

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

Sumário

1	Introdução	3
1.1	Objetivo	5
1.2	Estudos de Planejamento da Expansão.....	7
2	Níveis Mínimos Operativos dos Subsistemas.....	9
2.1	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	10
2.2	Subsistema Nordeste	10
2.3	Subsistema Norte	11
2.4	Subsistema Sul.....	11
2.5	Níveis mínimos adotados	11
3	Análises Energéticas Considerando o VminOp	13
3.1	Evolução da Energia Armazenada	13
3.2	Simulações Não Encadeadas – Modelo NEWAVE: PMOs de janeiro, abril e setembro de 2018.....	22
3.2.1	PMO de Janeiro de 2018 – Com x Sem VminOp	23
3.2.2	PMO de Abril de 2018 – Com x Sem VminOp	26
3.2.3	PMO de Setembro de 2018 – Com x Sem VminOp	29
3.3	Simulações Não Encadeadas – Modelo DECOMP	32
3.4	Simulações Encadeadas – NEWAVE/DECOMP	34
3.4.1	Horizonte de setembro de 2017 a novembro de 2018	34
3.4.2	Horizonte de dezembro de 2018 a novembro de 2019.	55
3.5	Back Teste	73
3.5.1	Resultados do Back Teste.....	74
4	Avaliação dos Parâmetros de CVaR Considerando Restrições de Volume Mínimo Operativo	87
5	Conclusão	93
6	Recomendações	96
7	Referências.....	97

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 de Preços). O grupo conta com a assessoria técnica do CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

Anualmente, o GTMET divulga o cronograma de atividades para o ano seguinte no sítio do MME, na área destinada à CPAMP¹. Dentre os temas elencados para o ano 2018, os Mecanismos de Aversão ao Risco – MAR, figuram como o quarto item da lista de *“Atividades em desenvolvimento no primeiro semestre visando aprovação até 31/07/2018, nesse caso estando aptas para serem consideradas na operação e formação de preços em jan/2019”*. No entanto, este estudo não foi concluído no prazo em função da extensão do cronograma de outras atividades ao longo do primeiro semestre. O GT-MET, então, decidiu que esse tema deveria ser prioritário no ciclo de trabalho

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

2018/2019, conforme apresentado e discutido com os agentes em reunião ampla realizada em 25 de outubro de 2018².

Em função das condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas nos últimos anos e agravada durante a estação seca de 2018, medidas heterodoxas aos modelos de otimização para o despacho de usinas termoeletricas, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN, foram apresentadas pelo ONS e implantadas pelo CMSE. Essas medidas se basearam na estimativa de Curvas de Referência de armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e para os reservatórios de usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba e nos respectivos acompanhamentos dos níveis verificados de forma que, em caso de violação, despachos termoeletricos adicionais aos indicados pelos modelos de otimização por ordem de mérito fossem efetuados, buscando assim a manutenção desses níveis de referência de armazenamento. Esses despachos ocorreram nas semanas operativas de setembro até 5 de outubro de 2018. 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.

No decorrer de 2018, e considerando as medidas heterodoxas para manutenção de armazenamento nos principais reservatórios do SIN, o CMSE vem destacando sua preocupação com a inclusão de mecanismos de segurança nos modelos de planejamento da operação 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.

Desta forma, foi encaminhada à CPAMP a orientação para inclusão de mecanismos adicionais de segurança, com foco em armazenamentos, sem qualquer prejuízo àqueles mecanismos já implementados nos modelos, reforçando a prioridade do tema. Uma forma de representação desses mecanismos consiste na adoção de restrições de níveis mínimos nos

² O material apresentado na reunião foi disponibilizado no sítio da EPE, na área da CPAMP: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/planejamento-energetico/cpamp>

reservatórios equivalentes de energia – REE, níveis estes que podem ser estimados a partir da prática da programação da operação do SIN³. 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) possa ter informações de que o valor da água é ainda maior à medida que os níveis de armazenamento se aproximam dos níveis críticos. Através da função de custo futuro, essa informação também é passada ao modelo de programação da operação (DECOMP)⁴, possibilitando ganhos de armazenamento.

1.1 Objetivo

Diante do exposto, este Relatório Técnico tem o objetivo de apresentar a avaliação dos impactos nos resultados dos modelos NEWAVE e DECOMP, considerando a representação de restrições referentes a níveis mínimos de armazenamento no planejamento anual e na programação mensal da operação do Sistema Interligado, em concomitância com o uso do CVaR, em cada um dos subsistemas que compõe o SIN, com foco nos reservatórios equivalentes de energia.

Conforme já mencionado, as eventuais violações nos níveis mínimos de armazenamento são penalizadas na função objetivo do problema de otimização. O valor da penalidade está associado ao maior CVU das térmicas possíveis de serem despachadas. Dessa forma, as usinas térmicas serão despachadas quando o armazenamento do REE, previsto pelo modelo, for inferior aos níveis mínimos de segurança informados ao modelo de otimização⁵.

Em resumo, esta análise avalia os benefícios advindos à segurança nas condições de atendimento do SIN, em termos de armazenamento, pela consideração de níveis mínimos operativos nos reservatórios equivalentes de

³ O item 2 deste Relatório traz um breve resumo das premissas e critérios com as quais esses níveis foram estimados pelo ONS, referenciando as notas técnicas do ONS que devem ser consultadas para maior detalhamento.

⁴ O modelo DECOMP não permite atribuir penalidade ao não atendimento à restrição de nível mínimo de armazenamento.

⁵ O modelo NEWAVE pode tomar a decisão de antecipar o despacho térmico caso identifique nos períodos futuros uma probabilidade alta de atingir níveis inferiores aos mínimos de armazenamento informados.

energia do SIN, representados no modelo NEWAVE pelo acrônimo VminOp (Volume Mínimo Operativo).

Os níveis mínimos considerados neste trabalho são os denominados Níveis de Segurança do Período Seco - NSPS, a saber: 10% da energia armazenável máxima (EARMáx) nos REEs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte e 30% EARMáx nos REEs do subsistema Sul, ao final do mês de novembro de cada ano do horizonte de simulação.

Cabe destacar que considerar os NSPS no processo de otimização de médio prazo do planejamento da operação energética e formação de preço de liquidação das diferenças é um passo inicial para a aproximação da programação da operação e da operação em tempo real aos modelos de planejamento da operação de médio prazo. É importante que, no futuro, se evolua para a consideração dos Níveis de Segurança para o Período Úmido – NSPU, decorrentes do NSPS, das trajetórias de segurança (que poderiam ser internas ou externas ao modelo, a se avaliar) e de curvas de operação, como, por exemplo, da curva de operação da UHE Tucuruí. Adicionalmente, é de grande relevância a adequação dos processos de planejamento da expansão da geração e cálculo de garantias físicas contemplando tais procedimentos de segurança operativa. Contudo, devido à complexidade desse tema, essa adequação não será abordada nesse relatório.

A inclusão dos níveis mínimos de segurança apenas ao final do mês de novembro se justifica pela possibilidade de múltipla penalização na função de custo futuro quando da violação desses níveis mínimos com elevada persistência.

Destaca-se que o CEPEL disponibilizou uma nova versão do modelo NEWAVE⁶ que tem um tratamento nas penalidades que permite o uso do VminOp ao longo de todo horizonte de simulação, sem o efeito colateral de múltipla penalização. Esta nova implementação é uma generalização do trabalho apresentado em Diniz *et al.* (2016a) e em Diniz *et al.* (2016b). Uma vez realizados

⁶ Esse tratamento das penalidades foi implementado na versão 25.1 do NEWAVE. Além disso, versões adicionais já foram disponibilizadas pelo CEPEL contendo ajustes de alguns pontos específicos relativos a essa implementação. Ressalta-se que estas versões ainda precisam ser validadas no âmbito da Força-Tarefa NEWAVE.

os testes de adequação desta nova versão, este Relatório sofrerá uma atualização.

A concepção e operacionalização de mecanismo adicional de segurança operativa nos modelos de planejamento e programação da operação do SIN, mediante a inclusão de restrições de níveis de armazenamento mínimo para os reservatórios equivalentes de energia em cada subsistema, está subdividida em duas etapas no âmbito da agenda de trabalho 2018-2019 da CPAMP. Na primeira delas, o escopo seria o de aplicar o mecanismo como subsídio à tomada de decisão do CMSE, enquanto ferramenta de suporte ao acionamento de despacho termelétrico em volumes superiores aos patamares preconizados pela ordem de mérito econômica ordinária. A segunda etapa consiste da implantação deste mecanismo na cadeia de planejamento e programação da operação e formação do PLD.

1.2 Estudos de Planejamento da Expansão

A aderência entre os estudos de planejamento da operação e da expansão é desejável e deve ser perseguida, sempre que possível, de modo que o planejador entregue ao operador um sistema mais seguro, dado determinados níveis de riscos julgados aceitáveis, e ao menor custo.

Neste momento, com o objetivo de não comprometer a qualidade dos estudos, os esforços se concentraram apenas naqueles necessários à implantação do VminOp para a realização de uma operação sombra, que deverá ser utilizada como subsídio à decisão de geração fora da ordem de mérito a ser tomada pelo CMSE ao longo do ano de 2019.

Este relatório, portanto, não trata da adequação dos processos de planejamento da expansão (cálculo de garantia física e Plano Decenal de Expansão) contemplando esses procedimentos adicionais de segurança operativa. O uso do VminOp nesses estudos será estudado no primeiro semestre de 2019, ainda neste ciclo de trabalho da CPAMP, já considerando a versão do modelo NEWAVE que permite a aplicação do VminOp em todos os meses do ano, penalizando apenas a máxima violação.

