

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

GT Metodologia

Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos
Modelos de Planejamento Energéticos – Volume
Mínimo Operativo

Ciclo de Trabalho 2018/2019

Sumário

1	Introdução	3
1.1	Objetivo	7
2	Níveis Mínimos Operativos dos Subsistemas.....	9
2.1	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	10
2.2	Subsistema Sul.....	10
2.3	Subsistema Nordeste	11
2.4	Subsistema Norte	11
2.5	Representação no modelo NEWAVE.....	12
3	Penalidade para a violação dos níveis mínimos operativos.....	13
4	Análises Energéticas Considerando o VminOp	15
4.1	Impactos no modelo NEWAVE	15
4.1.1	PMO de fevereiro de 2019	15
4.2	Impactos no modelo DECOMP	20
4.3	Sensibilidade em relação ao valor da penalidade.....	21
4.4	Sensibilidade em relação ao Racionamento Preventivo	23
4.5	Estudos de Planejamento.....	26
4.5.1	Caso Base LEN A-4/2018	27
4.5.2	Plano Decenal de Expansão.....	28
5	Avaliação dos efeitos do PLD considerando o Volume Mínimo Operativo nos resultados da contabilização	31
5.1	Efeitos da maior diferença de preços entre submercados	33
5.2	Efeitos do aumento do PLD.....	34
5.3	Principais impactos financeiros líquidos por classe de agente	36
6	Conclusão	37
7	Recomendações	39
8	Referências.....	41
9	Anexo A	42
9.1	PMO de janeiro de 2019	42
9.2	PMO de março de 2019.....	46

1 Introdução

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho “Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais para o Planejamento da Expansão, Operação do SEB e Formação do Preço do Mercado de Curto Prazo” – GT Metodologia, da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, criada pela Resolução CNPE nº 1, de 2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47, de Fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e a CCEE.

O Grupo de Metodologia da CPAMP – GT-MET, é coordenado pela EPE (representada pela Assessoria da Presidência e Superintendência de Planejamento da Geração – SGE) 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 pela Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – PEM) e da CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços). O grupo conta com a assessoria técnica do CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

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

A motivação para essa atividade vem das condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas nos últimos anos e agravada durante a estação seca de 2018, que levaram o CMSE à adoção de medidas heterodoxas aos modelos de

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

otimização para o despacho de usinas termoeletricas, em setembro e outubro de 2018, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN. A decisão por tais medidas foi com base em simulações apresentadas pelo ONS, onde foram estimadas Curvas de Referência de armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e para os reservatórios de usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba, considerando cenários críticos de precipitação verificados nos últimos anos. Destaca-se que estas curvas de Referência foram estimadas para uma conjuntura muito específica, fortemente influenciada pelas condições hidrometeorológicas em curso no ano de 2018.

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

Essa preocupação também já vinha sendo apresentada pela CPAMP desde o início de 2017 e priorizada pelo GT-MET 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.

Desta forma, o tema “Mecanismos de Aversão ao Risco: CVaR + VminOp” constou no cronograma de trabalho como prioritário no ciclo 2017/2018, mas os estudos não foram concluídos a tempo em função de outras demandas. Assim, no ciclo 2018/2019, o GT Metodologia definiu esse tema novamente como prioritário, reconhecendo sua relevância, assumindo o compromisso de apresentar uma proposta consolidada em julho de 2019, visando sua utilização a partir de janeiro de 2020.

O CMSE reforçou a prioridade do tema, encaminhando à CPAMP a orientação para inclusão de mecanismos adicionais de segurança, no ciclo 2018/2019, com foco em armazenamentos, sem qualquer prejuízo àqueles mecanismos já implementados nos modelos. Neste ciclo, foi proposta a representação desses mecanismos adicionais de segurança através da adoção de restrições de níveis mínimos nos reservatórios equivalentes de energia – REE. A violação desses níveis deve ser penalizada na função objetivo do modelo de otimização, de forma que a função de custo futuro do modelo de planejamento da operação (NEWAVE [1][2]) 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. Através da função de custo futuro, essa informação também é passada ao modelo de programação da operação (DECOMP [3])², possibilitando ganhos de armazenamento.

Ao final de 2018, foi concluído o relatório intitulado “Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo” [4], cujas recomendações estão transcritas a seguir.

- *“Seja aberto um processo de consulta pública com a finalidade de se obter subsídios para a consideração do mecanismo adicional de segurança VminOp, a partir de 2019, como auxílio a eventuais decisões do CMSE para despacho de geração termoeletrica fora da ordem de mérito;*
- *Seja avaliado pelo GT-Metodologia a nova versão do modelo NEWAVE que minimiza o efeito de penalizações acumuladas nos casos de violações dos níveis de segurança em diversos meses consecutivos, permitindo, assim, a consideração de níveis de referência para todos os meses do horizonte de médio prazo;*
- *Sejam aprofundadas, pelo GT-Metodologia, as discussões para se considerar os níveis de segurança do período úmido – NSPU e curvas de operação de usinas hidroelétricas, como, por exemplo, a curva de referência para a UHE Tucuruí, bem como a periodicidade para que*

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

esses níveis de segurança sejam reavaliados. A princípio, esta reavaliação seria anual; e

- Sejam aprofundadas, pelo GT-Metodologia, as discussões para a compatibilização desse mecanismo aos processos de planejamento da expansão da geração e cálculo de garantias físicas.”

Em CPAMP (2018), foi avaliada a adoção de Volumes Mínimos Operativos apenas no mês de novembro de cada ano, a saber: Sudeste/Centro-Oeste = 10% EARMáx; Sul = 30% EARMáx; Nordeste = 10% EARMáx e Norte = 10% EARMáx. A violação a esses requisitos foi penalizada em valor ligeiramente superior ao CVU mais elevado das usinas termoeletricas, para que se tenha o despacho pleno de todo o parque térmico, para evitar a violação do requisito de volume mínimo.

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

A operação sombra vem sendo feita, pelo ONS, desde a primeira semana operativa de janeiro de 2019, sendo os decks e resultados disponíveis em <https://cdre.ons.org.br/PMO/>. Na Figura 1-1, é apresentada a comparação entre os custos marginais de operação resultantes do Programa Mensal de Operação e da operação sombra, até a terceira revisão do PMO de abril de 2019.

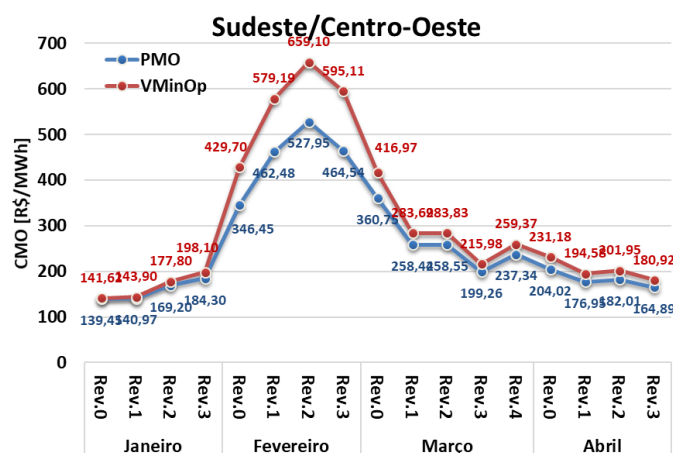


Figura 1-1 – Custo marginal de operação do subsistema SE/CO – operação sombra

Comparando os custos marginais de operação apresentados na Figura 1-1 com a deliberação do CMSE de despacho termoeletrico em valores superiores aos indicados pelos modelos computacionais do setor até o limite de Custo Variável Unitário – CVU de 588,75 R\$/MWh, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nas terceira e quarta semanas operativas de fevereiro, pode-se concluir que o objetivo da metodologia do *VminOp* foi aderente à percepção de risco do Comitê, ainda utilizando o volume mínimo em apenas um mês.

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

- Uso do *VminOp* em todos os meses do horizonte de cinco anos do NEWAVE;
- Avaliação da metodologia apresentada pelo CEPEL para o tratamento da penalidade associada à violação do *VminOp*, apresentada em [5];
- Reavaliação dos valores associados às restrições de volume mínimo operativo, abordando o aspecto conceitual;
- Definição da penalidade associada a esta violação;
- Uso do *VminOp* nos processos de planejamento da expansão da geração de energia elétrica.

1.1 Objetivo

Diante do exposto, este Relatório Técnico tem o objetivo de apresentar as premissas propostas para o uso da funcionalidade de Volume Mínimo Operativo no modelo NEWAVE, a partir de 2020, no Programa Mensal de Operação e na formação do Preço de Liquidação das Diferenças. Essas premissas são os Volumes Mínimos para os REE de cada subsistema, sua forma de uso e a definição da penalidade associada às eventuais violações deste requisito. Além disso, são apresentados, neste Relatório, os impactos nos resultados do modelo

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

NEWAVE e os rebatimentos no modelo DECOMP, considerando a implementação do NEWAVE da funcionalidade denominada *VminOp-max* [5], [6].

Destaca-se que as comparações de resultados presentes neste documento se referem apenas à funcionalidade *VminOp*, não havendo nenhuma alteração de dados ou funcionalidades em relação aos casos de PMO de 2018. Todas as demais funcionalidades que foram elencadas no ciclo 2018/2019 do GT-MET/CPAMP e que estão em consulta pública para a implantação em 2020 terão seus resultados avaliados em relatórios técnicos específicos, e em um relatório técnico que consolida todos os aprimoramentos propostos, incluindo o uso do *VminOp*, que contempla as alternativas de parametrizações do CVaR.

2 Níveis Mínimos Operativos dos Subsistemas

A definição dos Volumes Mínimos Operativos foi um dos objetos de avaliação do GT-MET para o ciclo 2018/2019.

Como resultado da Consulta Pública nº 64, realizada pelo MME, ficou clara a preocupação quanto à consideração destes níveis apenas no mês de novembro, como foi avaliado, inicialmente, no ciclo 2018/2019. Isso fica muito evidente quando se trata da região Sul, onde os regimes hidrológicos de suas bacias não possuem um comportamento bem definido em termos de ENA mensal, não sendo possível estimar qual o mês de maior probabilidade de ocorrência de armazenamentos críticos, como ocorre nos demais subsistemas do SIN.

Desta forma, buscou-se estimar uma curva de armazenamento para cada um dos subsistemas do SIN, de forma a se reduzir ao máximo a chance de ocorrência de armazenamentos críticos em qualquer mês do horizonte de estudo do NEWAVE. Entretanto, uma premissa básica para esta estimativa é a adoção de um método que seja reproduzível, que não prejudique a previsibilidade das ações e que possa explicitar características conjunturais e estruturais, de forma que se viabilize a extensão da adoção dos Volumes Mínimos Operativos nos processos de planejamento da expansão da geração (este tema será tratado em outro item deste relatório).

As pesquisas realizadas para a estimativa destas curvas não tiveram êxito em estabelecer um método que atenda plenamente as premissas básicas citadas anteriormente. Por outro lado, diante do reconhecimento que o uso do V_{minOp} no modelo NEWAVE apenas no mês de novembro – como pode ser visto na operação sombra iniciada em janeiro de 2019, já sinaliza para resultados mais aderentes à realidade operativa e à percepção de risco do CMSE, a simples adoção dos Volumes Mínimos Operativos constantes ao longo de todos os meses do horizonte de planejamento já indicaria um avanço. Assim, considerando os menores armazenamentos admitidos para a operação dos reservatórios do SIN, sem que se perca a controlabilidade dos mesmos, teríamos o ganho de capturar o pior cenário de violação na região Sul, dado que não é possível conhecer a priori

o mês com maior probabilidade de armazenamentos mais críticos e, para as outras regiões, capturar por ventura a violação em outros meses que não seja aquele de maior probabilidade de armazenamentos críticos. Ou seja, se a aplicação da restrição de V_{minOp} apenas no mês de novembro já se mostrou satisfatória, entende-se que a aplicação dessa mesma restrição em todos meses seria ainda mais efetiva.

A seguir são apresentados estes níveis com as respectivas justificativas técnicas para sua adoção. Destaca-se que, conceitualmente, os Volumes Mínimos Operativos são estabelecidos para os subsistemas do SIN. Contudo, essas restrições são incorporadas, no modelo NEWAVE, nos REEs que compõem cada subsistema que possua capacidade de armazenamento relevante. Destaca-se que esses níveis devem ser revistos com frequência, dado que são associados à configuração hidroelétrica do sistema.

2.1 Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

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

2.2 Subsistema Sul

Para os REEs do subsistema Sul, o nível mínimo de segurança definido pelo Operador é **30% $E_{Armáx}$** , determinado a partir dos níveis de segurança das suas bacias, ponderados pela participação na energia armazenável do subsistema, conforme justificado em Nota Técnica específica sobre o tema [7].

2.3 Subsistema Nordeste

O Volume Mínimo Operativo para o subsistema Nordeste foi definido com base na Resolução ANA nº 2.081/2017 [8], de 4 de dezembro de 2017, que trata das condições para a operação do Sistema Hídrico do Rio São Francisco (ANA, 2017).

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

Desta forma, para se evitar que os resultados do modelo NEWAVE conduzam os volumes dos reservatórios da bacia do Rio São Francisco para a Faixa de Operação com Restrição, o Volume Mínimo Operativo do REE Nordeste é o resultante da conversão para energia armazenada dos níveis de 30% do volume útil das UHEs Três Marias e Itaparica e 20% do volume útil da UHE Sobradinho, conforme preconizado na Resolução supracitada. Esta conversão resulta em **22,5% EARM_{ax}**⁴ no REE Nordeste.

2.4 Subsistema Norte

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

⁴ Este valor foi obtido com a configuração do PMO de janeiro de 2019.

Diante disto, o Volume Mínimo Operativo para o REE Norte é **10,7% $EAR_{máx}^4$** , considerando a cota de cadastro do canal de fuga da UHE Tucuruí, que é igual a 8,6m.

2.5 Representação no modelo NEWAVE

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

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

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

3 Penalidade para a violação dos níveis mínimos operativos

Na modelagem de *VminOp-max* (DINIZ *et. al.*, 2016a e DINIZ *et. al.*, 2016b), a violação máxima pode ocorrer no mês escolhido para penalização ou em qualquer dos 11 meses que o antecedem. Porém, o custo dessa violação só será penalizado na função objetivo no mês de penalização escolhido.

