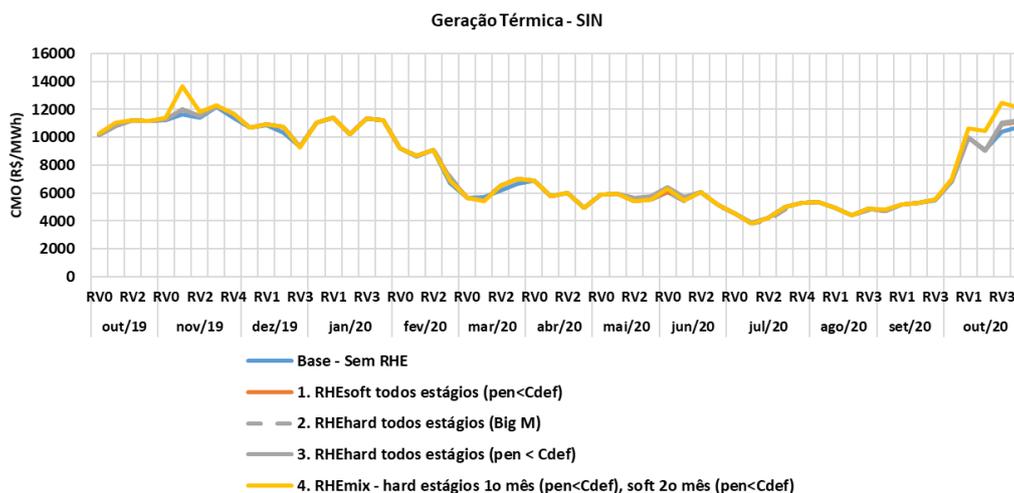


Figura 25 – Geração térmica total no Sistema Interligado Nacional.

5. Conclusões e recomendações

Neste trabalho foram avaliadas duas alternativas para aumentar a segurança energética do Sistema Interligado Nacional através do modelo DECOMP. A primeira abordagem foi a de acoplamento com o modelo de médio através da consulta à FCF, com os valores de máxima violação fornecidos externamente (via registro FB), essa abordagem não trouxe a sinalização necessária nos casos simulados para despachar mais térmicas, e elevar os níveis de armazenamentos dos reservatórios equivalentes de energia do SIN. Com base nos resultados obtidos, o subgrupo de aprimoramento na consideração do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP do GT-Metodologia da CPAMP não recomenda o uso desta alternativa.

Uma vez que a primeira abordagem não se mostrou eficiente, foi avaliada a consideração de restrições RHEs. Nesta abordagem, diferentemente da anterior, os níveis mínimos são considerados explicitamente no modelo. Existem várias opções de uso do RHE, dentre as opções analisadas todas se mostraram promissoras em elevar os níveis de energia armazenada, mas algumas levaram a elevados CMOs, outras a corte de carga (déficit). Sendo assim, a opção RHE mix, *hard* nos estágios do primeiro mês e *soft* no segundo mês, ambas com penalidade menor que o custo de déficit foi a que se mostrou mais eficiente, por elevar os níveis de armazenamento sem elevar excessivamente o CMO e provocar déficits. Contudo, apesar desta abordagem ter se mostrado promissora em aumentar os níveis de armazenamento dos reservatórios

equivalentes de energia, como foi observado principalmente no subsistema Sul, não houve um ganho sistêmico de energia armazenada no SIN como um todo devido aos níveis baixos das restrições no demais subsistemas, principalmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Por fim, o subgrupo de aprimoramento na consideração do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP do GT-Metodologia da CPAMP recomenda o uso das restrições RHEs opção RHE mix, hard nos estágios do primeiro mês e soft no segundo mês, ambas com penalidade igual a utilizada no NEWAVE, ou seja, menor que o custo de déficit, junto com níveis mínimos de energia armazenada mais elevados para os subsistemas do SIN, conforme apresentados pelo subgrupo de Elevação do Armazenamento, para adoção nos modelos utilizados no planejamento e na programação da operação do Sistema Interligado Nacional pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

6. Referências bibliográficas

- [1] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Manual de usuário do modelo DECOMP, Março/2020.
- [2] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Manual de metodologia do modelo DECOMP, Abril/2018. (disponível em http://svlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm)
- [3] C. L. Vasconcellos, A. L. Diniz, M.E.P. Maceira, C.L.T. Borges, " Aprimoramentos na metodologia de superfície de aversão a risco (nova SAR) para o problema de planejamento de longo/médio prazo da operação de sistemas hidrotérmicos", *XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, out. 2017.

7. Anexo

7.1 Montagem dos registros FB

A Figura 26 apresenta um exemplo dos registros FB com a máxima violação do *VminOp* nos cortes da FCF e a Figura 27 ilustra o manual do modelo Decomp com a descrição dos campos dos registros FB.

registro FB		
&X	XXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
FB	1	5067.84
FB	2	2877.09
FB	3	11661.35
FB	4	1591.20
FB	10	14020.32
FB	11	3296.67
FB	12	1209.12

Figura 26 – Exemplo dos registros FB.