A primeira etapa do estudo consiste em uma análise conceitual sobre as características das restrições, buscando determinar o caráter – se estrutural ou conjuntural – dos níveis definidos para a operação do sistema pelo ONS. Caso se conclua que os níveis são conjunturais e variam de acordo com a configuração do sistema, a estimativa desses níveis para um horizonte de longo prazo se configura um grande desafio. Nesse caso, a análise seguinte deverá ter como objetivo avaliar a possibilidade de determinar níveis estruturais e avaliar a pertinência da aplicação do VminOp nos estudos de planejamento da expansão. Decidindo pela utilização da restrição de volume mínimo nos estudos de planejamento e definindo os montantes a serem considerados, devem ser avaliados os impactos na sinalização da necessidade de expansão da geração e da transmissão pelo PDE e nas garantias físicas calculadas. Finalmente, serão realizadas análises dos resultados tendo em vista os impactos comerciais e regulatórios.

Neste contexto, os estudos da atividade continuarão em desenvolvimento no primeiro semestre de 2019, envolvendo todos os horizontes de estudo, ou seja, operação, formação de preço, cálculo de garantia física e Plano Decenal de Expansão de Energia.

2 Níveis Mínimos Operativos dos Subsistemas

Para a consolidação de uma proposta a ser incorporada como mecanismo adicional de segurança (V_{minOp}) aos modelos de otimização energética, é fundamental que se tenha pleno conhecimento da prática operativa e quais as razões que levam o Operador a estabelecer níveis mínimos de segurança que são considerados como restrições operativas em situações de escassez de recursos hidráulicos. Desta forma, neste item, é apresentado um levantamento histórico sobre esse tema.

Com esta finalidade, primeiramente é apresentada a conceituação de uma curva de aversão a risco, conforme o Submódulo 7.5 dos Procedimentos de Rede: “Uma curva de aversão a risco (CAR) representa a evolução, ao longo de um determinado período, dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, construída sob hipóteses predefinidas de aflúências, características de sazonalidade, intercâmbios inter-regionais, carga e geração térmica, de forma a garantir um nível mínimo de armazenamento ao final do período.”

É importante destacar que o Submódulo 7.5 foi cancelado na revisão dos Procedimentos de Rede (Audiência Pública AP ANEEL 020/2015), conforme Resolução Normativa ANEEL 756/16, de 16 de dezembro de 2016, em função da aplicação do mecanismo CVaR no modelo NEWAVE.

Desde 2002, em atendimento à Resolução GCE N^o 109, de 24 de janeiro de 2002, e até 2013, o ONS elaborava Curvas Bianuais de Aversão a Risco (CAR). A utilização da CAR pelo ONS eram autorizadas pela ANEEL, por meio de Resoluções, após realização de Audiências Públicas.

Uma vez definidas as premissas citadas anteriormente, as CAR eram elaboradas de forma recursiva, a partir do nível correspondente ao NSPS (Nível de Segurança do Período Seco) ao final de novembro de segundo ano. A Figura 2-1, a seguir, ilustra uma CAR para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste com destaque para o NSPS (10%EAR_{máx}) ao final do segundo ano.

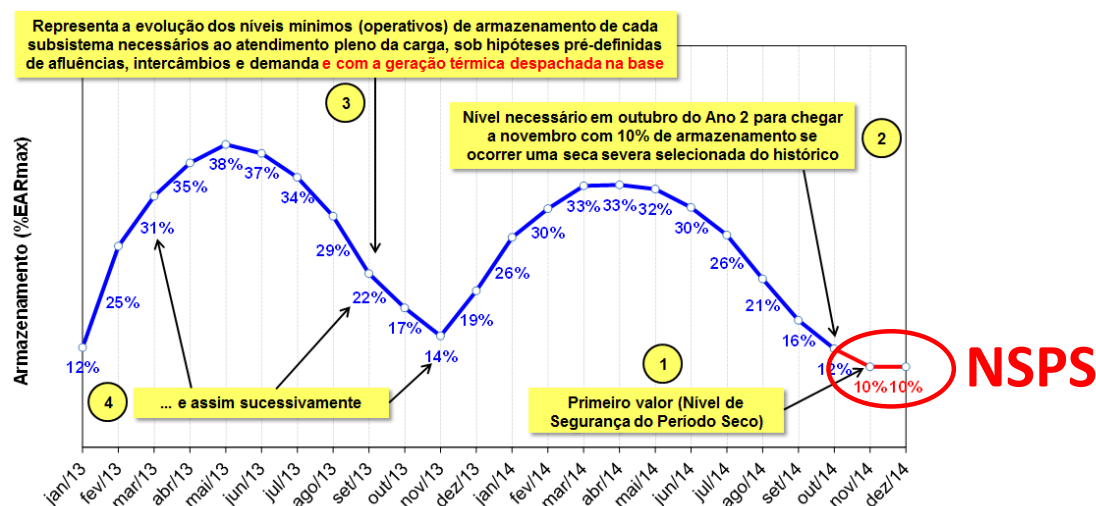


Figura 2-1: Exemplo de CAR

O NSPS representa o nível de armazenamento de energia do subsistema para o qual valores inferiores ao mesmo resultam na operação a fio d'água em alguns aproveitamentos, em decorrência da diversidade hidrológica entre as bacias não visualizada na representação do sistema equivalente, conforme conceituação presente nas Notas Técnicas relativas às CAR elaboradas pelo ONS no período de 2002 a 2013.

Nos subitens, a seguir, são apresentadas as justificativas e a evolução dos valores de NSPS ao longo período de vigência da CAR, para cada subsistema.

2.1 Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Para este subsistema ao longo de todo período de vigência da CAR, entre 2002 e 2013, foi considerada a garantia de nível mínimo de segurança de **10% EAR_{máx}**, ao longo de todo o período bianual da CAR. Este nível representa o armazenamento de energia do subsistema para o qual valores inferiores ao mesmo resultam na operação a fio d'água em alguns aproveitamentos, em decorrência da diversidade hidrológica entre as bacias não visualizada na representação do sistema equivalente (ONS, 2013).

2.2 Subsistema Nordeste

Assim como para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, ao longo de todo período de vigência da CAR, entre 2002 e 2013, foi considerada a garantia de nível mínimo de segurança de **10% EAR_{máx}** para o subsistema Nordeste, que

corresponde a 14%, 8% e 10% dos volumes úteis dos reservatórios das UHEs Três Marias, Sobradinho e Itaparica, respectivamente.

Além disso, este valor foi fixado em **10% EARM_{max}**, considerando as restrições hidráulicas e de inserção socioeconômica e ambiental dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho, além do objetivo de redução do risco de se operar a fio d'água o reservatório de Sobradinho no caso de condições hidrológicas críticas na transição do período seco para o úmido, no mês de dezembro de cada ano (ONS, 2013).

2.3 Subsistema Norte

Embora o ONS elaborasse Curvas de Aversão a Risco para região Norte, também denominadas de Curvas Operativas para a região Norte, estas não foram aprovadas para uso pela ANEEL.

Entretanto, o nível mínimo de segurança para este subsistema segue a mesma lógica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, ou seja, a consideração da garantia de **10% EARM_{max}**. Este nível representa o armazenamento de energia do subsistema para o qual valores inferiores ao mesmo resultam na operação a fio d'água além de assegurar o atendimento à ponta da carga deste subsistema ao final de cada estação seca.

2.4 Subsistema Sul

Para o subsistema Sul, o nível mínimo de segurança definido pelo Operador é **30% EARM_{max}**, 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 (ONS, 2018).

2.5 Níveis mínimos adotados

Considerando o histórico e as justificativas apresentadas para cada subsistema, os níveis mínimos propostos pelo ONS a serem utilizados como volume mínimo operativo – VminOp, no modelo NEWAVE, para aplicação no planejamento anual e no programa mensal da operação do SIN, são os seguintes:

- Sudeste/Centro-Oeste → 10% EARM_{max}
- Nordeste → 10% EARM_{max}

- Norte → 10% EARMáx
- Sul → 30% EARMáx

Os níveis mínimos apresentados para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte foram os NSPS adotados pelo ONS para a elaboração das Curvas de Aversão ao Risco de 2002 até 2013 e permanecem válidos como níveis de referência para avaliações de suprimento de energia.

3 Análises Energéticas Considerando o VminOp

Considerando os níveis mínimos operativos definidos pelo ONS tendo como referência a experiência do operador, conforme apresentado no item 2, foram feitas simulações no âmbito do GT Metodologia – CPAMP, de forma a analisar os impactos nos resultados do planejamento da operação.

Os níveis mínimos operativos, quais sejam: 10% EARM_{ax} no Sudeste/Centro-Oeste, no Nordeste e no Norte e 30% EARM_{ax} no Sul, foram incorporados somente nos meses de novembro de cada ano.

Foi admitida para todos os estudos energéticos aqui apresentados a penalidade de violação como o CVU térmica mais cara + Δ de 0,5%, arredondado para o próximo múltiplo de 10, o que, para esses casos, representa aproximadamente 1.300,00 R\$/MWh.

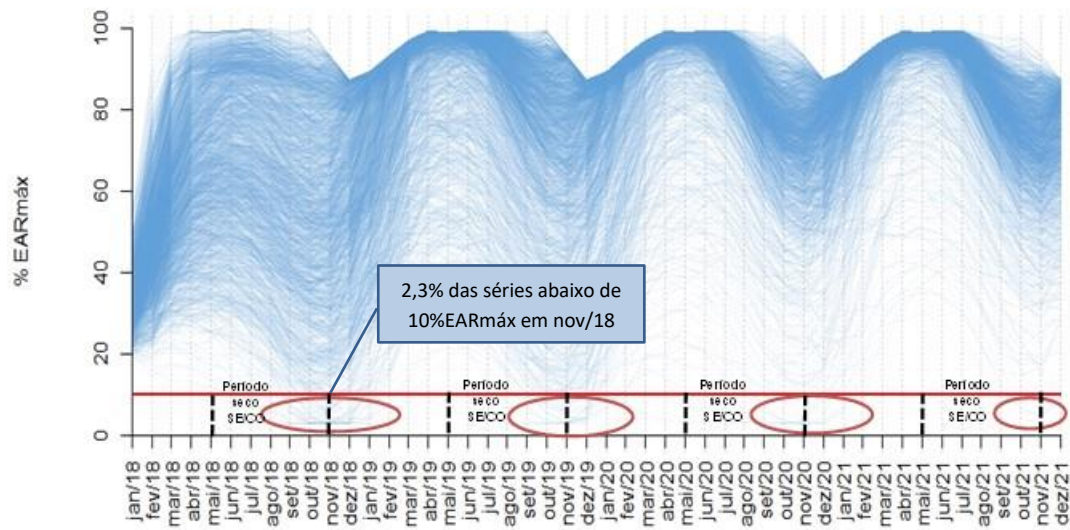
Os resultados destas análises serão detalhados nos itens a seguir.