Essa sinalização da violação do Volume Mínimo Operativo nos estágios que antecedem o mês de penalização vem através da nova variável de estado “máxima violação” da função de custo futuro, que sofre, a cada estágio, a atualização econômica pela taxa de desconto mensal:

$$custototal = custoimediato + \frac{1}{1 + taxadescontomensal} custofuturo$$

onde

$$taxadescontomensal = \sqrt[12]{(1 + taxadescontoanual)} - 1$$

Obs.: a taxa de desconto anual é fornecida no arquivo dger.dat

Como a máxima violação pode ocorrer em até 11 meses antes do estágio de penalização (onde ela será contabilizada), uma condição suficiente para assegurar que a decisão de despacho dos recursos siga a ordem crescente de custos (geração térmica, violação do *VminOp* e déficit) é que o custo da penalidade da violação do *VminOp* atenda a seguinte restrição, enquanto não for internalizado no NEWAVE a atualização econômica:

$$CDEF \geq penalidade \geq (1 + taxadescontomensal)^{11} MAXCVU$$

onde *MAXCVU* é o maior custo variável unitário, considerando todo o horizonte de planejamento do NEWAVE.

Para a definição da penalidade, o GT-MET adotou o conceito do despacho de todo o parque termoeletrico instalado para preservação do armazenamento dos REEs em montante igual ou acima do Volume Mínimo Operativo definido. Desta forma, e buscando a manutenção da previsibilidade das ações, a penalidade será indexada em função do **maior CVU** das usinas termoeletricas, considerando todo o horizonte de planejamento, arredondado em duas casas decimais, ou seja

$$penalidade = (1 + taxadescontomensal)^{11} MAXCVU$$

ou

$$penalidade = (1 + taxadescontoanual)^{\frac{11}{12}} MAXCVU$$

Nos casos de PMO, a taxa de desconto anual fornecida no arquivo dger.dat é de 12%, conforme definido pela ANEEL. Assim, o CVU da térmica mais cara deveria ser multiplicado por 1,11, aproximadamente. No item 4.3 é apresentada uma sensibilidade nos resultados em função da variação do valor da penalidade.

Pela modelagem do *VminOp-max*, apresentada em DINIZ *et. al.*(2016a) e em DINIZ *et. al.*(2016b), deve ser definido qual o *mês de penalização*, ou seja, qual o mês quando a maior violação ocorrida nos meses antecedentes será penalizada. Considerando os registros históricos, a transição entre as estações seca e úmida ocorre, com maior probabilidade, no mês de novembro, principalmente nas bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Logo, novembro foi o mês definido como o mês de penalização.

4 Análises Energéticas Considerando o VminOp

Neste item são apresentados resultados comparativos entre diferentes casos executados com a versão 25 do NEWAVE e com a versão 25.6, adotando-se a funcionalidade *VminOp*. As premissas são as apresentadas nos itens 2 e 3.

4.1 Impactos no modelo NEWAVE

Os resultados apresentados neste item 4.1 se referem ao PMO de fevereiro de 2019, que foi o mês em houve a necessidade de despacho termoeletrico adicional. Os resultados dos meses de janeiro e fevereiro estão apresentados no Anexo A.

4.1.1 PMO de fevereiro de 2019

A Figura 4-1 apresenta a evolução temporal da energia armazenada de final de mês para os principais REE do SIN.

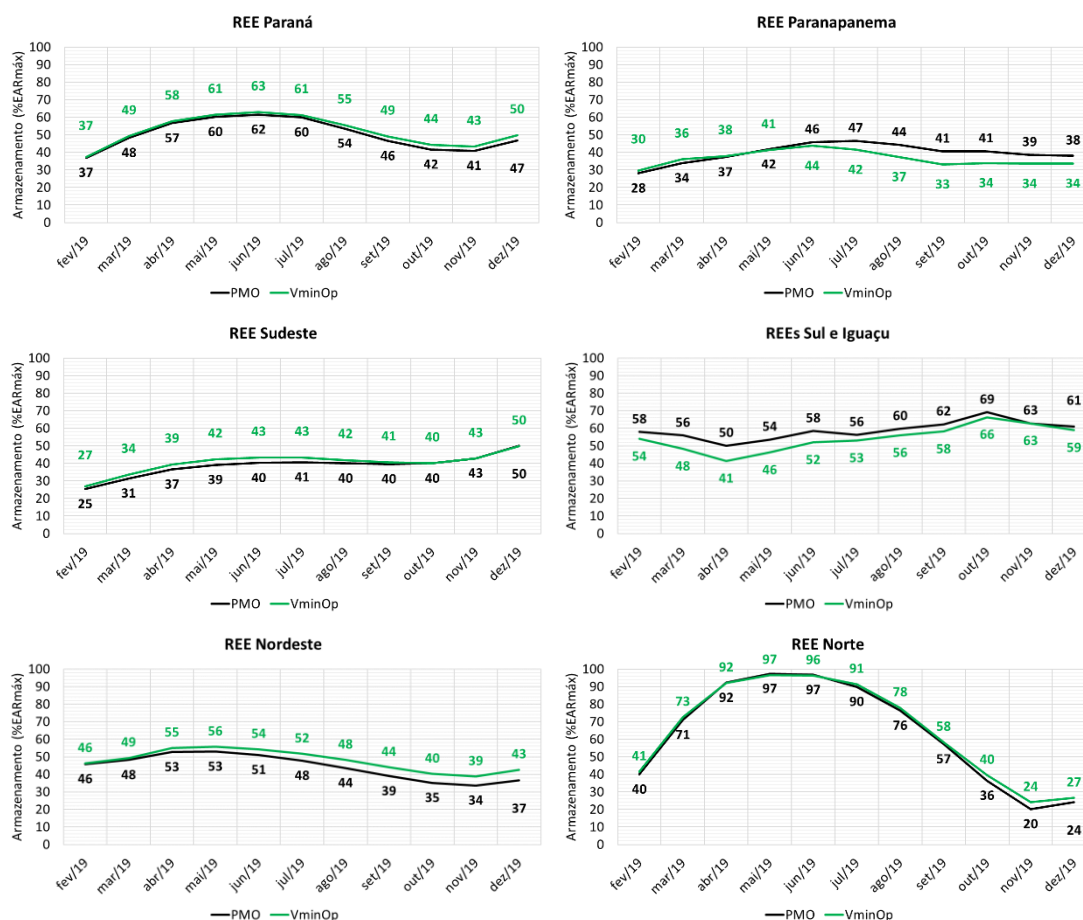


Figura 4-1 – Energia Armazenada – PMO de fev/19

Observa-se, na Figura 4-1, que as simulações considerando o Volume Mínimo Operativo elevam o armazenamento médio em quase todos os REEs do SIN. Nos casos particulares dos REEs do Sul e o REE Paranapanema, o armazenamento médio foi reduzido nos casos *VminOp*. Entretanto, mesmo nestes casos, a probabilidade de violação ao requisito de *VminOp* foi reduzida, como será demonstrado nas curvas de permanência a seguir.

A Figura 4-2 apresenta a curva de permanência para o REE Paraná, considerando o mês de novembro de 2019, que é o mês de transição da estação seca para a estação chuvosa.

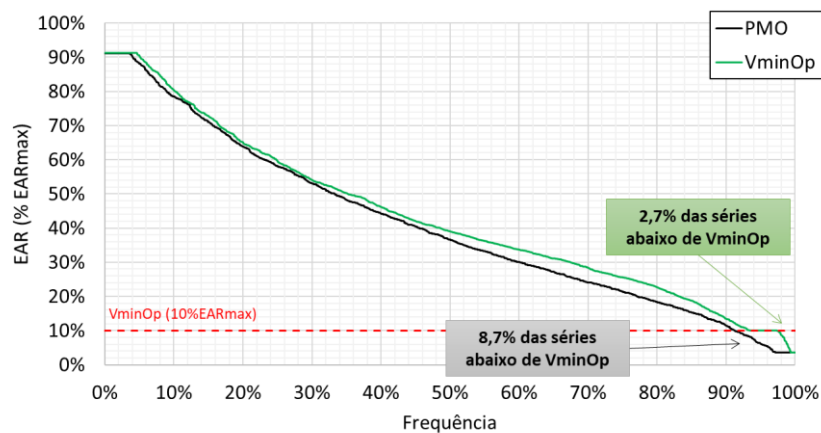


Figura 4-2 – Curva de Permanência de Energia Armazenada – REE Paraná (nov/19)

Observa-se, na Figura 4-2, que a consideração do *VminOp* reduziu a probabilidade de séries abaixo de 10% EARMAX em 6 p.p.

A Figura 4-3 apresenta a curva de permanência para o REE Paranapanema, considerando o mês de novembro de 2019, que é o mês de transição da estação seca para a estação chuvosa.

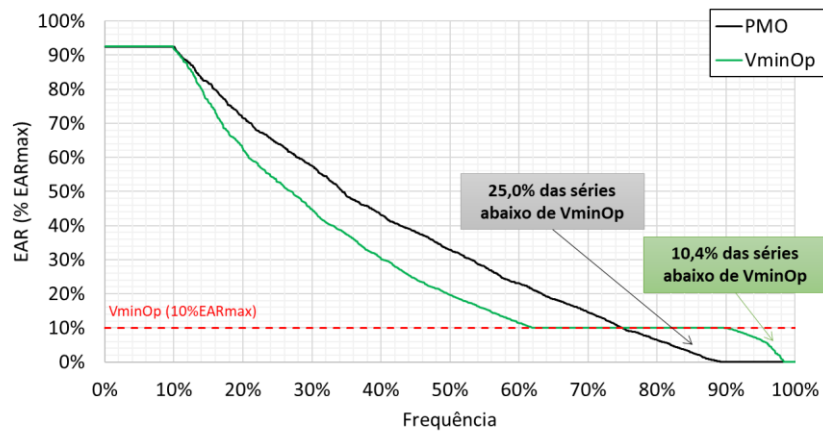


Figura 4-3 – Curva de Permanência de Energia Armazenada – REE Paranapanema (nov/19)

Observa-se, na Figura 4-3, que a consideração do *VminOp* reduziu a probabilidade de séries abaixo de 10% EARMAX em 14,6p.p., ainda que o armazenamento médio deste REE seja superior no caso do PMO. Pode-se observar que, em cenários mais críticos, o método do *VminOp* contribui para o ganho de segurança.

A Figura 4-4 apresenta a curva de permanência para o REE Sudeste, considerando o mês de novembro de 2019, que é o mês de transição da estação seca para a estação chuvosa.

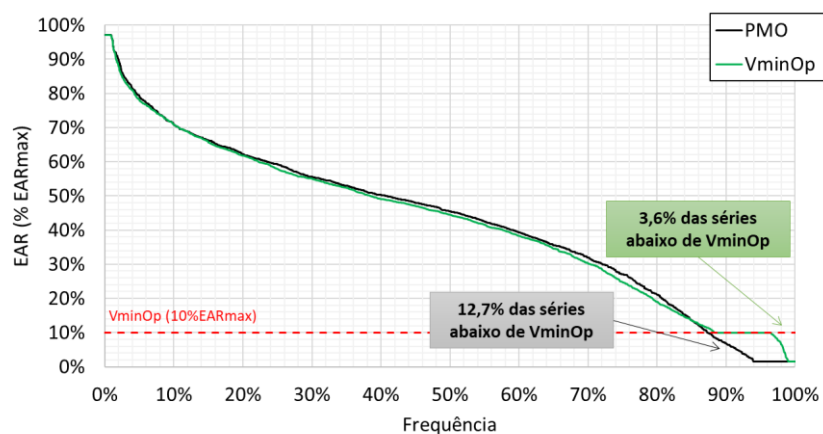


Figura 4-4 – Curva de Permanência de Energia Armazenada – REE Sudeste (nov/19)

Observa-se, na Figura 4-4, que a consideração do *VminOp* reduziu a probabilidade de séries abaixo de 10% EARMAX em 9,1p.p.

A Figura 4-5 apresenta a curva de permanência para o subsistema Sul, composto pelos REEs Sul e Iguaçu, considerando o mês de novembro de 2019.

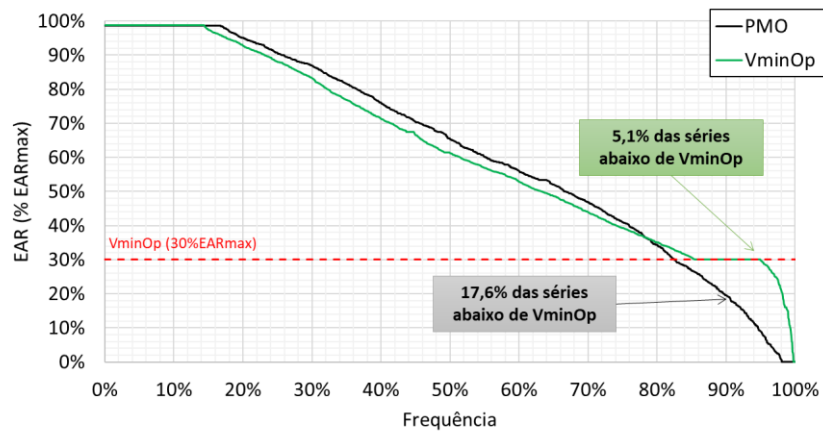


Figura 4-5 – Curva de Permanência de Energia Armazenada – REE Sul mais Iguaçu (nov/19)

Observa-se, na Figura 4-5, que a consideração do *VminOp* reduziu a probabilidade de séries abaixo de 30% *EARMAX* em 12,5p.p. Assim como verificado no REE Paranapanema, em que os resultados médios não aparentaram ganho, nos cenários críticos, próximos ou abaixo do requisito de *VminOp*, observa-se ganho de segurança.

A Figura 4-6 apresenta a curva de permanência para o subsistema Nordeste, considerando o mês de novembro de 2019.