3.4.3.1.3 Valores de máxima violação de *vminop* no NEWAVE (registro FB):

CAMPO	COLUNAS	FORMATO	DESCRIÇÃO
1	1-2	A2	Identificação do registro: FB
2	5-8	I4	Identificação do REE
3	11-30	F20.0	Violação máxima a ser considerada com o termo do corte relativo à funcionalidade de <i>VminOp</i> máximo no NEWAVE.

Figura 27 – Descrição do registro FB. Fonte: Manual do usuário do modelo DECOMP.

7.2 Montagem dos registros HE

A Figura 28 apresenta um exemplo dos registros *HE* e *CM* com a definição das restrições Hidráulicas de Energia para os REEs, e a Figura 29 e Figura 30 ilustram o manual do modelo Decomp com a descrição dos campos dos registros *HE* e *CM*. Observe que a restrição 1, aplicada nos estágios de primeiro mês, é definida como *hard* (valor "0" no último campo), e a restrição 101, aplicada no estágios de segundo mês, é definida como *soft* (valor 1 no último campo).

& Submercado SE/CO						
& REE Sudeste						
HE	1	2	10.0	1	1878.43	0
CM	1	1	1			
HE	1	2	10.0	2	1878.43	0
CM	1	1	1			
HE	1	2	10.0	3	1878.43	0
CM	1	1	1			
HE	1	2	10.0	4	1878.43	0
CM	1	1	1			
HE	1	2	10.0	5	1878.43	0
CM	1	1	1			
HE	101	2	10.0	6	1878.43	1
CM	101	1	1			

Figura 28 – Exemplo dos registros HE e CM com as Restrições Hidráulicas de Energia (RHE).

3.4.4.2.1 Identificação das restrições RHE (registro HE)

O registro é formado pelos seguintes campos:

CAMPO	COLUNA	FORMATO	DESCRIÇÃO
1	1-2	A2	Identificação do registro: HE
2	5-7	I2	Número de identificação da restrição RHE.
3	10	I1	Flag para identificação do tipo de limite para a restrição: = 1 – em valor absoluto (MWmes). = 2 – em valor percentual da Energia Armazenada Máxima do REE (%).
4	15-24	F10.0	Limite inferior para a Energia Armazenada pela restrição RHE.
5	26-27	I2	Número do estágio para o qual deve ser aplicada a restrição.
6	29-38	F10.0	Valor de penalidade para a restrição (R\$/MWh) (se for deixado em branco, considera-se a penalidade <i>default</i> utilizada para as demais restrições)
7	40	I1	Flag para indicar se a forma de cálculo das produtividades das usinas a serem utilizadas na restrição: = 0 (ou branco) - as produtividades serão calculadas pelo modelo, com base na altura equivalente = 1 - as produtividades serão calculadas com base nas informações fornecidas nos campos 8 e 9
8	42	I1	Flag para indicar os tipos de valores a serem fornecidos no arquivo informado no campo 9, para fins de cálculo das produtividades: (caso o flag do campo 7 seja igual a 1) = 0 (ou branco) – produtividades individuais = 1 – produtividades acumuladas = 2 – volumes armazenados em % = 3 – volumes armazenados em Hm ³

CAMPO	COLUNA	FORMATO	DESCRIÇÃO
9	44	I1	Flag para indicar o tratamento dado ao não atendimento da restrição: = 0 (ou branco) – não atendimento tratado como inviabilidade = 1 – não atendimento tratado como utilização de um recurso e não produzem inviabilidades.
10	46-105	A60	Nome do arquivo que contém os dados para cálculo das produtividades acumuladas a serem utilizadas nas restrições RHE (caso o flag do campo 7 seja igual a 1)
11	107	I1	Flag para indicar se vai ser utilizada uma tolerância de 0,01 MWmes para verificação de atendimento às restrições RHE na simulação final = 0 (ou branco) – valor <i>default</i> : não é considerada a tolerância de 0,01 MWmes = 1 - é considerada a tolerância de 0,01 MWmes

Figura 29 – Descrição do registro HE. Fonte: Manual do usuário do modelo DECOMP.

CAMPO	COLUNA	FORMATO	DESCRIÇÃO
1	1-2	A2	Identificação do registro: CM
2	5-7	I2	Número de identificação da restrição RHE.
3	10 a 12	I3	Índice do Reservatório Equivalente de Energia (REE)
4	15-24	F10.0	Coefficiente de participação do REE definido no campo 3 na restrição definida no campo 2

Figura 30 – Descrição do registro CM. Fonte: Manual do usuário do modelo DECOMP.