3.1 Evolução da Energia Armazenada

A primeira análise realizada foi em relação à evolução da energia armazenada ao longo do período compreendido entre janeiro de 2018 e dezembro de 2021. Com esse objetivo, tomou-se como base o PMO de janeiro de 2018.

Da Figura 3-1 à Figura 3-8, são apresentadas as evoluções das energias armazenadas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte resultantes das simulações no modelo NEWAVE com e sem a consideração do VminOp, permitindo identificar o impacto, tanto para as séries sintéticas como para as séries históricas.

Sem Volume Mínimo



Com Volume Mínimo em novembro em todos os subsistemas

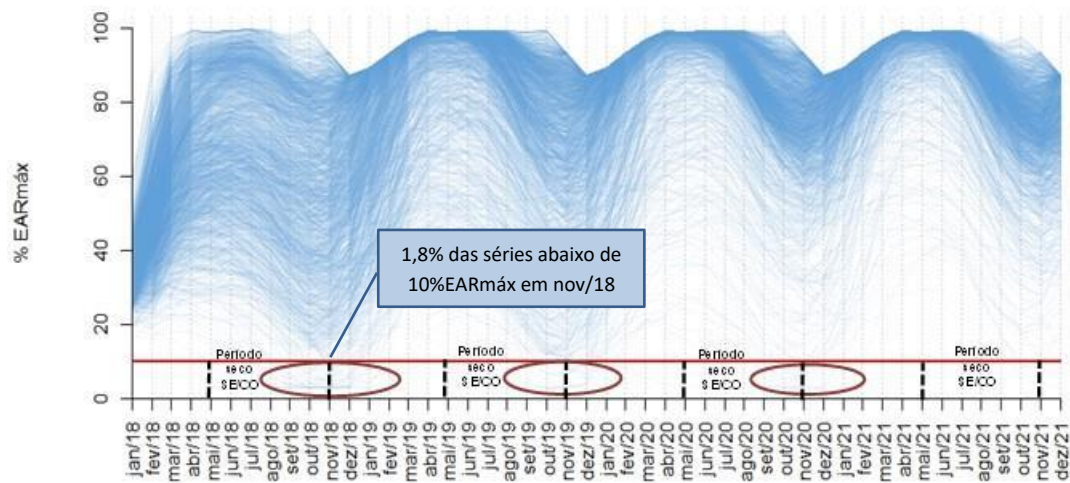
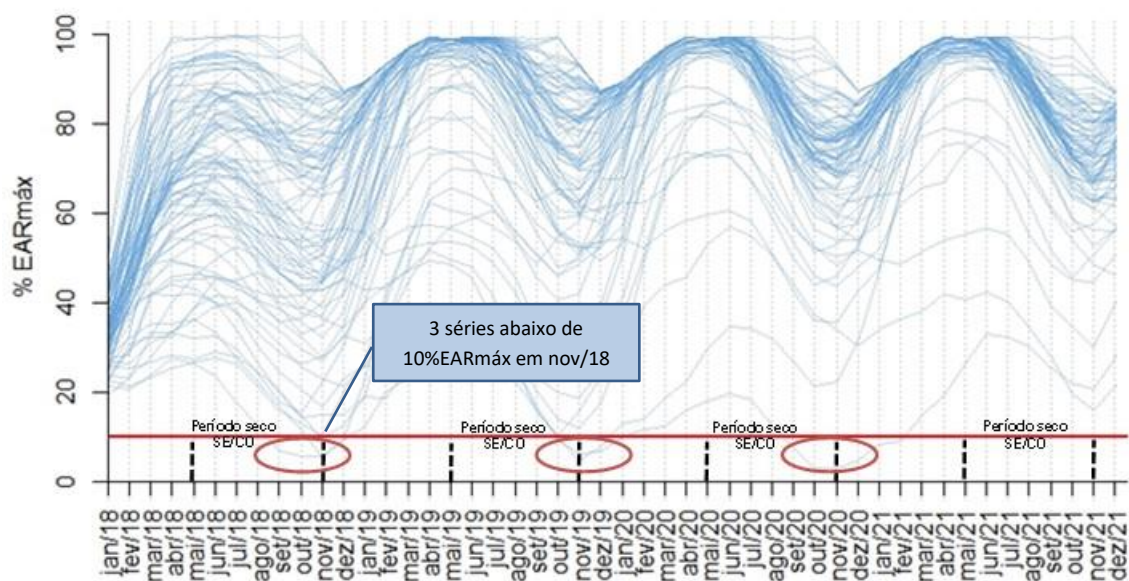


Figura 3-1: Evolução da Energia Armazenada do Subsistema SE/CO – Séries Sintéticas

Sem Volume Mínimo



Com Volume Mínimo em novembro em todos os subsistemas

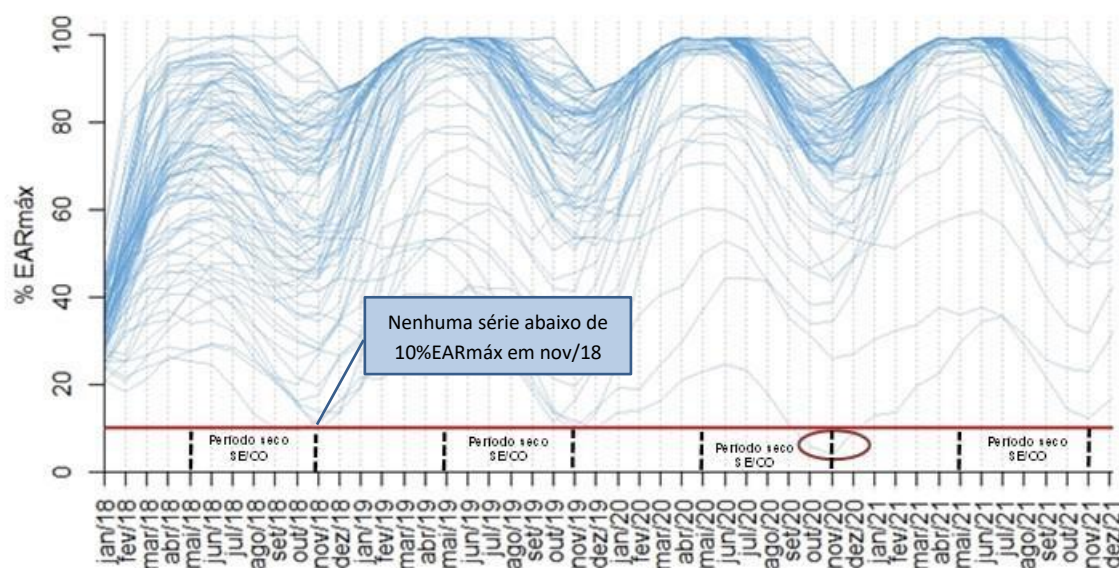


Figura 3-2: Evolução da Energia Armazenada do Subsistema SE/CO – Séries Históricas