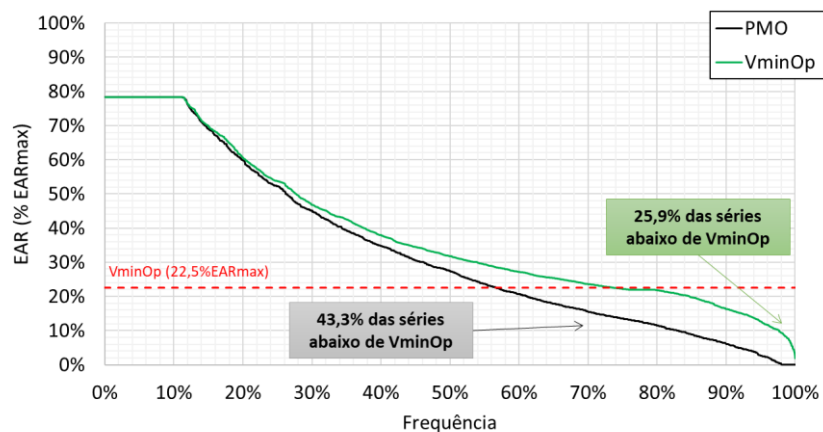


Figura 4-6 – Curva de Permanência de Energia Armazenada – Nordeste (nov/19)

Observa-se, na Figura 4-6, que a consideração do *VminOp* reduziu a probabilidade de séries abaixo de 22,5% *EARMAX* em 17,3p.p.

A Figura 4-7 apresenta a curva de permanência para o REE Norte, considerando o mês de novembro de 2019.

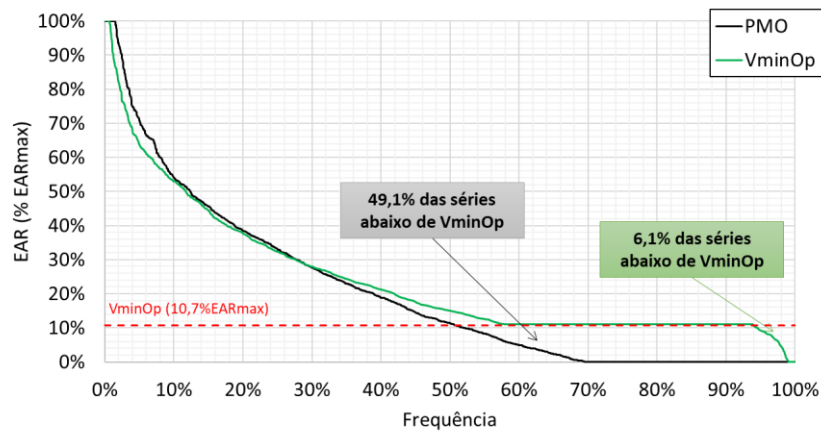


Figura 4-7 – Curva de Permanência de Energia Armazenada – Norte (nov/19)

Observa-se, na Figura 4-7, que a consideração do *VminOp* reduziu a probabilidade de séries abaixo de 10,7% *EAR*_{máx} em 43p.p.

A Figura 4-8 apresenta a evolução temporal do valor esperado do custo marginal de operação, considerando 2.000 séries sintéticas de Energias Naturais Afluentes, para os dois primeiros anos do horizonte de simulação.

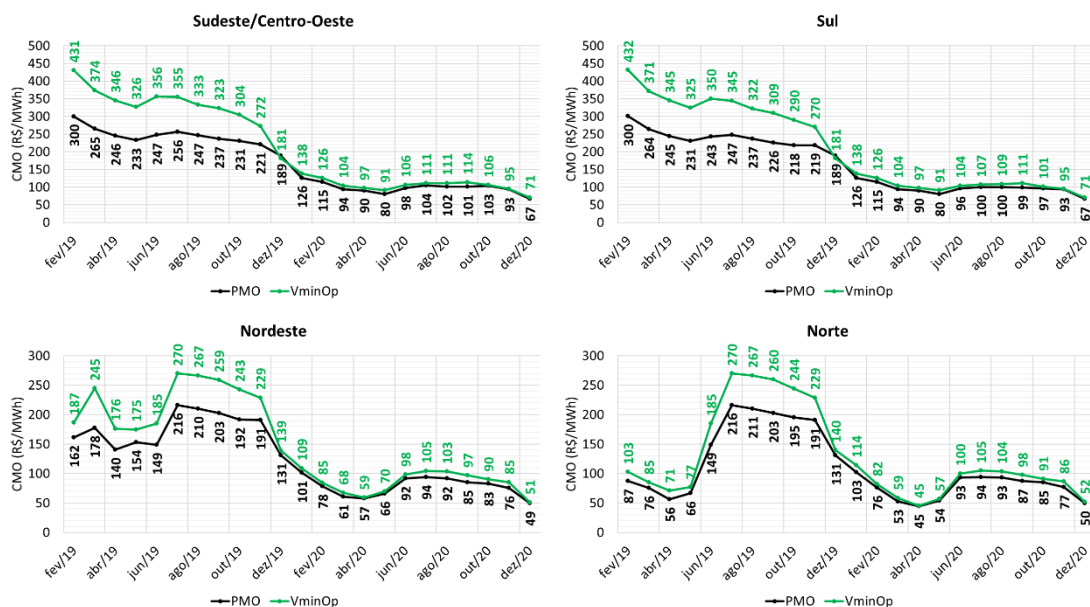


Figura 4-8 – Evolução Temporal da média do CMO

Da Figura 4-8, observa-se que há uma elevação da ordem de 40% em média dos montantes de CMO médio para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul no primeiro ano, não havendo alterações relevantes a partir do segundo ano. Para os subsistemas Nordeste e Norte, esta elevação foi da ordem de 25%.

Nestes subsistemas, também não houve alteração relevante a partir do segundo ano.

A Figura 4-9 apresenta a curva de permanência do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para o mês de fevereiro de 2019.

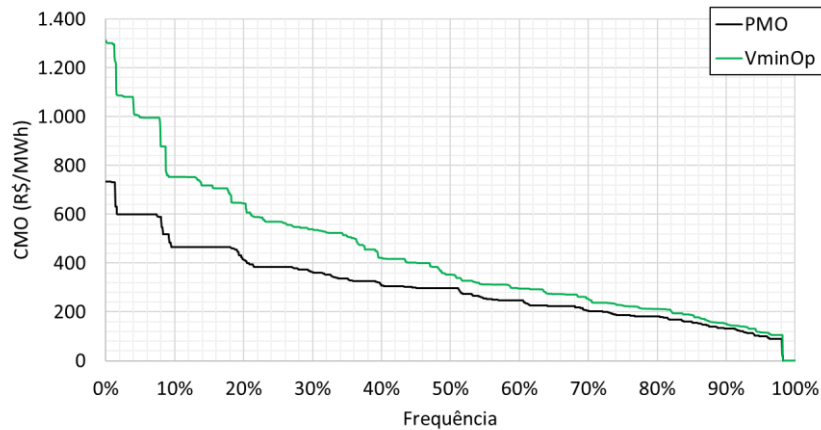


Figura 4-9 – Curva de permanência do CMO do subsistema SE/CO em fevereiro de 2019

A Figura 4-10 apresenta a curva de permanência do custo marginal de operação do subsistema Nordeste, para o mês de fevereiro de 2019.

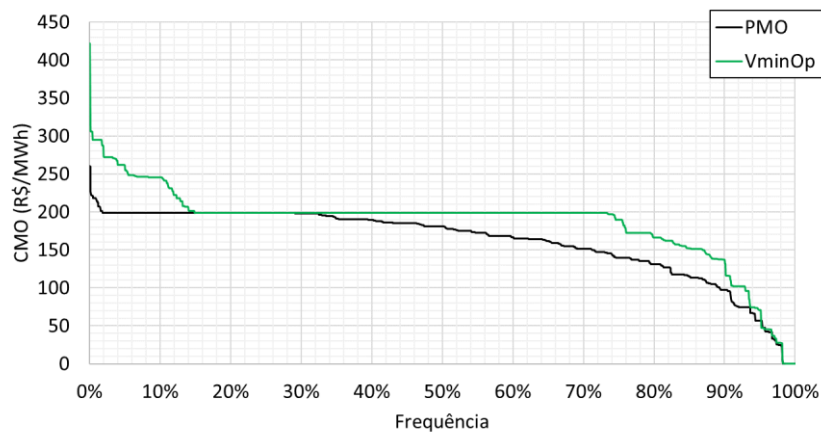


Figura 4-10 – Curva de permanência do CMO do subsistema Nordeste em fevereiro de 2019

4.2 Impactos no modelo DECOMP

Neste item são avaliados os custos marginais de operação do modelo DECOMP resultantes da aplicação do *VminOp*.

Na Figura 4-11 são apresentados os custos marginais de operação para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste considerando os PMOs de janeiro a março de 2019 e suas respectivas revisões. Destaca-se que os impactos nos resultados do

modelo DECOMP decorrem apenas do acoplamento com o NEWAVE através da função de custo futuro⁵. Os decks do DECOMP não sofreram qualquer modificação. Os resultados obtidos são comparados com os oficiais e com os divulgados pelo ONS em função da operação sombra, em que o *VminOp* foi aplicado apenas no mês de novembro, em valores iguais a 10%EAR_{máx} para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte e 30% EAR_{máx} para o subsistema Sul.

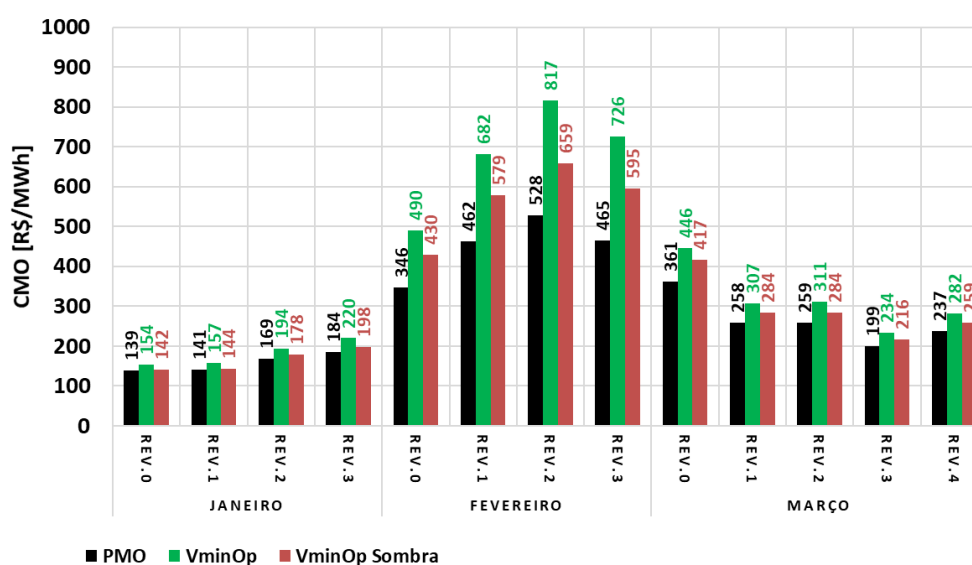


Figura 4-11 – Custo Marginal de Operação do subsistema SE/CO - 2019

Da Figura 4-11 pode-se observar que a maior elevação nos CMOs ocorreu na revisão 2 do PMO de fevereiro de 2019, cuja diferença, em relação ao caso oficial (PMO) foi de 289 R\$/MWh. Nas revisões dos PMOs de janeiro e março, não há alterações significativas. Cabe ressaltar que durante as revisões 2 e 3 do PMO de fevereiro houve, na operação, um despacho termoelétrico complementar ao definido pelo modelo, limitado à usina termoelétricas de CVU abaixo de 588 R\$/MWh, conforme deliberação do CMSE.

4.3 Sensibilidade em relação ao valor da penalidade

Conforme foi definido no item 3, o valor da penalidade associada ao montante de violação dos requisitos de Volume Mínimo Operativo deve variar

⁵ Estão sendo estudadas alternativas para consideração das restrições de Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP, que não somente a leitura da função de custo futuro.

entre o CVU mais elevado dentre as usinas termoeletricas em operação no horizonte de planejamento do NEWAVE, mais a aplicação de 11 taxas de desconto mensais consecutivas, e o custo do déficit, para que se garanta que todo o parque termoeletrico seja acionado em caso de violação desses requisitos. O que se segue é uma avaliação de sensibilidade em relação aos custos marginais de operação, considerando a penalidade variando na faixa citada.

A Figura 4-12 apresenta uma curva de permanência dos CMOs de fevereiro, considerando o PMO de janeiro de 2019, onde são comparados resultados obtidos considerando a penalidade 0,1% abaixo do custo do déficit (curva verde), igual ao CVU da térmica mais cara (curva roxa) e igual ao CVU da térmica mais cara, aplicando 11 taxas de desconto mensais (curva vermelha).

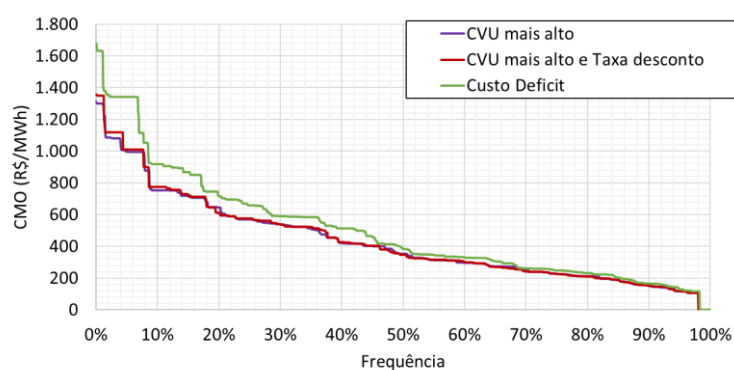


Figura 4-12 – Curva de permanência do CMO do Sudeste/Centro-Oeste em fev/19 (PMO de jan/19)

Da figura anterior, observa-se que a consideração da taxa de desconto pouco altera a distribuição do custo marginal de operação, se comparado ao caso sem a aplicação da taxa, porém garantindo, conceitualmente, que todo o parque termoeletrico seja despachado em caso de violação de V_{minOp} . Quando comparados os resultados com a penalidade próxima do custo do déficit, observa-se que há um aumento mais expressivo nos CMOs, principalmente quando esses encontram-se em patamares mais elevados. Esse aumento não traz qualquer ganho significativo em termos de segurança, tornando apenas a operação mais cara. Dessa forma, a opção do GT-Metodologia foi por sugerir o uso da penalidade indexada ao CVU da térmica mais cara, considerada a taxa de desconto, conforme foi discutido no item 3.

4.4 Sensibilidade em relação ao Racionamento Preventivo

Nos estudos de sensibilidade realizados nos casos para cálculo de garantias físicas, verificou-se que, à medida que se aumentava o volume mínimo operativo, o custo total do déficit aumentava.

A Figura 4-13 mostra o custo total de operação do caso base para cálculo de garantias físicas do LEN A-4/2018 com aplicação do VminOp em todos os REEs, exceto Itaipu, em todos os meses do período de planejamento com penalização em novembro e penalidade igual ao CVU da térmica mais cara, acrescido de 0,5%. O custo está separado em três parcelas: custo de geração térmica, custo de penalidades por violação de restrições e custo total do déficit. Os níveis mínimos considerados foram 10%, 20%, 30% e 40%.

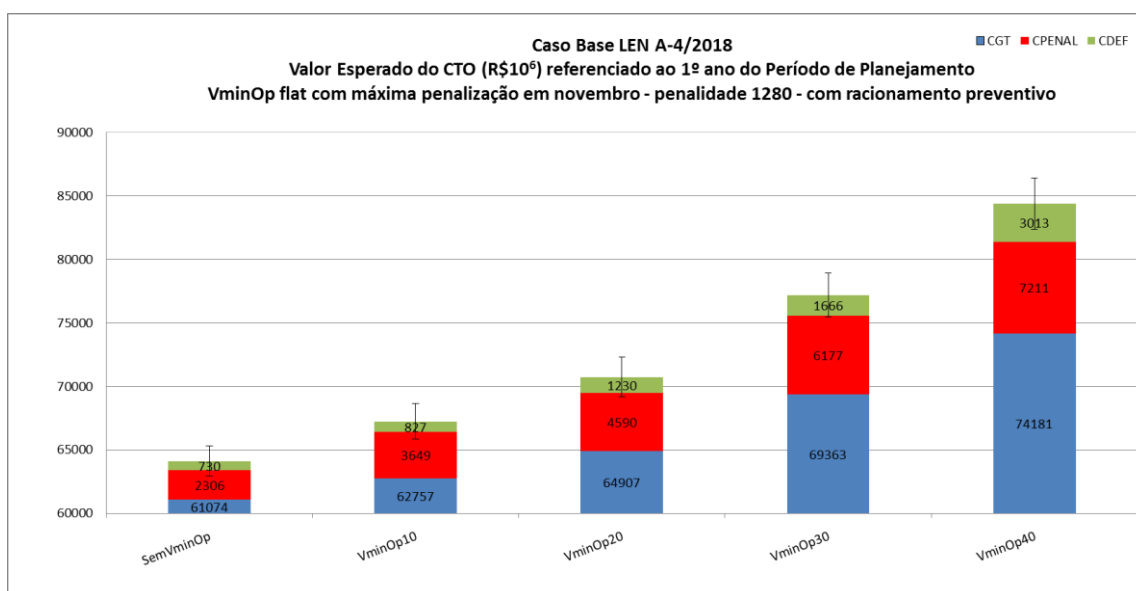


Figura 4-13 – Custo Total de Operação – Simulação final com racionamento preventivo

Esperava-se que, com a adoção de uma restrição cada vez mais avessa a risco, o custo de déficit diminuísse. No entanto, observa-se nos gráficos o aumento do custo total de déficit, principalmente para volumes mínimos bastante restritivos.

Esse comportamento acontece porque o modelo indica cortes de carga preventivos para atendimento a restrições tanto de volume mínimo operativo, quanto outras já presentes na versão oficial do modelo, como vazão mínima.

É importante lembrar que cortes da função de custo futuro podem ter inclinação maior que o custo de déficit quando é preferível guardar água para atender a demanda e reduzir maiores déficits no futuro. Assim, os cortes de carga preventivos ocorrem quando a função de custo futuro tem cortes cuja inclinação é maior que o custo de déficit, portanto, o ótimo econômico é cortar a carga.

A adoção do corte de carga preventivo na simulação final visa manter a coerência com o cálculo da política de operação, em que o racionamento preventivo faz parte da metodologia.

No entanto, os racionamentos preventivos, que são resultados da otimização do modelo energético, não são implementados, automaticamente, na operação do SIN. Ainda que, nos decks oficiais do NEWAVE para o Programa Mensal de Operação, a simulação final seja realizada com a adoção do racionamento preventivo, em consonância aos Procedimentos de Rede vigentes, o ONS adota tanto no Plano da Operação Energética (PEN) quanto nos estudos para avaliação das condições de atendimento energético, como aqueles que são apresentados nas reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a funcionalidade de não considerar o racionamento preventivo na simulação final do NEWAVE.

A metodologia existente no modelo para esse fim consiste em se elevar o custo de déficit o mínimo necessário para que se torne superior ao valor da água e assim despachar o recurso hidráulico disponível em vez de causar o déficit preventivo.

A Figura 4-14 apresenta então o custo total de operação para os mesmos casos, agora sem racionamento preventivo na simulação final.

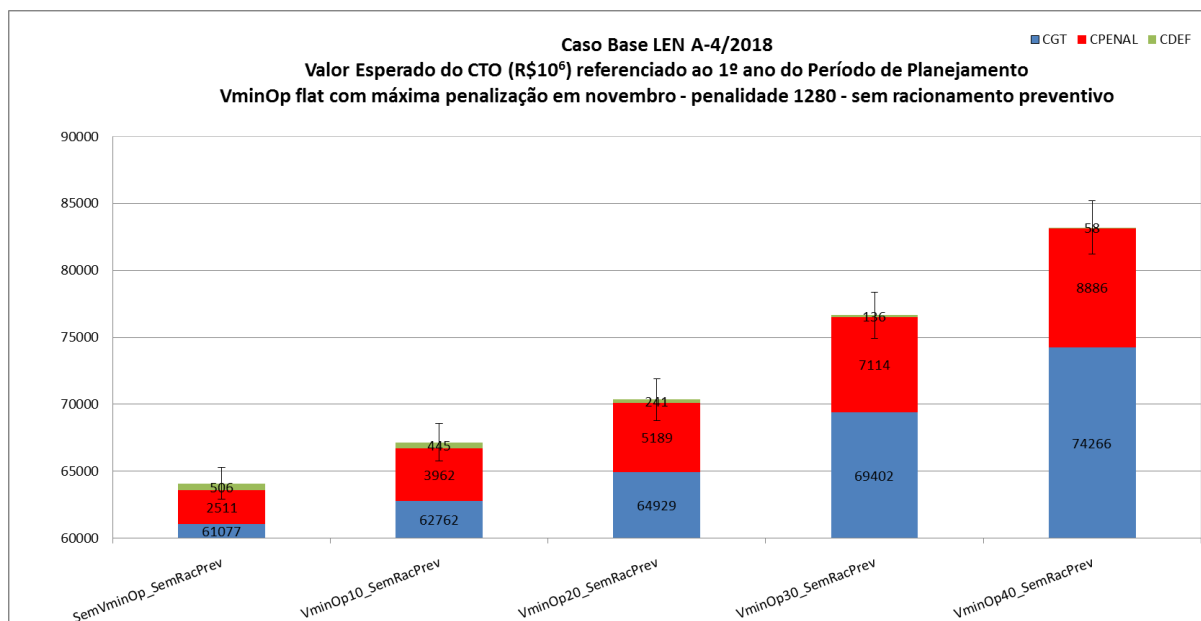


Figura 4-14 – Custo Total de Operação – Simulação final sem racionamento preventivo

Observa-se uma redução expressiva nos custos de déficit e uma leve redução no custo total de operação. O comportamento passa a ser intuitivo, com redução de déficit à medida que se aumenta a aversão a risco de armazenamentos baixos.

A Figura 4-15 apresenta o custo marginal de operação médio dos cinco anos do período de estudo com e sem racionamento preventivo na simulação final. Observa-se que as diferenças de CMO entre considerar o racionamento preventivo ou não são pequenas.

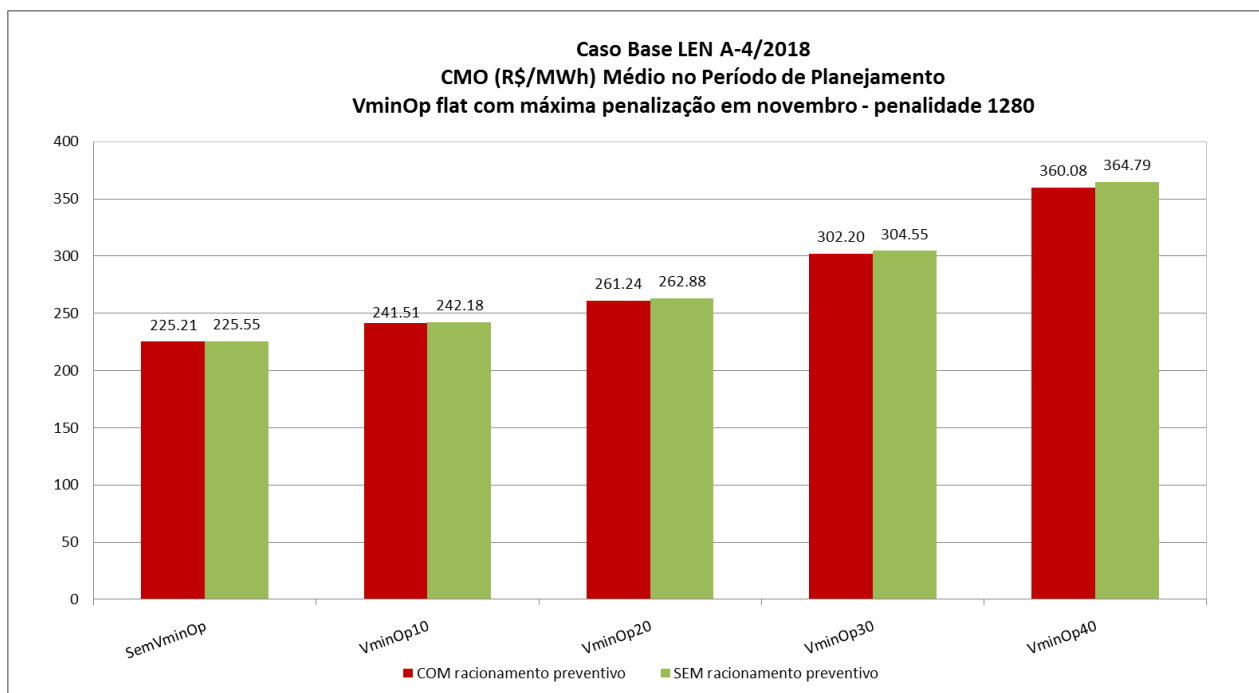


Figura 4-15 – Custo Marginal de Operação – Simulação final com e sem racionamento preventivo

Diante do exposto, este relatório recomenda que a simulação final do NEWAVE seja realizada sem racionamento preventivo.

4.5 Estudos de Planejamento

Os níveis mínimos indicados no item 2 deste relatório são considerados estruturais. Nenhum deles depende de premissas conjunturais, como capacidade de intercâmbio e geração térmica prevista.

- Sudeste/Centro-Oeste: O ONS não espera que o nível abaixo do qual se perde a controlabilidade dos reservatórios se altere dentro do horizonte do Plano Decenal de Expansão.
- Sul: Não é prevista expansão hidrelétrica expressiva na Região Sul e as características das usinas existentes consideradas para a estimativa de nível mínimo do Sul são estruturais.
- Nordeste: A Resolução ANA nº 2.081/2017 apresenta valores estruturais e previsíveis para a operação do Rio São Francisco.
- Norte: O nível abaixo do qual há o completo desligamento da segunda casa de força de Tucuruí é uma característica estrutural da usina.

Considerando o caráter estrutural dos níveis mínimos, entende-se adequado adotá-los nos estudos cálculo de garantia física e Plano Decenal de Expansão, visando sempre aproximar os estudos de expansão e operação.

Quanto ao cálculo de energia firme, usada como fator de rateio do bloco hidráulico para o cálculo de garantia física das usinas hidrelétricas, a adoção de volumes mínimos operativos penalizáveis é inviável e contrariaria o próprio conceito da energia firme, que tem como premissa o uso de toda a energia armazenada disponível para atendimento ao período mais crítico do histórico de vazões.

Nos itens a seguir serão apresentados os impactos nos estudos de cálculo de Garantia Física e PDE ao aplicar as restrições de volume mínimo operativo.

4.5.1 Caso Base LEN A-4/2018

Os resultados apresentados neste item se referem ao caso base para cálculo de garantia física do leilão A-4/2018. São comparados o caso original e o caso com VminOp, ambos executados na versão 25.6 do NEWAVE com a mesma carga crítica.

Serão analisados apenas os resultados do SIN, visto que os armazenamentos de cada REE não impactam o cálculo de garantia física.

A Figura 4-16 apresenta a evolução temporal da energia armazenada do SIN ao longo do primeiro ano do período de estudo para as 85 séries históricas de vazões.

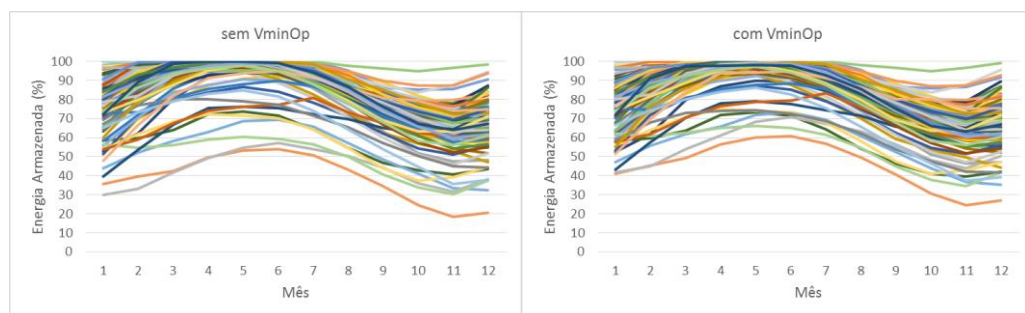


Figura 4-16 – Energia Armazenada do SIN – Caso Base A-4/2018

Observa-se o aumento da energia armazenada, visível principalmente nas séries mais críticas. A série com menores armazenamentos atingia níveis menores que 20% e, com a inclusão do VminOp, não atingiria mais.

A Figura 4-17 apresenta o custo de déficit e o custo de geração térmica.