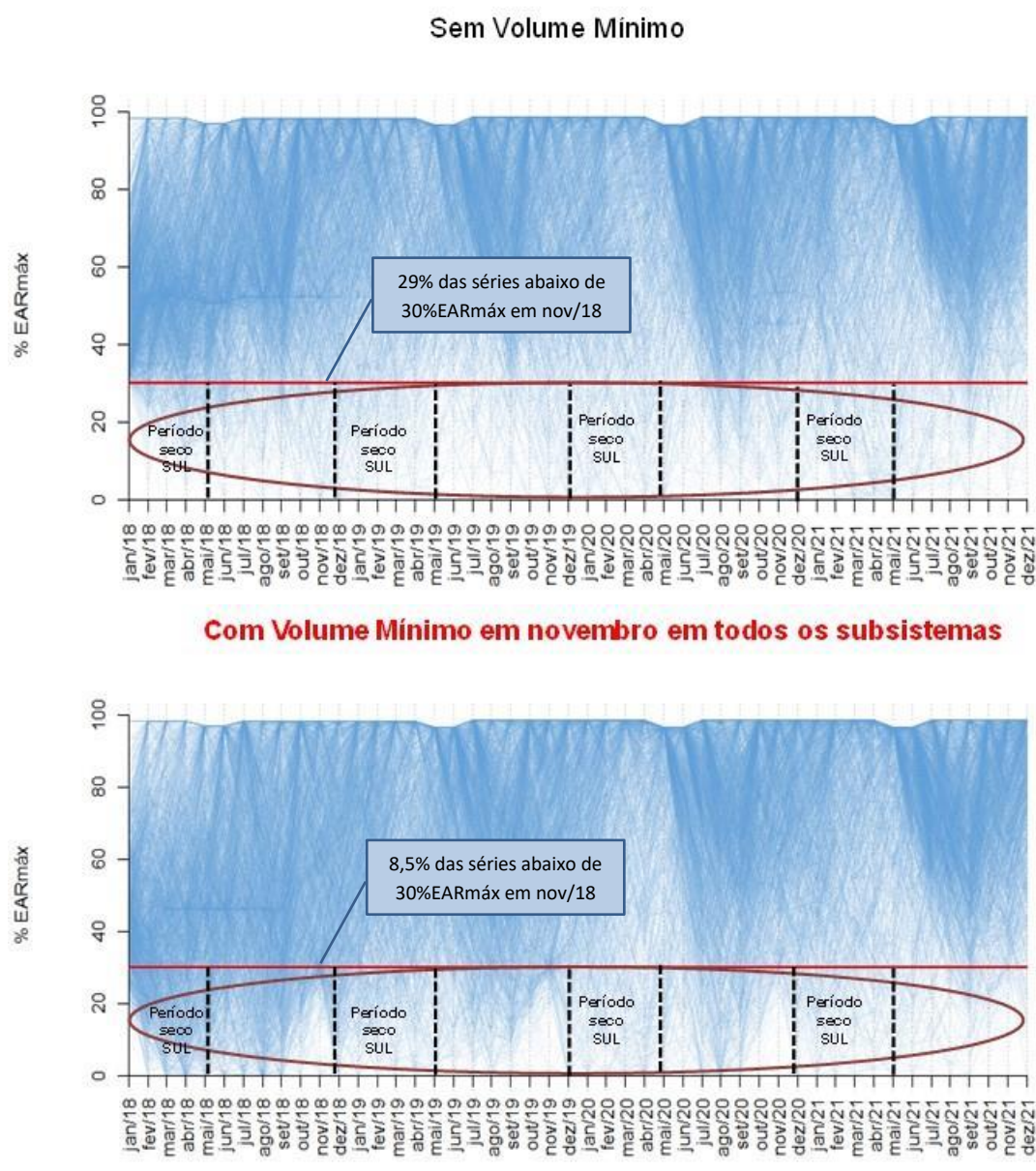
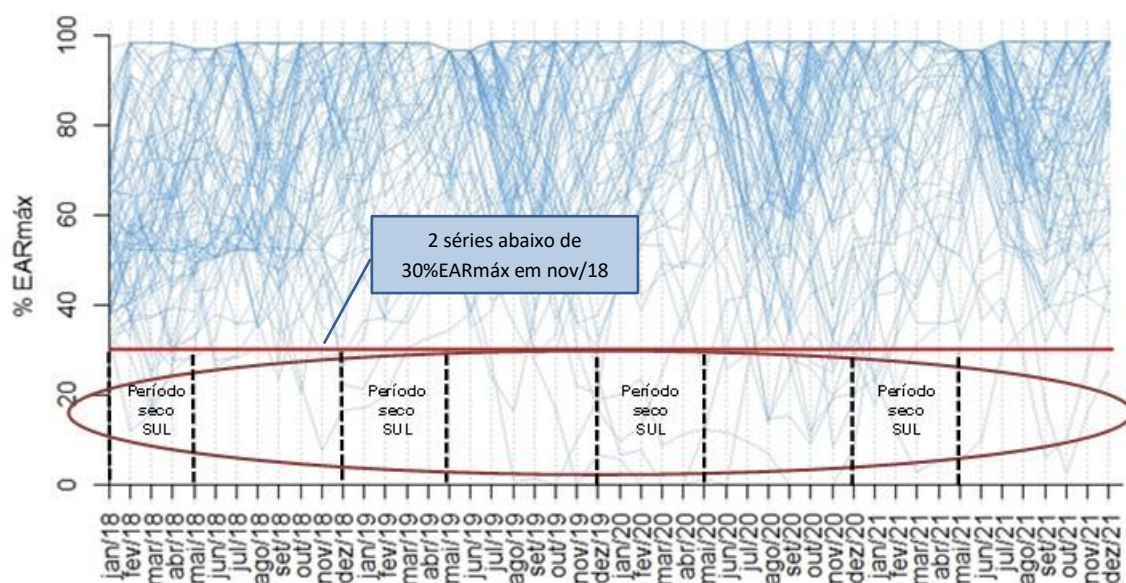


Figura 3-3: Evolução da Energia Armazenada do Subsistema Sul – Séries Sintéticas

Sem Volume Mínimo



Com Volume Mínimo em novembro em todos os subsistemas

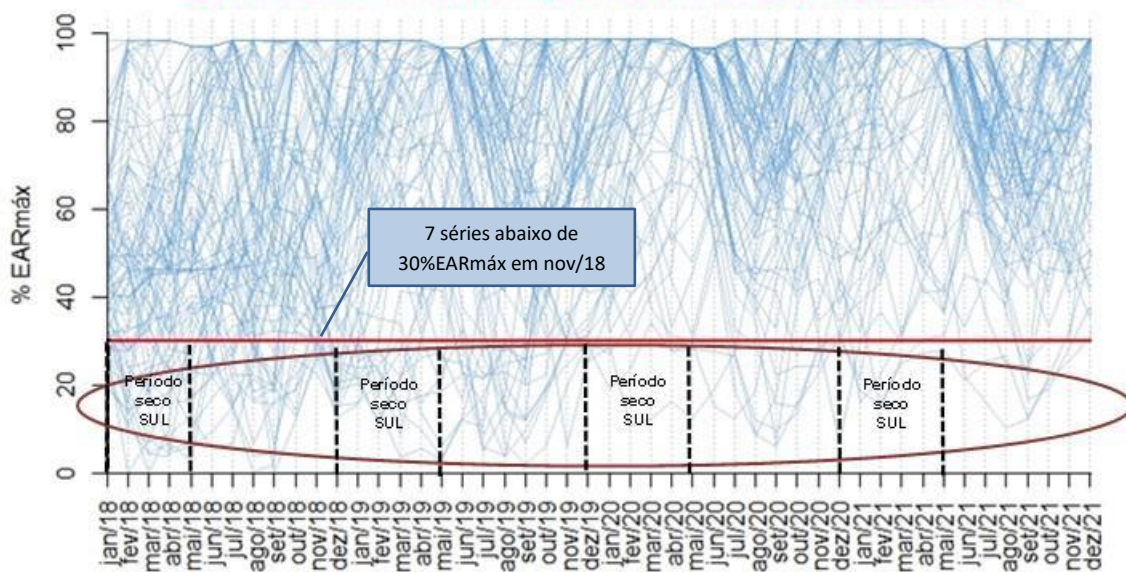


Figura 3-4: Evolução da Energia Armazenada do Subsistema Sul – Séries Históricas

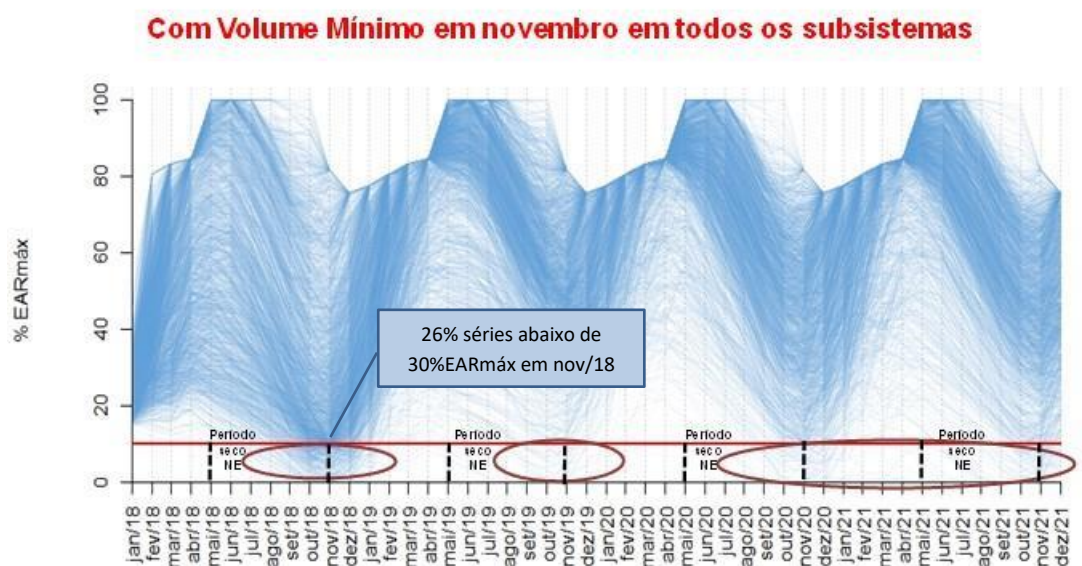
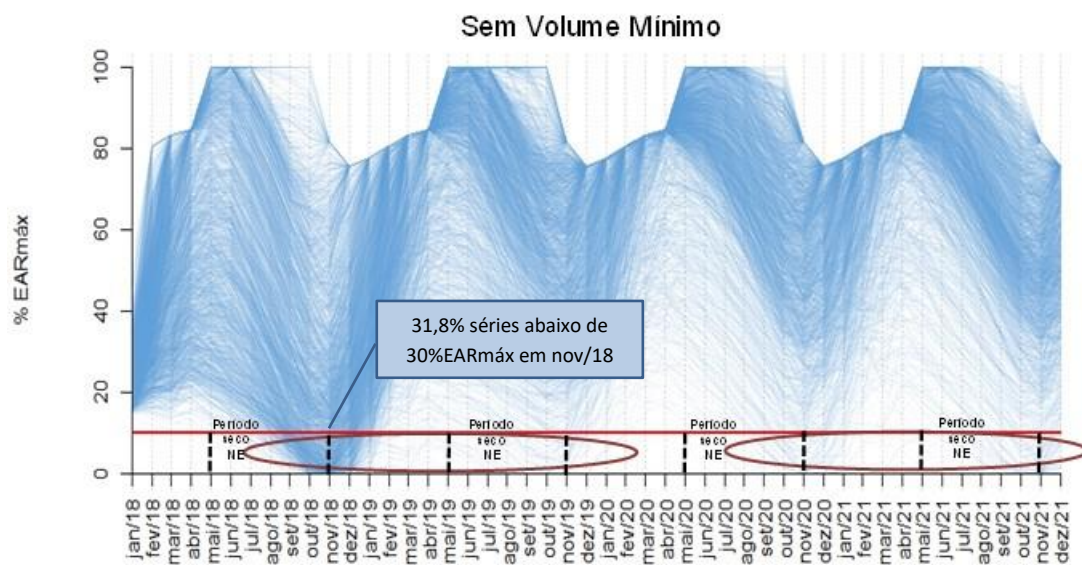