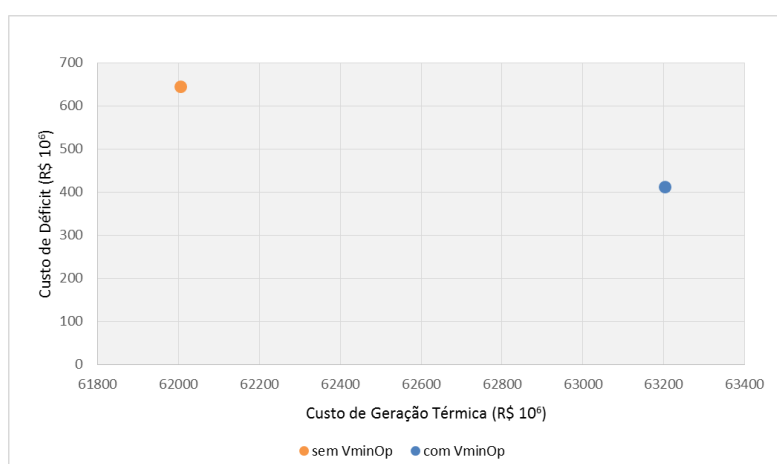


Figura 4-17 – Custo de Déficit x Custo de Geração Térmica– Caso Base A-4/2018

Observa-se o aumento do custo de geração térmica e a redução do custo de déficit. Quanto ao CMO, houve variação de 227,59 R\$/MWh para 233,79 R\$/MWh.

4.5.2 Plano Decenal de Expansão

Considerando a característica estrutural do volume mínimo operativo, a metodologia será empregada no Plano Decenal de Expansão. A seguir são apresentadas sensibilidades utilizando o deck do PDE 2026 já considerando as outras deliberações do GT MET, como reamostragem dos cenários forward, uso do centroide como representante de cada cluster da agregação e correlação espacial mensal.

As figuras abaixo apresentam o impacto nos resultados ao considerar o volume mínimo operativo.

Observa-se no gráfico a seguir que os casos são estatisticamente iguais sob o ponto de vista do déficit e do custo de geração térmica, o que indica que a operação definida pelo modelo para o estudo do PDE não sofreu impacto significativo.

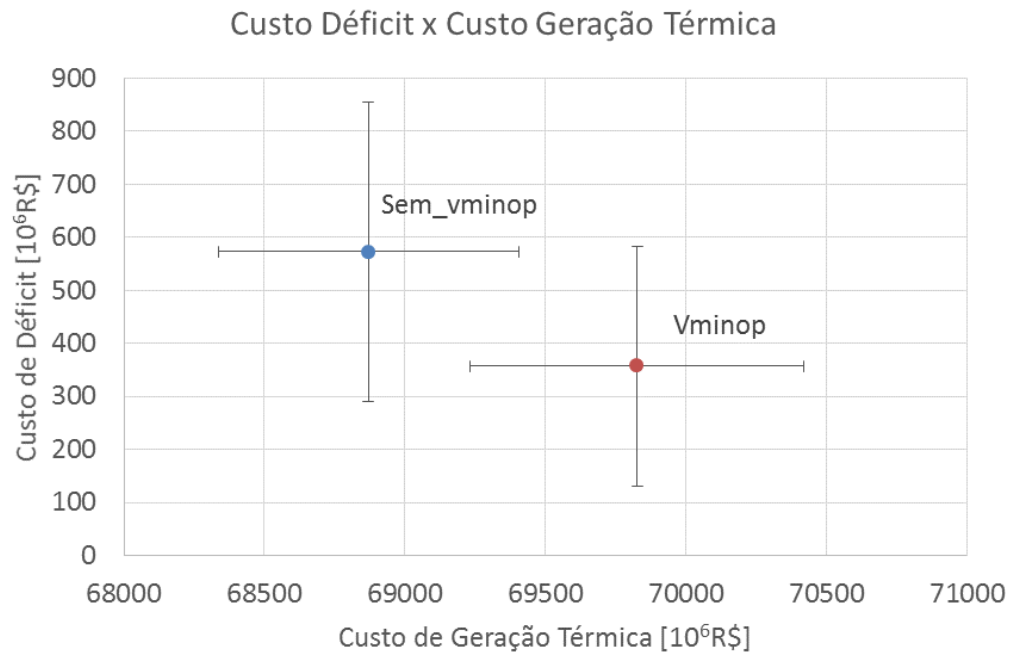


Figura 4-4-18 Custo de déficit e custo de geração térmica usando ou não o VMINop.

Em termos de CMO, observa-se na Figura 4-4-19 que as distribuições acumuladas provenientes dos casos usando ou não o VminOp são relativamente parecidas.

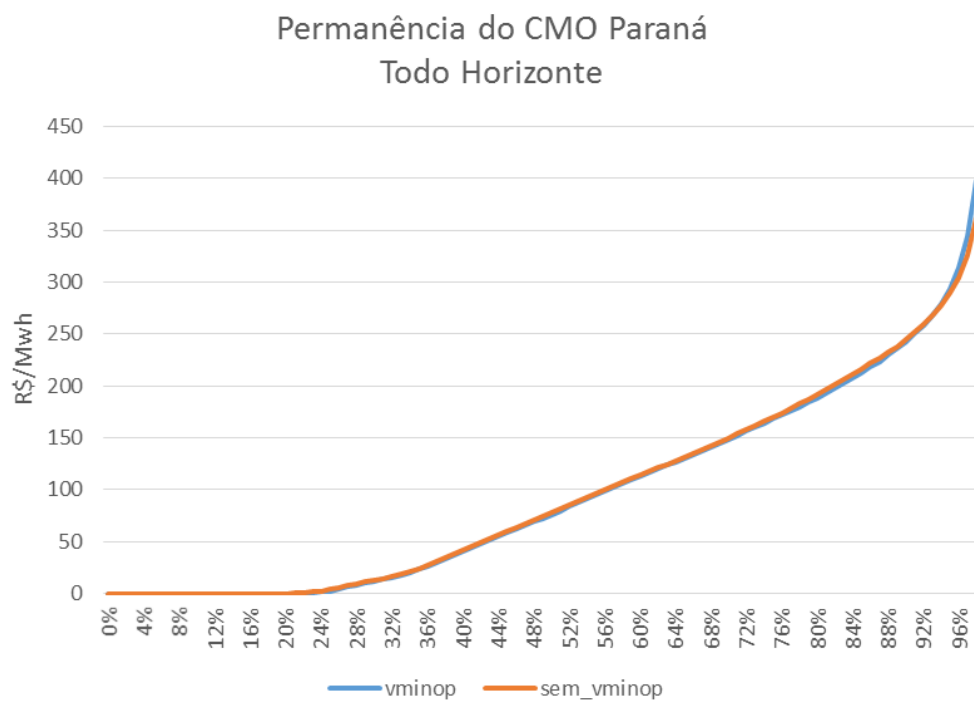


Figura 4-4-19 Distribuição do CMO de todos os períodos do horizonte, para todas as séries do Submercado Paraná usando ou não o VminOp.

Em relação ao armazenamento, se observa para a maioria dos REEs redução na probabilidade de violação mesmo quando há violação. No caso do REE Norte, observa-se em alguns meses aumento da probabilidade de violação, explicado pelo fato do modelo visualizar uma condição futura mais favorável para essa região.

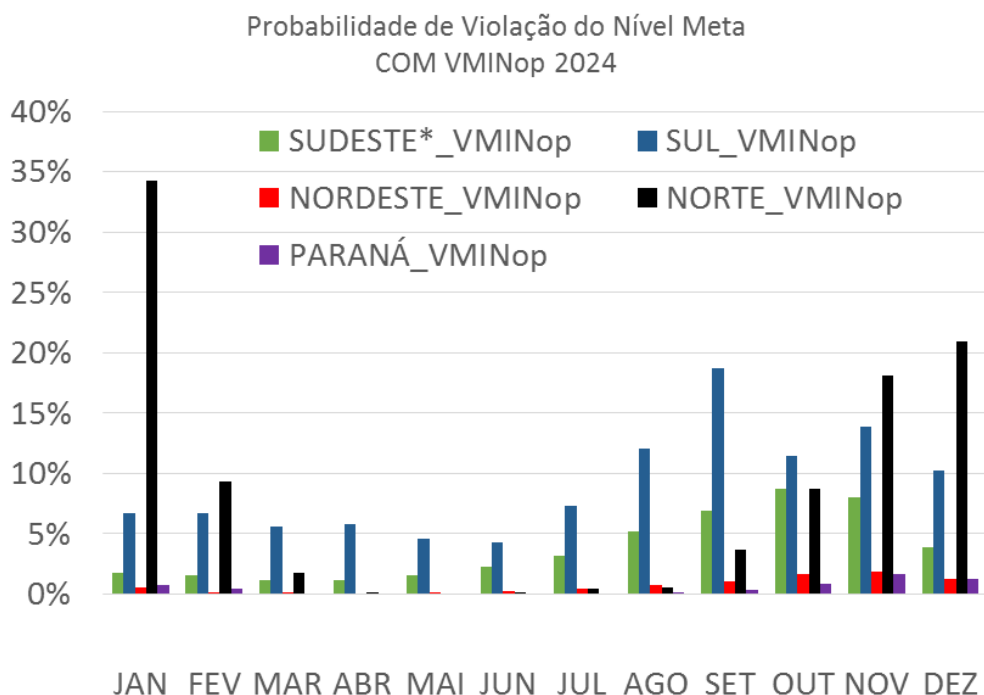
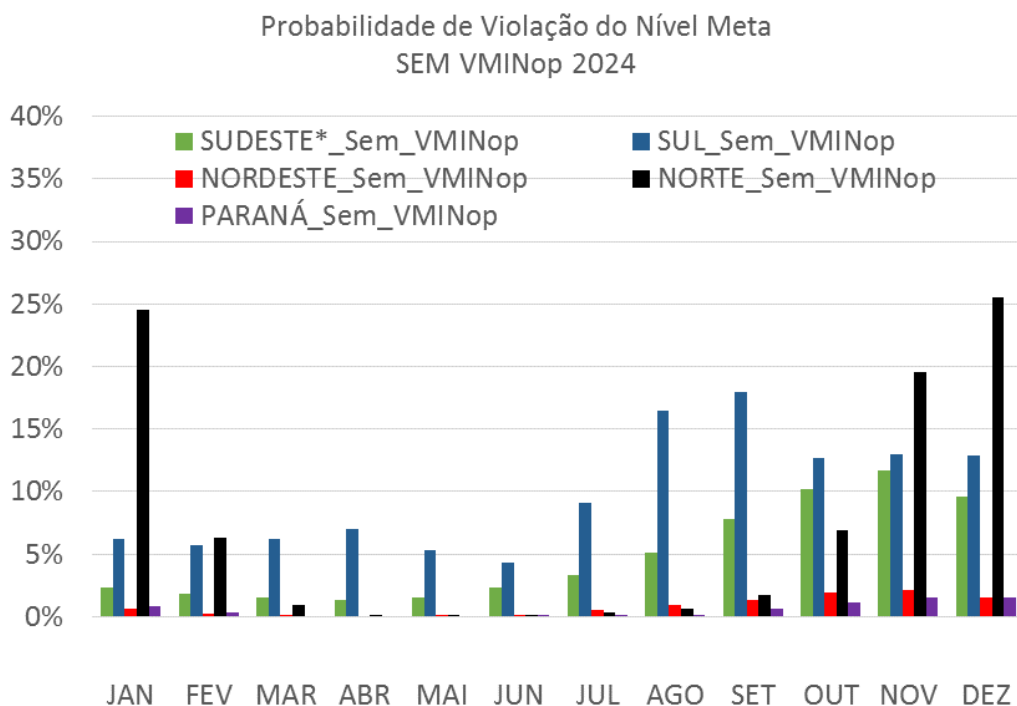


Figura 4-4-20 Probabilidade de violação do nível meta usando ou não o VMINop

5 Avaliação dos efeitos do PLD considerando o Volume Mínimo Operativo nos resultados da contabilização

Para um melhor entendimento dos possíveis impactos da aplicação do PLD considerando o Volume Mínimo Operativo (PLD_VminOp), foram simulados 3 meses de operação da contabilização (janeiro de 2019 a março de 2019). Para isso, foi necessário adotar as seguintes premissas:

- Alteração do PLD oficial utilizado na contabilização para o PLD que considerou o uso do Volume Mínimo Operativo (PLD_VminOp);
- Não alterações nos despachos de usinas, sendo mantidas a mesma programação, operação e atendimento aos despachos ocorridos na operação real;
- Manutenção de todos os demais parâmetros e entradas utilizadas na contabilização, como contratos, consumo, geração, sazonalização etc.

Com os resultados das simulações dos meses de janeiro a março de 2019, foram realizadas as comparações dos impactos financeiros, conforme apresentados nos tópicos seguintes desse capítulo.

Com a adoção do Volume Mínimo Operativo (VminOp), para o período que compreende os meses de janeiro a março de 2019, foi observado um aumento nos valores do PLD, conforme pode ser observado na tabela abaixo. Vale ressaltar que esse é um período curto de análise e que no longo prazo os valores do PLD podem diminuir dado que o nível de armazenamento do sistema será melhor, fazendo com que seja necessário um menor despacho térmico.

Os valores do PLD obtidos estão apresentados na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 - Valores médios do PLD para a simulação de jan/19 a mar/19

Média mensal - SE	Média Jan/19 - Mar/19	Diferença %
Oficial	R\$ 284,70	
VminOp	R\$ 323,41	+ 14%

Média mensal - S	Média Jan/19 - Mar/19	Diferença %
Oficial	R\$ 284,70	
VminOp	R\$ 323,41	+ 14%

Média mensal - NE	Média Jan/19 - Mar/19	Diferença %
Oficial	R\$ 130,10	
VminOp	R\$ 133,55	+ 3%

Média mensal - N	Média Jan/19 - Mar/19	Diferença %
Oficial	R\$ 55,49	
VminOp	R\$ 57,60	+ 4%

Os valores de PLD em semana-patamar utilizados para a simulação dos efeitos financeiros, para os meses de janeiro a março de 2019, possuem o comportamento médio mensal apresentado na Figura 5-1, em R\$/MWh.

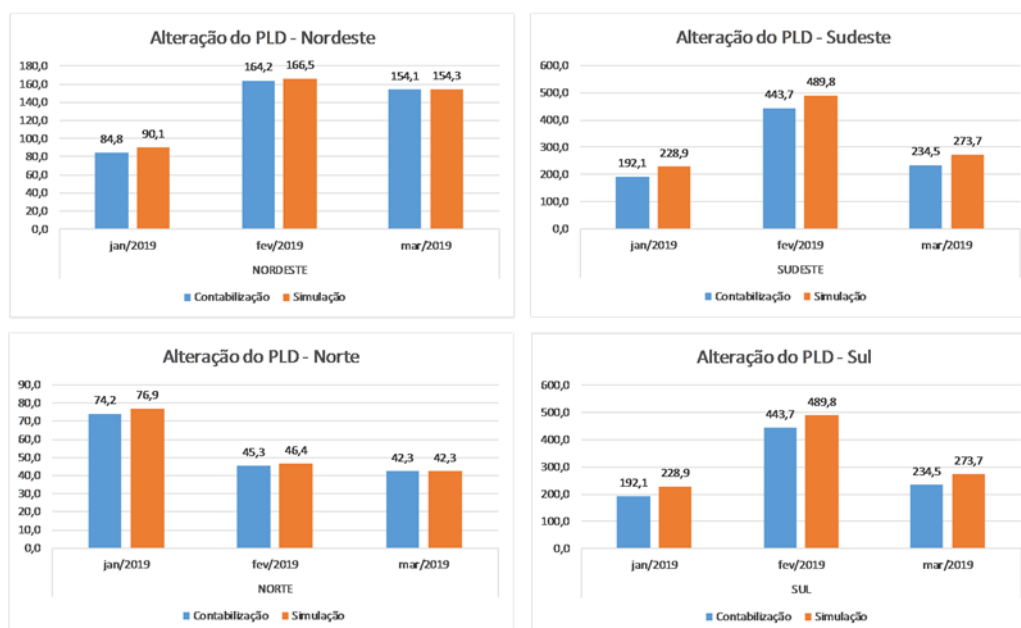


Figura 5-1 - Alterações no PLD médio mensal devido a adoção do VminOp

Serão apresentados a seguir os principais impactos financeiros simulados para as contabilizações de janeiro a março de 2019. Foi verificado um impacto importante nos resultados da contabilização, especialmente devido ao aumento do PLD e também à maior diferença de preços entre os submercados.

5.1 Efeitos da maior diferença de preços entre submercados

Como citado, a alteração do PLD fez com que existisse uma maior diferença de preços entre os submercados, para o período avaliado na contabilização, ou seja, de janeiro a março de 2019. As maiores diferenças foram observadas entre os submercados Norte e Sul e entre Norte e Sudeste/Centro-Oeste.

Em valores médios, o submercado Norte passou a operar de R\$ 52,04/MWh para R\$ 54,60/MWh, enquanto os submercados Sul e Sudeste passaram a operar de R\$ 222,96/MWh para R\$ 255,84/MWh. Com isso, a diferença de preços entre submercados, que na média era de R\$ 170,92/MWh, passou a ser de R\$ 201,24/MWh, o que representa aumento médio de 18%.

Como efeito, essa mudança provoca um aumento nas sobras financeiras disponíveis para o alívio das exposições futuras (de Encargos de Serviços de Sistema - ESS) em cerca de R\$ 0,5 bilhão, como apresentado na Figura 5-2.



Figura 5-2 - Aumento nas sobras financeira disponíveis para o alívio das exposições futuras (ESS).

Outro efeito decorrente do aumento na diferença de preço entre submercados foi o aumento na exposição negativa remanescente assumida

pelos distribuidores. Esse impacto negativo foi acrescido em R\$ 0,5 bilhão, conforme apresentado na Figura 5-3.

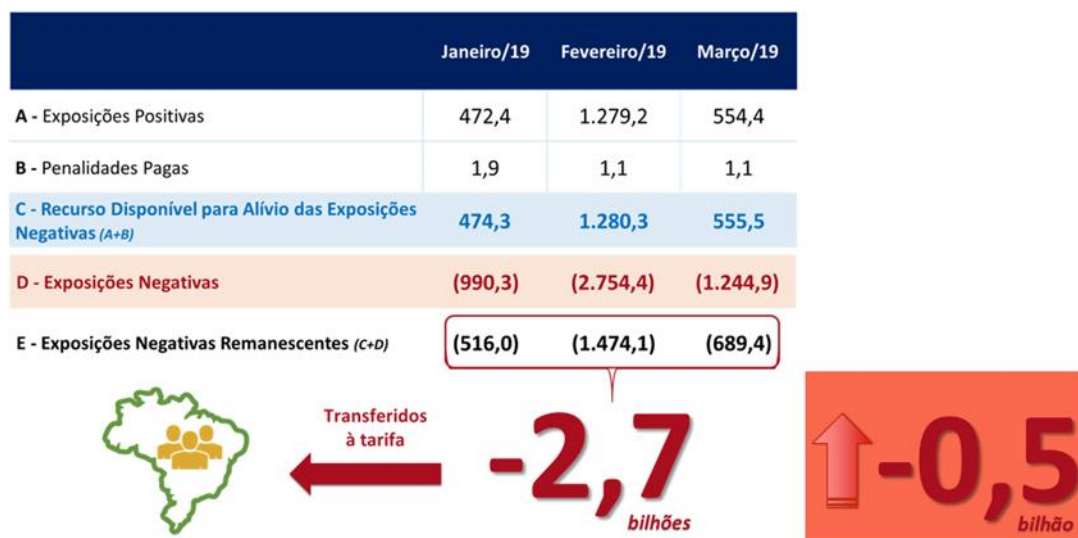


Figura 5-3 - Aumento na exposição negativa remanescente

5.2 Efeitos do aumento do PLD

Com o aumento médio do PLD, pode ser observado um impacto importante para os distribuidores em relação aos efeitos da contratação no ACR no Mercado de Curto Prazo (MCP). Os efeitos financeiros suportados pelos distribuidores aumentaram cerca de 8,5% (R\$ 252 milhões), principalmente em razão do efeito da contratação por disponibilidade (CCEAR-D), conforme apresentado na Figura 5-4.



Figura 5-4 - Efeitos da contratação no ACR no Mercado de Curto Prazo – Positivo em azul e negativos em vermelho

Com relação aos ESS, verifica-se uma redução nos valores simulados de janeiro a março de 2019. Dentre os encargos, a maior redução ocorreu no encargo de reserva operativa de potência, que são excepcionalmente considerados como segurança energética no âmbito da simulação, até que haja regra de comercialização aprovada para sua contabilização.

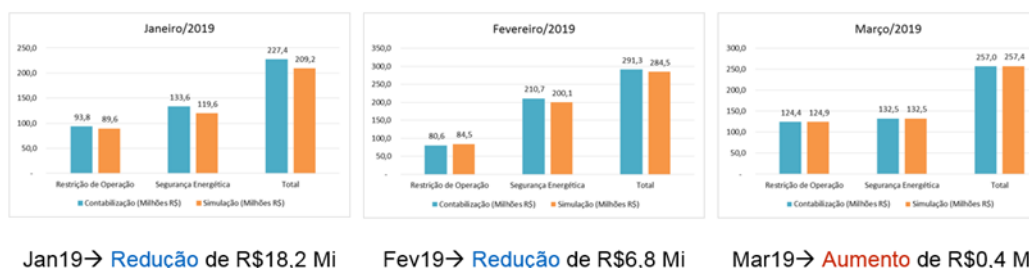


Figura 5-5 - Efeitos financeiros nos encargos de serviço do sistema (ESS)

Como o encargo de reserva operativa de potência ressarcie o gerador proporcionalmente à diferença entre o PLD e o custo ofertado pelo agente, o aumento no PLD diminui os efeitos dos encargos no mercado de curto prazo. Até o momento, não é considerada a possível majoração que acrescerá até 30% do CVU original da usina, conforme oferta do agente.

Por fim, observa-se que o total de ESS passou de R\$ 775,7 milhões para R\$ 750,7 milhões, observando uma redução próxima de 3,2% no impacto financeiro assumido pelos agentes que possuem consumo na contabilização do MCP.

5.3 Principais impactos financeiros líquidos por classe de agente

Em virtude dos efeitos anteriormente citados, apresenta-se os impactos divididos por classe de agente, para os meses de janeiro a março de 2019, na Figura 5-6.

Classe de Agente	Janeiro/2019	Fevereiro/2019	Março/2019	Impacto (Milhões R\$)
Produtor Independente	74,43	93,05	47,39	214,87
Comercializador	34,30	36,77	62,14	133,22
Gerador	55,50	34,41	40,93	130,85
Autoprodutor	4,73	2,71	4,21	11,65
Consumidor Livre	3,46	3,66	2,90	10,02
Consumidor Especial	0,51	2,35	0,68	3,54
Distribuidor	(176,00)	(178,73)	(160,48)	(515,21)

Figura 5-6 - Principais impactados por classe de agente

Observa-se que, ao agrupar os resultados dos agentes por classe, a única que resta impactada negativamente é a dos distribuidores. Contudo, todos os agentes que estão expostos negativamente ao PLD no seu balanço energético foram impactados a débito, em razão do aumento do preço. Da mesma forma, os agentes que estão expostos positivamente em seu balanço energético foram impactados a crédito.

6 Conclusão

Neste Relatório Técnico foram apresentados os impactos de se considerar a restrição de volume mínimo operativo (*VminOp*) no modelo de planejamento energético de médio prazo – NEWAVE, para aplicação no plano anual e no programa mensal da operação do SIN, e também nos estudos de cálculo de garantia física e no Plano Decenal de Expansão de energia. Os impactos apresentados foram avaliados através de simulações com os modelos NEWAVE e DECOMP.

Observando os resultados da simulação das 2.000 séries sintéticas de energia natural afluyente e das séries históricas, há impactos da adoção do *VminOp* na política hidrotérmica do NEWAVE, sendo estes tão mais significativos quanto mais baixos forem os níveis de armazenamento visitados nas séries sintéticas. Conforme esperado, para as séries de armazenamentos mais baixos, há uma elevação nos valores da água, em função da possibilidade de violação dos níveis de segurança. A verificação de tais impactos no curto prazo (modelo DECOMP) depende de quão severo é o cenário hidrológico que se materializa.

Os resultados apresentados evidenciam os ganhos em armazenamento com o uso da funcionalidade *VminOp*, o que confere maior segurança na operação dos reservatórios do SIN, minimizando a chance da necessidade da adoção de medidas operativas heterodoxas, como, a exemplo do que ocorreu em fevereiro de 2019, despachos termoelétricos além daqueles que foram resultantes dos modelos de otimização.

Em relação aos impactos da aplicação do PLD considerando o Volume Mínimo Operativo, foram simulados 3 meses de operação da contabilização (janeiro de 2019 a março de 2019). Com a adoção do Volume Mínimo Operativo (*VminOp*) foi observado um aumento nos valores do PLD, o que provocou: (i) aumento nas sobras financeiras disponíveis para o alívio das exposições futuras (de Encargos de Serviços de Sistema - ESS); (ii) aumento na exposição negativa remanescente assumida pelos distribuidores; (iii) redução do custo de encargo. Vale ressaltar que esse foi um período curto de análise e que no longo prazo os

valores do PLD podem diminuir dado que o nível de armazenamento do sistema será melhor, fazendo com que seja necessário um menor despacho térmico.

Os impactos do uso de *VminOp* em conjunto com os demais aprimoramentos metodológicos estudados pelo GT-Metodologia neste ciclo 2018/2019, bem como os rebatimentos nas parametrizações do mecanismo de aversão ao risco CVaR, estão avaliados em outro documento que compõe a Consulta Pública na qual este relatório está inserido.

7 Recomendações

Com base nas discussões e nos resultados apresentados neste Relatório Técnico, a CPAMP recomenda:

- Adotar, a partir da primeira semana operativa de 2020, a funcionalidade *VminOp* no modelo NEWAVE, para os processos do Programa Mensal de Operação e formação do Preço de Liquidação das Diferenças com Volumes Mínimos Operativos constantes ao longo de todos os meses do horizonte de planejamento do NEWAVE. Para os REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste em 10%EAR_{máx}, para os REEs do subsistema Sul em 30% EAR_{máx}, para o REE Nordeste em 22,5% EAR_{máx} e para o REE Norte em 10,7% EAR_{máx}. Nestes dois últimos subsistemas, destaca-se que é possível informar ao modelo o nível mínimo individualizado, por cada usina, através da funcionalidade VMINP, no arquivo *modif.dat*;
- Adotar a funcionalidade *VminOp* no modelo NEWAVE para o cálculo de Garantia Física e Plano Decenal de Expansão iniciados a partir de 2020;
- Rever com periodicidade anual os valores a serem utilizados nas restrições de volume mínimo operativo, dado que são associados à configuração hidroelétrica do sistema;
- Adotar a penalidade para violações de *VminOp* indexada ao CVU mais elevado das usinas termoeletricas em operação no horizonte de cinco anos do PMO, sendo $penalidade = (1 + taxadescontoanual)^{\frac{11}{12}} MAXCVU$, arredondada em duas casas decimais;
- Executar a simulação final do modelo NEWAVE sem a consideração de racionamento preventivo;
- Avaliar eventuais adequações nos Procedimentos de Rede;

- Avaliar a priorização no próximo ciclo de trabalho da CPAMP, de avanços metodológicos no modelo DECOMP para a consideração do V_{minOp} como variável de estado ou a aplicação da restrição de volume mínimo individualmente, nos reservatórios das usinas hidrelétricas situados nas cabeceiras das principais bacias.

8 Referências

- [1] M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G. Melo, “Ten years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Description of the NEWAVE program”, 16th PSCC – Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- [2] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz, “Twenty years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Main features and improvements on the NEWAVE model”, 20th PSCC – Power Systems Computation Conference, Ireland, 2018.
- [3] A.L. Diniz, F.S. Costa, M.E.P. Maceira, T.N. Santos, L.C. Brandão, R.N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- [4] CPAMP, “Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo”. Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03/2018. 11 de dezembro de 2018.
- [5] DINIZ, A. L.; VASCONCELLOS, C. L. V.; MACEIRA, M. E. P.; PENNA, D. D. J. "NOVA SAR: Aprimoramentos na Metodologia de Superfície de Aversão ao Risco (SAR) para o Problema de Planejamento de Médio/Longo Prazo da Operação de Sistemas Hidrotérmicos". Relatório Técnico CEPEL nº 15444, 2016a.
- [6] DINIZ, A. L.; VASCONCELLOS, C. L. V.; MACEIRA, M. E. P.; PENNA, D. D. J. "A two level SDDP Solving Strategy with Risk-Averse Multivariate Storage Levels for Long Term Power Generating Planning". ICSP – International Conference on Stochastic Programming. Rio de Janeiro, Brazil. 2016b.
- [7] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. “Definição do armazenamento mínimo para região Sul, a ser considerado nos estudos de planejamento energético”. Nota Técnica ONS NT 0145/2018. 2018.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. Resolução nº 2.081. 4 de dezembro de 2017.