Figura 3-5: Evolução da Energia Armazenada do Subsystema Nordeste – Séries Sintéticas

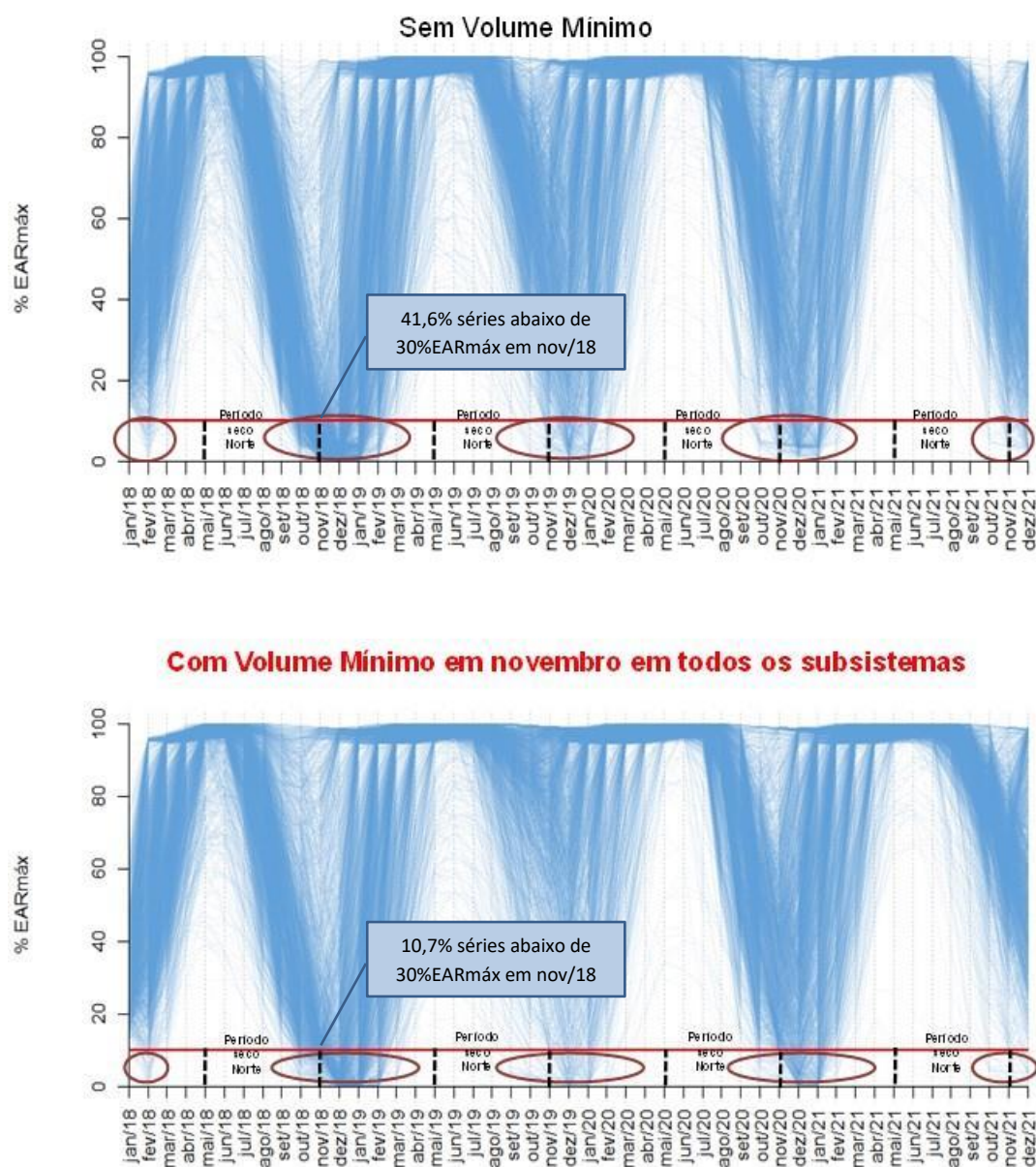


Figura 3-7: Evolução da Energia Armazenada do Subsistema Norte – Séries Sintéticas

The figure consists of two line charts, labeled 'a)' and 'b)', showing the percentage of maximum energy storage capacity (% EARMáx) over time for various subsystems. The x-axis for both charts represents time from January 2018 to December 2021, with labels every two months (e.g., jan/18, fev/18, mar/18, etc.). The y-axis represents % EARMáx, ranging from 0 to 100. A horizontal red line is drawn at approximately 10% on the y-axis. Vertical dashed lines mark the boundaries of 'Período seco Norte' (dry period in the North), which occur roughly in January, May, September, and December of each year. In the top chart (a), a blue box highlights that 45 series are below the 30% EARMáx threshold in November 2018. In the bottom chart (b), a blue box highlights that 18 series are below the 30% EARMáx threshold in November 2018. The bottom chart has a red title 'Com Volume Mínimo em novembro em todos os subsistemas' (With Minimum Volume in November in all subsystems).

Figura 3-8: Evolução da Energia Armazenada do Subsistema Norte – Séries Históricas

Das figuras anteriores, pode-se observar, de forma mais evidente nas que apresentam a evolução da energia armazenada com séries históricas, que a consideração do VminOp ao final de novembro de cada ano tende a reduzir o número de séries que violam a restrição de armazenamento mínimo nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, embora, como destacado nos gráficos, ainda existam violações desses níveis mínimos, principalmente, naqueles meses em que a restrição VminOp não é considerada.

Observa-se que, nos resultados das simulações apresentadas anteriormente, a frequência de cenários com armazenamento abaixo de 30% EARM_{max} no subsistema Sul se elevou, quando consideradas as restrições de VminOp. Isto se justifica pela consideração da restrição apenas no mês de novembro, quando os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentam maior probabilidade de baixos armazenamentos. Como a capacidade de armazenamento desses três subsistemas é significativamente superior à do Sul, ainda que possuam uma restrição percentualmente menor, o custo total de se violar o VminOp nestes três subsistemas é maior. Desta forma, o fato da restrição só existir em novembro faz com que o subsistema Sul, nos demais meses, deplecione seu reservatório equivalente para minimizar a violação da restrição em novembro, nos outros subsistemas.

Ainda que exista um ganho global, em termos de preservação de armazenamento em cenários críticos, ao se considerar o VminOp tal como apresentado neste Relatório, esses resultados reforçam a importância da consideração da restrição VminOp ao longo de todo o horizonte de análise, e não apenas ao final de novembro de cada ano, o que poderá ser viabilizado com a validação da versão do modelo NEWAVE que elimina a múltipla penalização pela violação do VminOp.

3.2 Simulações Não Encadeadas – Modelo NEWAVE: PMOs de janeiro, abril e setembro de 2018

Outra análise efetuada tomou como base os casos NEWAVE dos PMOs de janeiro, abril e setembro de 2018, nos quais não foram considerados volumes mínimos operativos (VminOp).

Esses casos foram reprocessados individualmente, ou seja, sem encadeamento entre os meses, com a consideração do VminOp.

Da Figura 3-9 à Figura 3-23, a seguir, são apresentadas curvas de permanência da energia armazenada, por subsistema, ao final de novembro de 2018, permitindo identificar o ganho de armazenamento pela consideração do VminOp.