9 Anexo A

9.1 PMO de janeiro de 2019

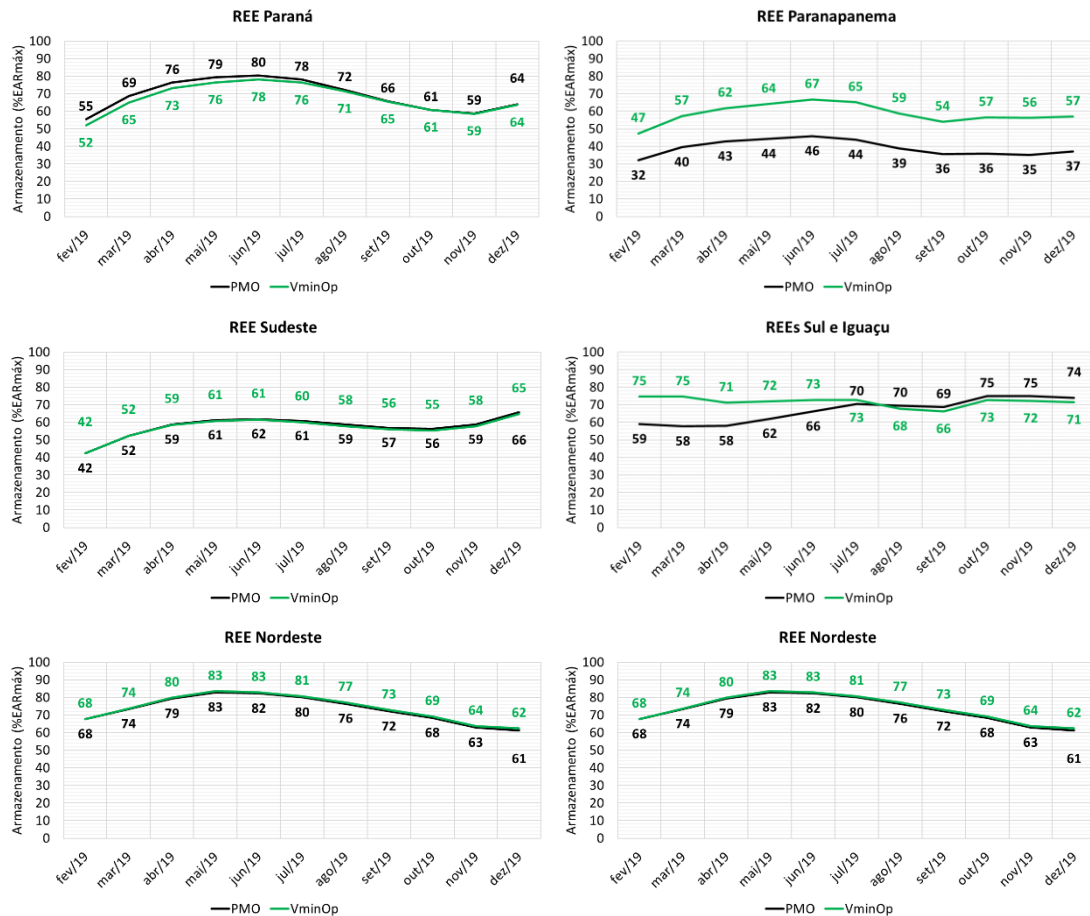


Figura 9-1 – Armazenamento médio

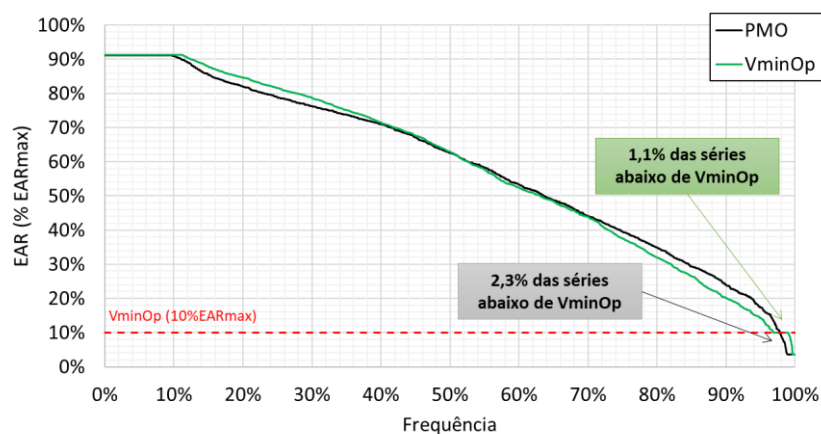


Figura 9-2 – Curva de permanência de armazenamento – REE Paraná (nov/19)

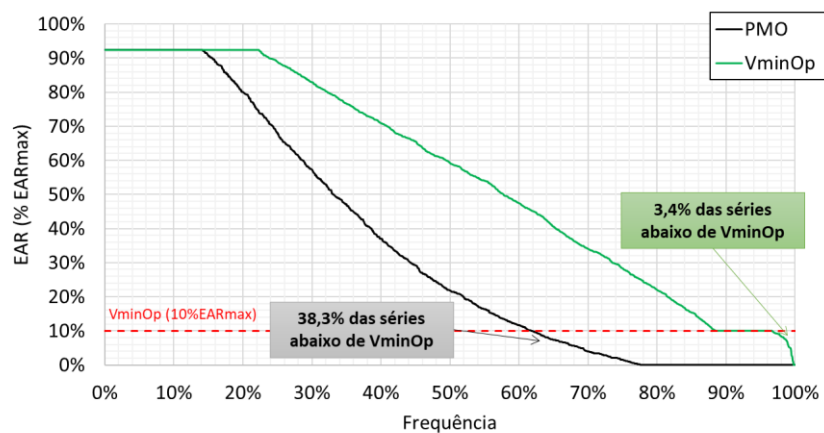


Figura 9-3 – Curva de permanência de armazenamento – REE Paranapanema (nov/19)

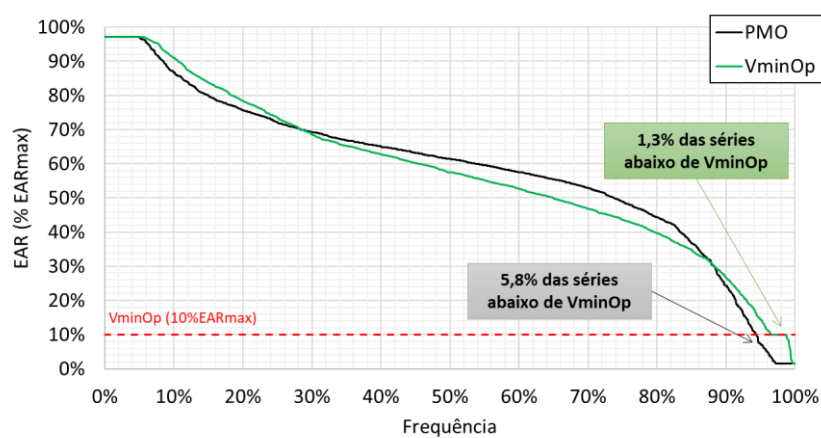


Figura 9-4 – Curva de permanência de armazenamento – REE Sudeste (nov/19)

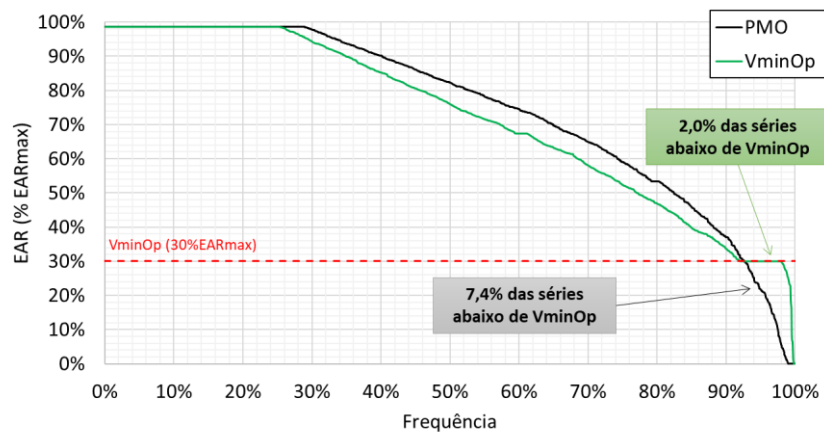


Figura 9-5 – Curva de permanência de armazenamento – Subsistema Sul (nov/19)

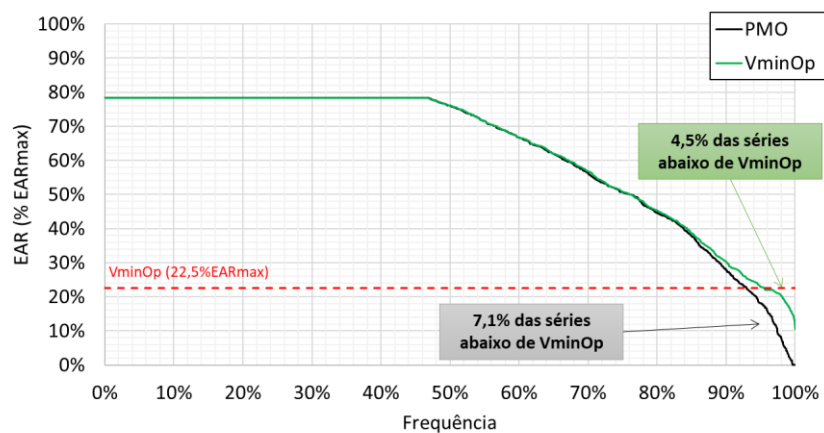


Figura 9-6 – Curva de permanência de armazenamento – REE Nordeste (nov/19)

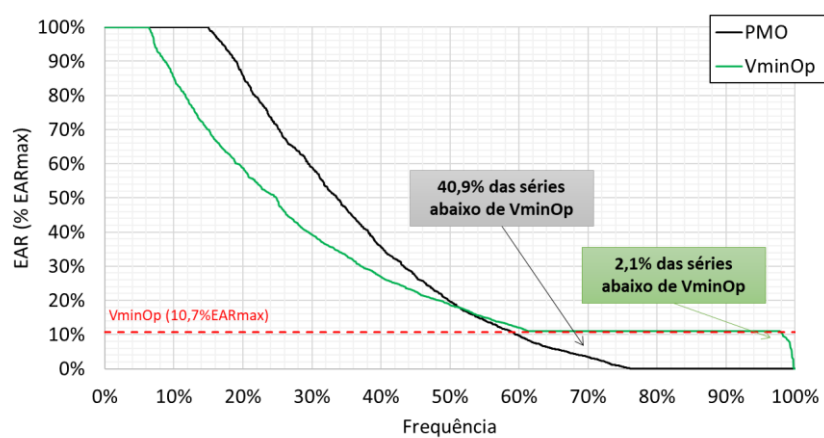


Figura 9-7 – Curva de permanência de armazenamento – REE Norte (nov/19)

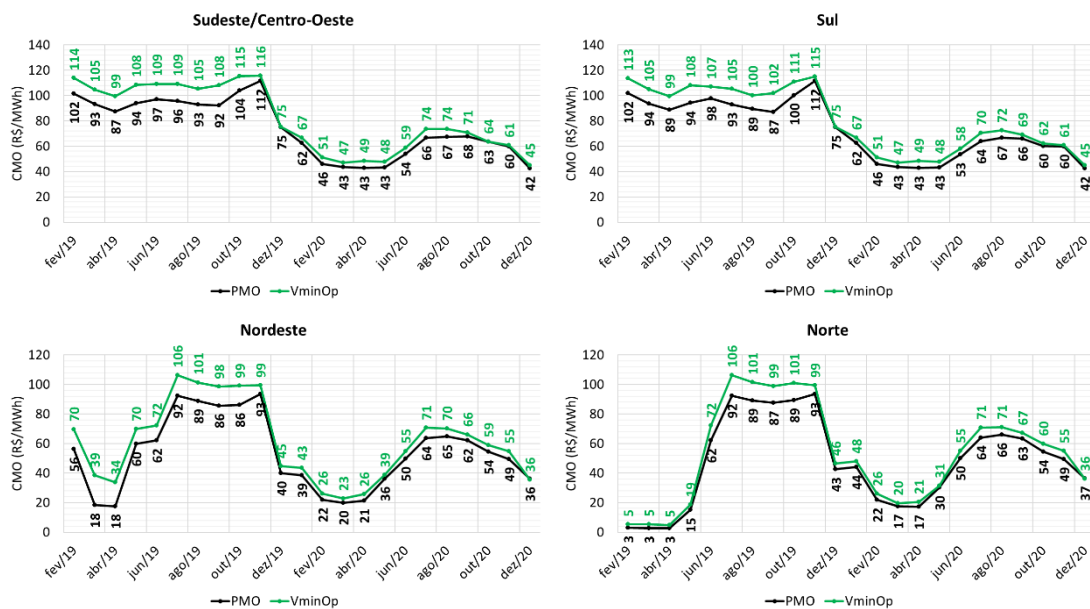


Figura 9-8 – CMO médio mensal

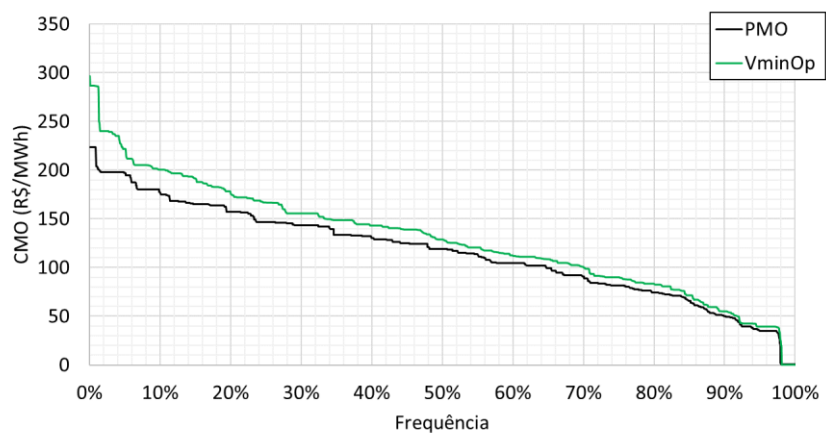


Figura 9-9 – Curva de permanência de CMO – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (jan/19)

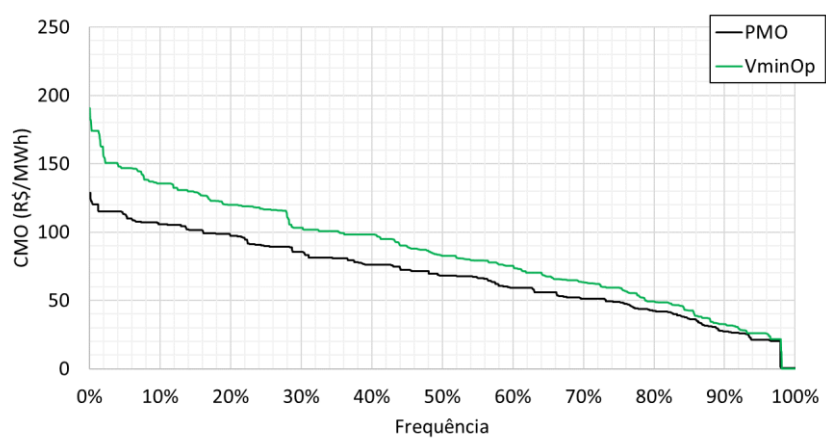


Figura 9-10 – Curva de permanência de CMO – Subsistema Nordeste (jan/19)

9.2 PMO de março de 2019



Figura 9-11 – Armazenamento médio

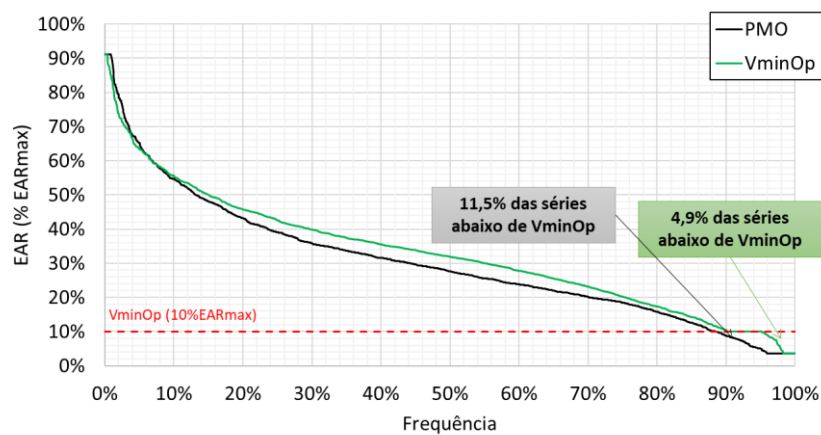


Figura 9-12 – Curva de permanência de armazenamento – REE Paraná (nov/19)

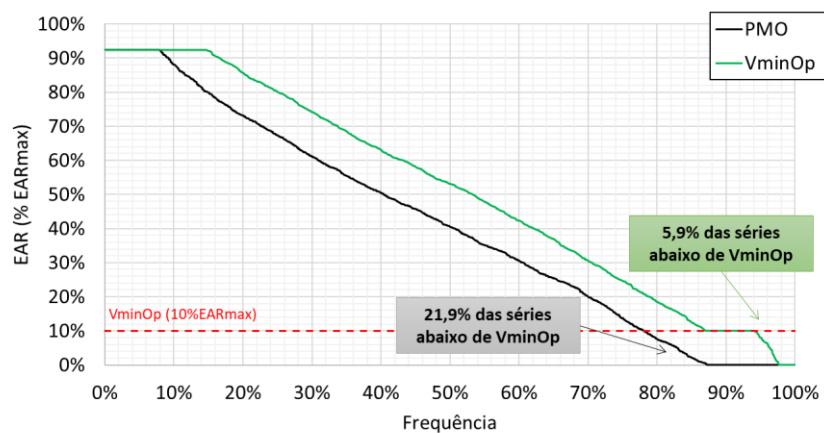


Figura 9-13 – Curva de permanência de armazenamento – REE Parapanema (nov/19)

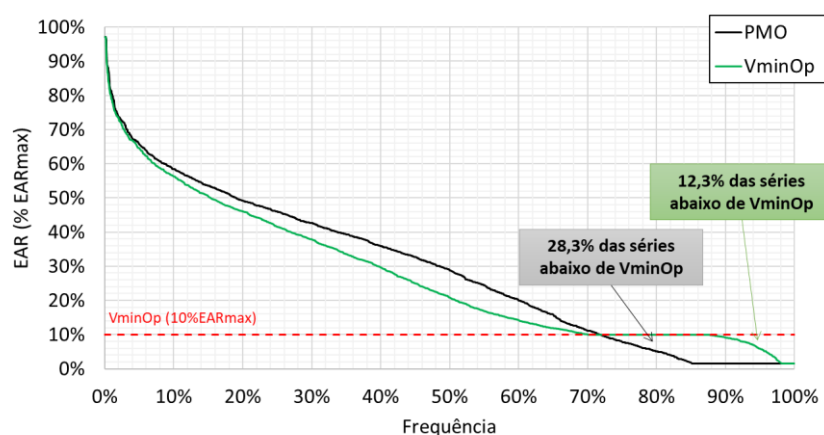


Figura 9-14 – Curva de permanência de armazenamento – REE Sudeste (nov/19)

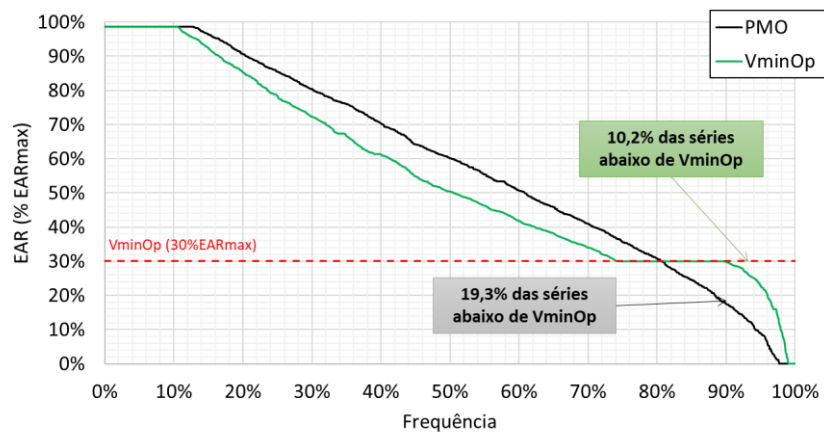


Figura 9-15 – Curva de permanência de armazenamento – Substema Sul (nov/19)

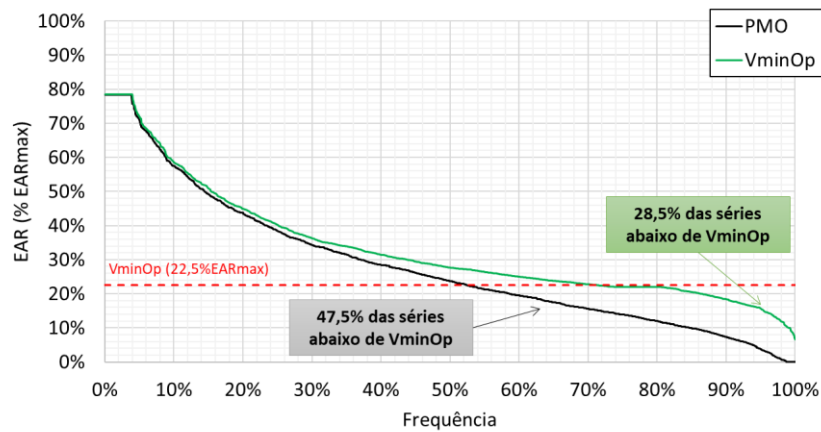


Figura 9-16 – Curva de permanência de armazenamento – REE Nordeste (nov/19)

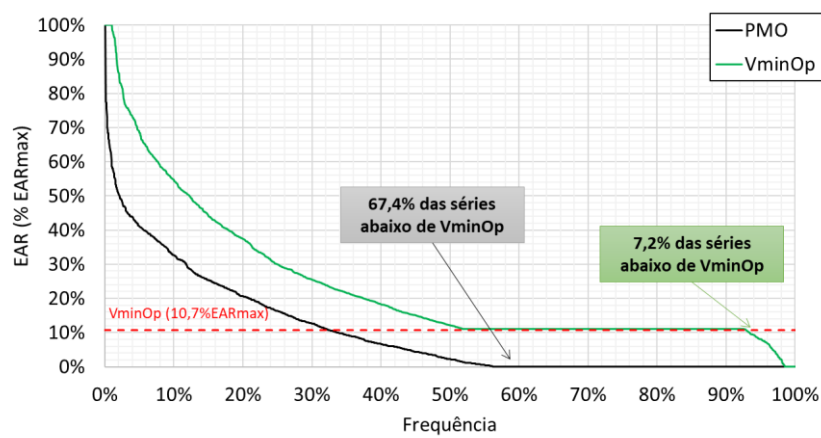


Figura 9-17 – Curva de permanência de armazenamento – REE Norte (nov/19)

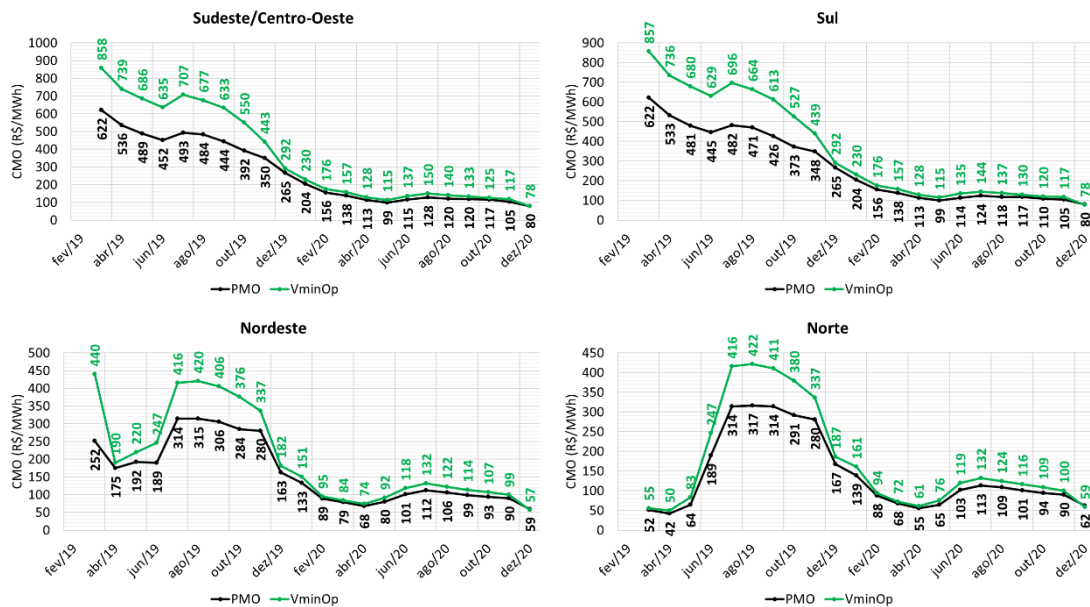


Figura 9-18 – CMO médio mensal

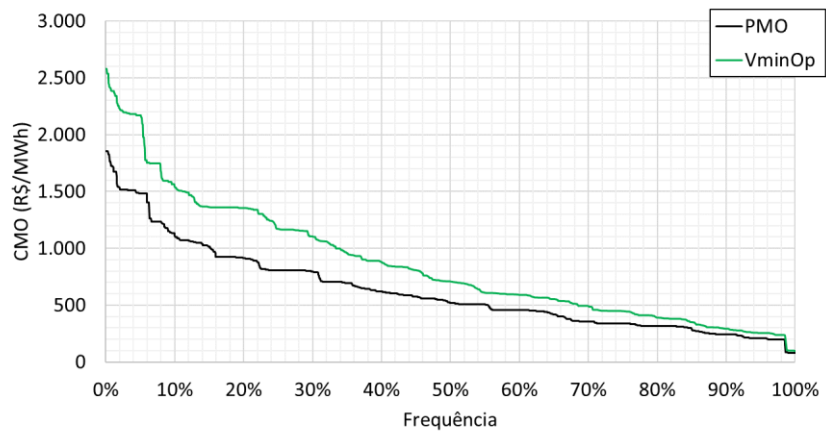


Figura 9-19 – Curva de permanência de CMO – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (mar/19)

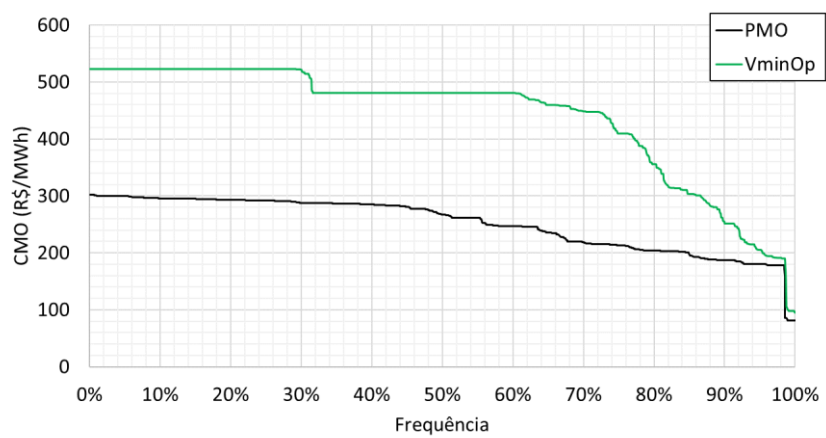


Figura 9-20 – Curva de permanência de CMO – Subsistema Nordeste (mar/19)