3.2.1 PMO de Janeiro de 2018 – Com x Sem VminOp

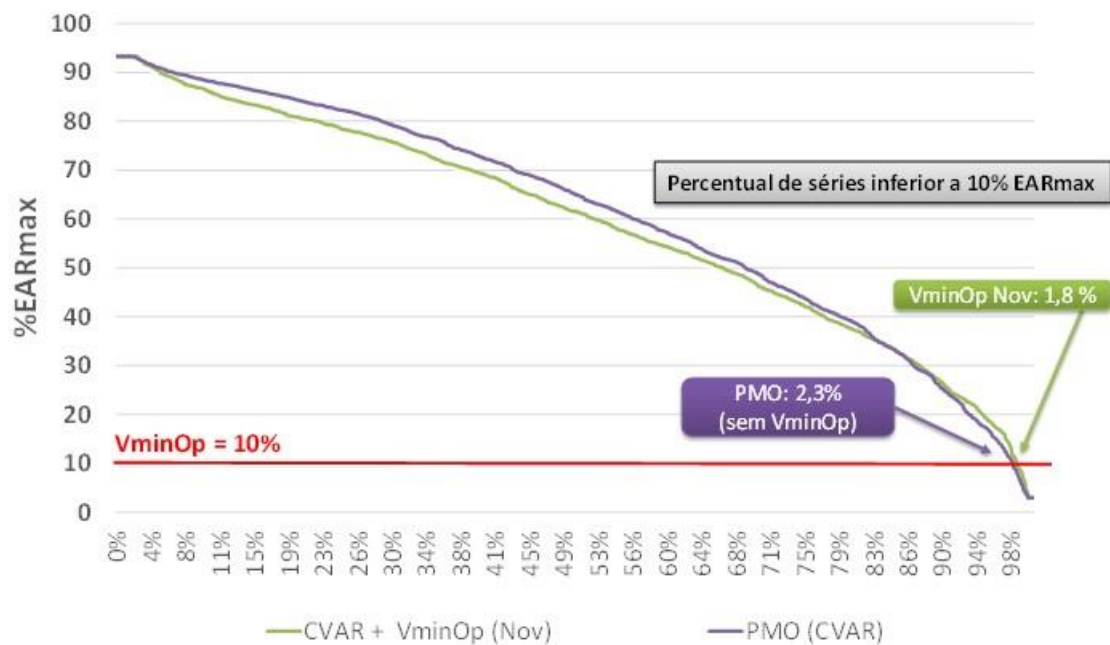


Figura 3-9: Curva de Permanência da EAR do SE/CO em nov/18 – PMO Jan/18

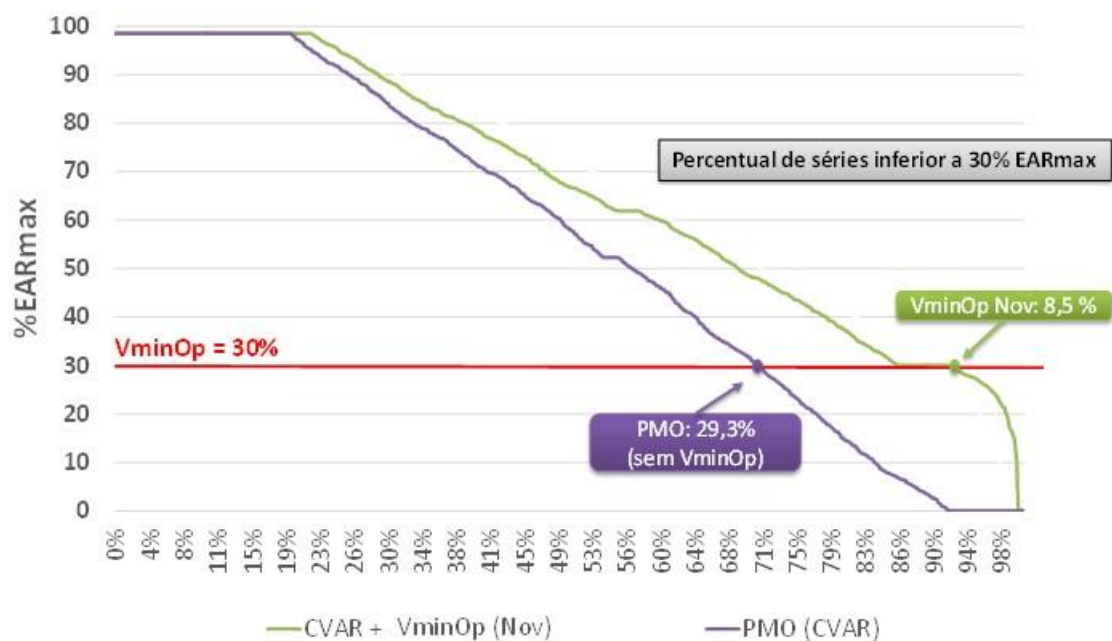


Figura 3-10: Curva de Permanência da EAR do Sul em nov/18 – PMO Jan/18

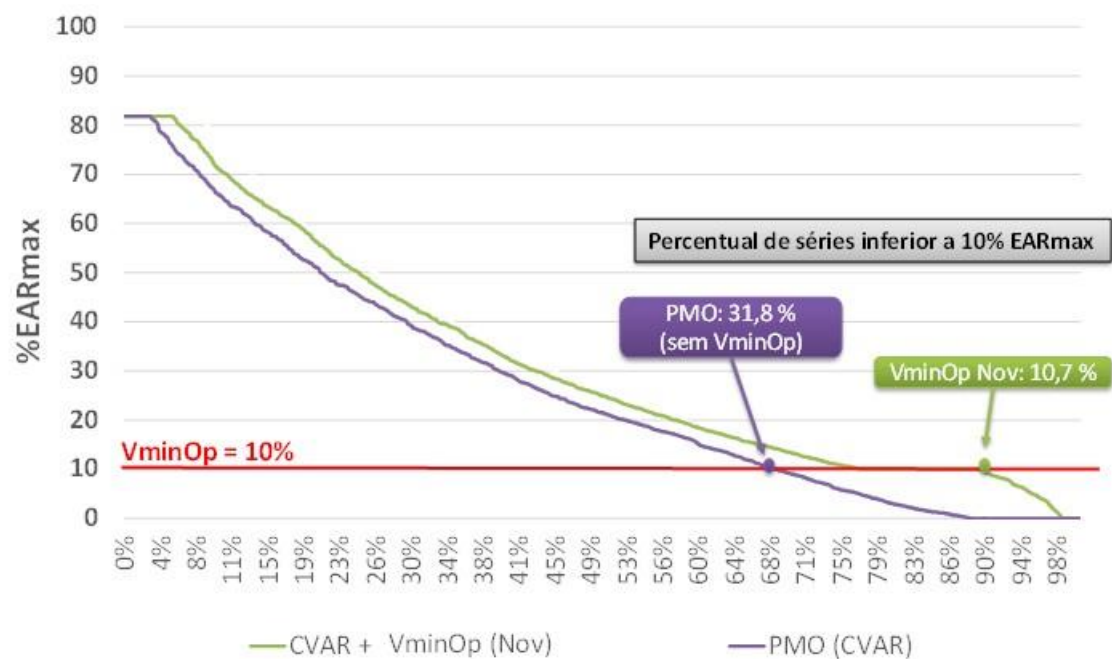


Figura 3-11: Curva de Permanência da EAR do Nordeste em nov/18 – PMO Jan/18

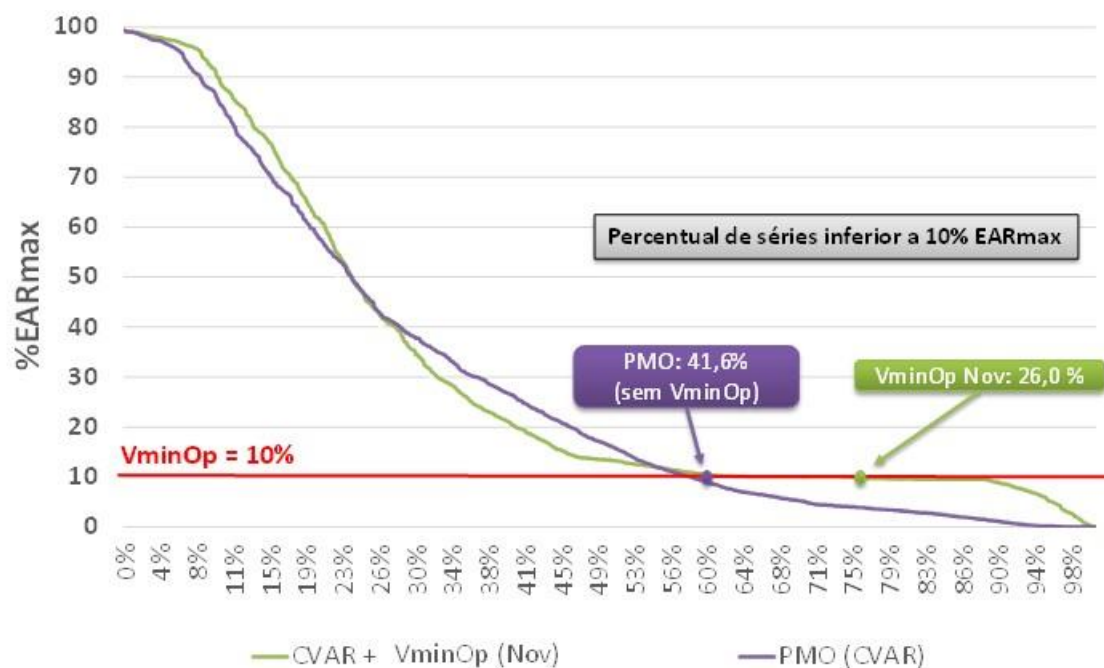


Figura 3-12: Curva de Permanência da EAR do Norte em nov/18 – PMO Jan/18

Observa-se, nas figuras anteriores, que no caso com a consideração da restrição de VminOp (ao final de novembro) no PMO de janeiro de 2018, reduzir-se-ia a probabilidade de violação dos níveis mínimos operativos em todos os subsistemas ao final de novembro de 2018: Sudeste/Centro-Oeste de 2,3% para 1,8%, Sul de 29,3% para 8,5%, Nordeste de 31,8% para 10,7%, Norte de 41,6% para 26,0%.

A Figura 3-13, a seguir, apresenta a curva de permanência da geração térmica do SIN em 2018, permitindo identificar o acréscimo de geração térmica pela consideração do VminOp ao longo do ano de 2018.

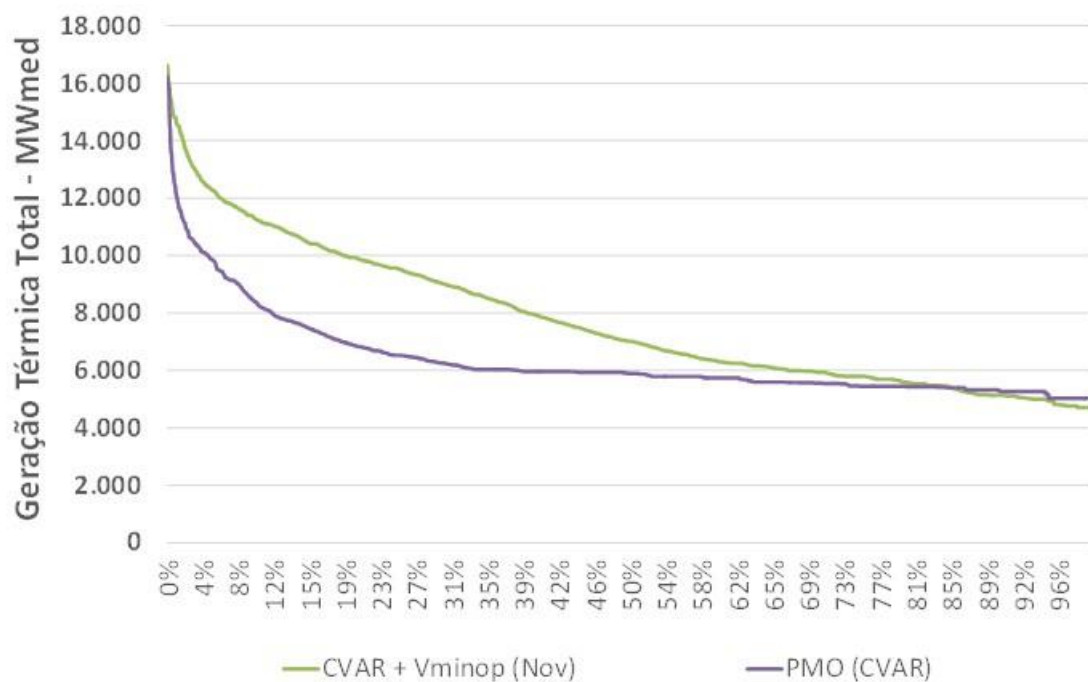


Figura 3-13: Curva de Permanência da Geração Térmica do SIN em 2018 – PMO Jan/18

3.2.2 PMO de Abril de 2018 – Com x Sem VminOp

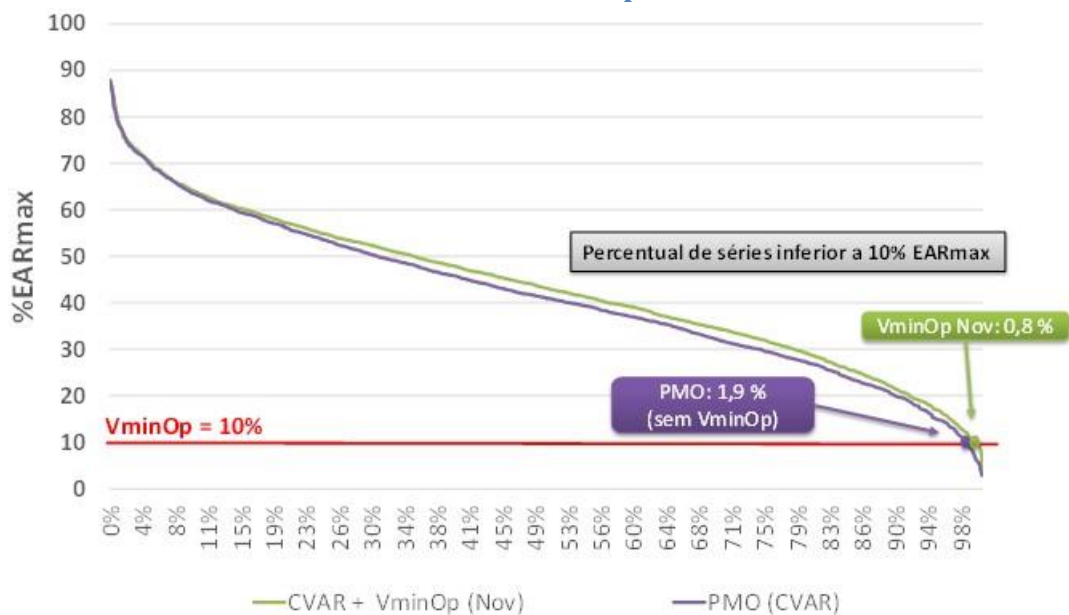


Figura 3-14: Curva de Permanência da EAR do SE/CO em nov/18 – PMO Abr/18

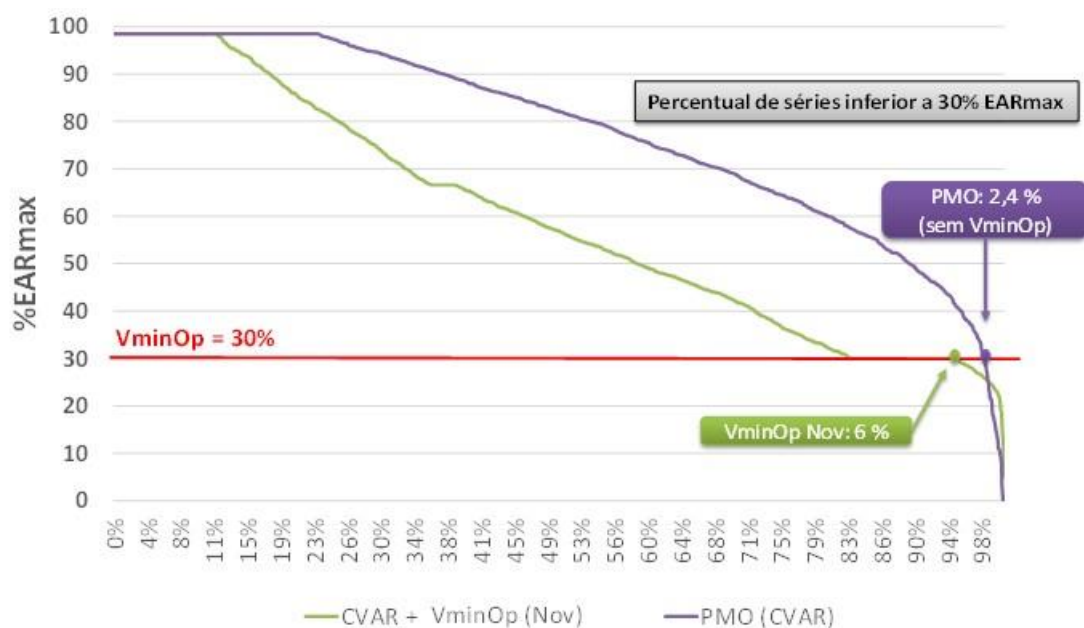


Figura 3-15: Curva de Permanência da EAR do Sul em nov/18 – PMO Abr/18

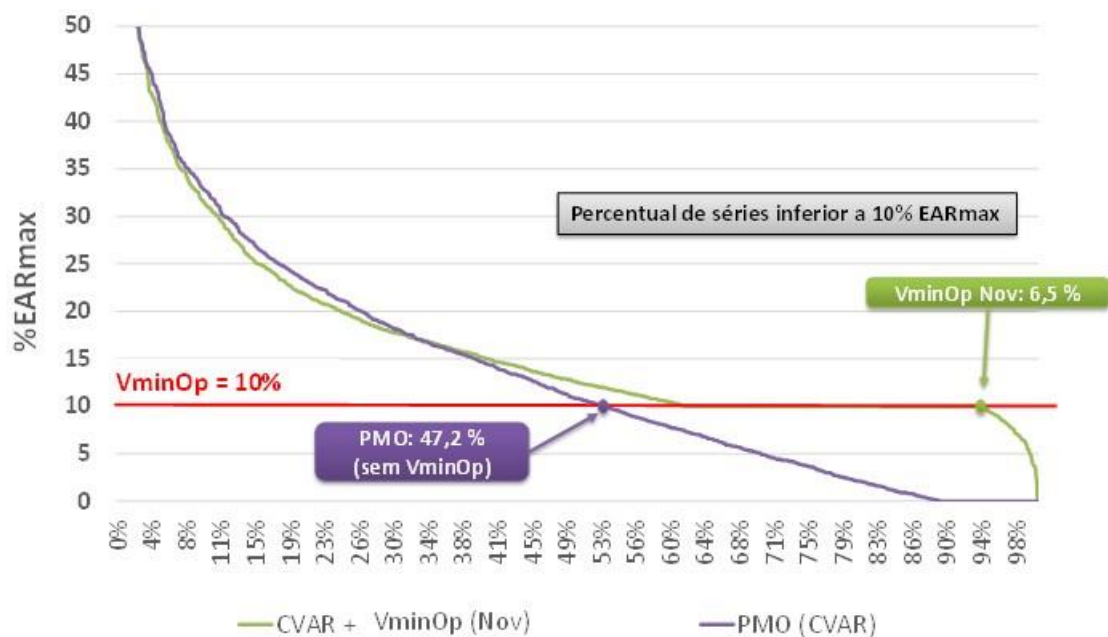


Figura 3-16: Curva de Permanência da EAR do Nordeste em nov/18 – PMO Abr/18

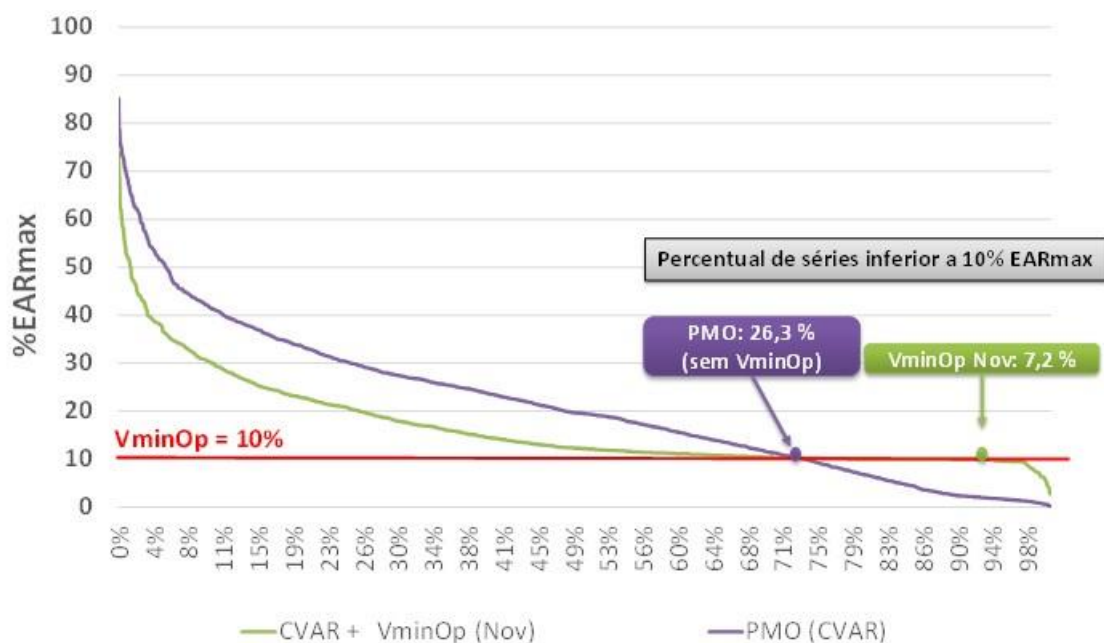


Figura 3-17: Curva de Permanência da EAR do Norte em nov/18 – PMO Abr/18

Observa-se, nas figuras anteriores, que no caso com a consideração da restrição de VminOp (ao final de novembro) no PMO de abril de 2018, reduziria a probabilidade de violação dos níveis mínimos operativos nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (de 1,9% para 0,8%), Nordeste (de 47,2% para 6,5%), e Norte (de 26,3% para 7,2 %) ao final de novembro de 2018, embora aumente a probabilidade de violação no subsistema Sul de 2,4% para 6,0%.

A Figura 3-18, a seguir, apresenta a curva de permanência da geração térmica do SIN em 2018, permitindo observar que impacto pela consideração do VminOp no PMO de abril de 2018 não é relevante no período entre abril e dezembro de 2018.

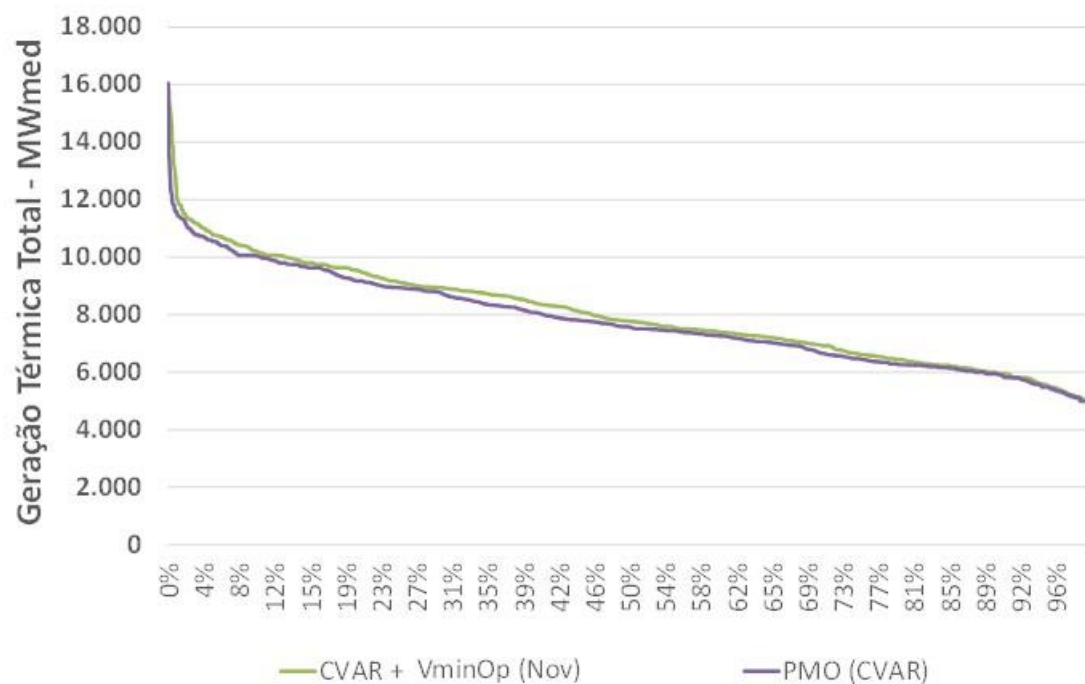


Figura 3-18: Curva de Permanência da Geração Térmica do SIN em 2018 – PMO Abr/18

3.2.3 PMO de Setembro de 2018 – Com x Sem VminOp

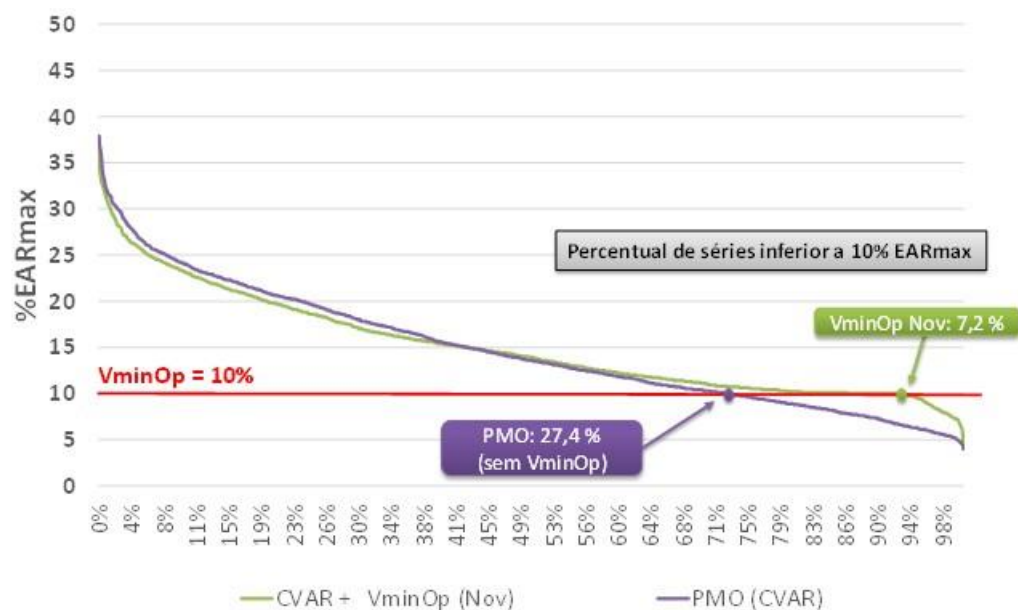


Figura 3-19: Curva de Permanência da EAR do SE/CO em nov/18 – PMO Set/18

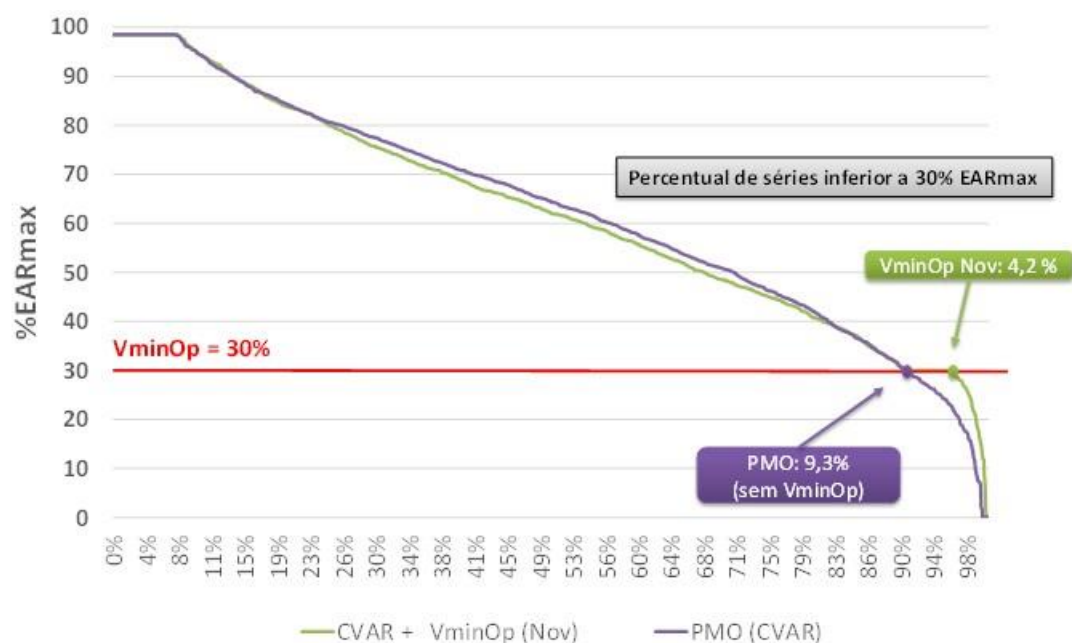


Figura 3-20: Curva de Permanência da EAR do Sul em nov/18 – PMO Set/18

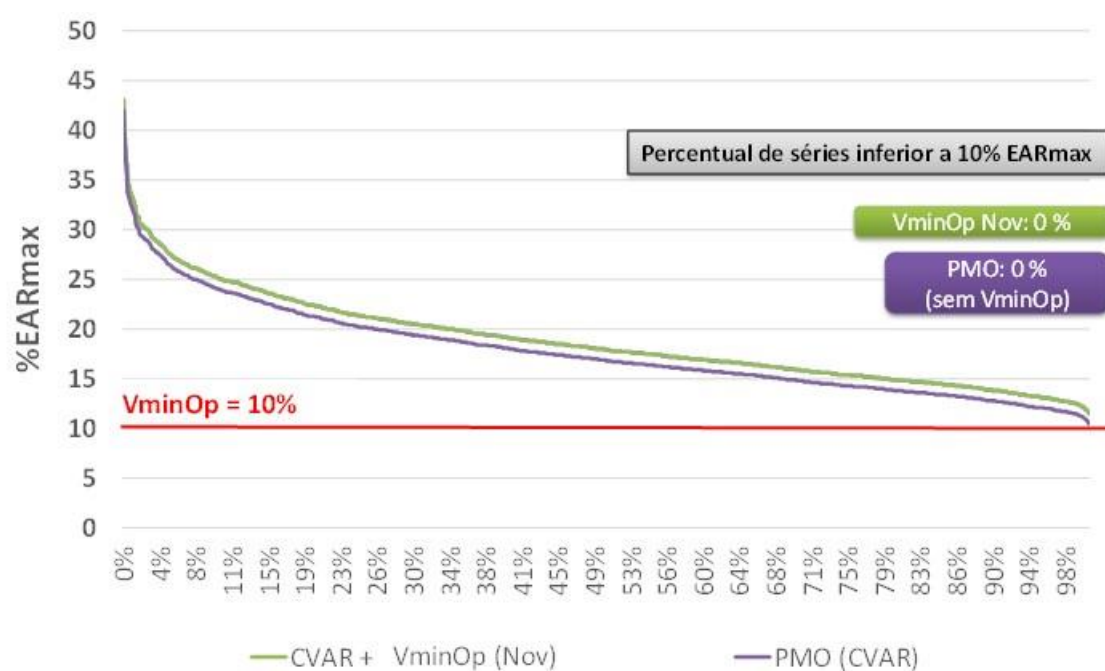


Figura 3-21: Curva de Permanência da EAR do Nordeste em nov/18 – PMO Set/18

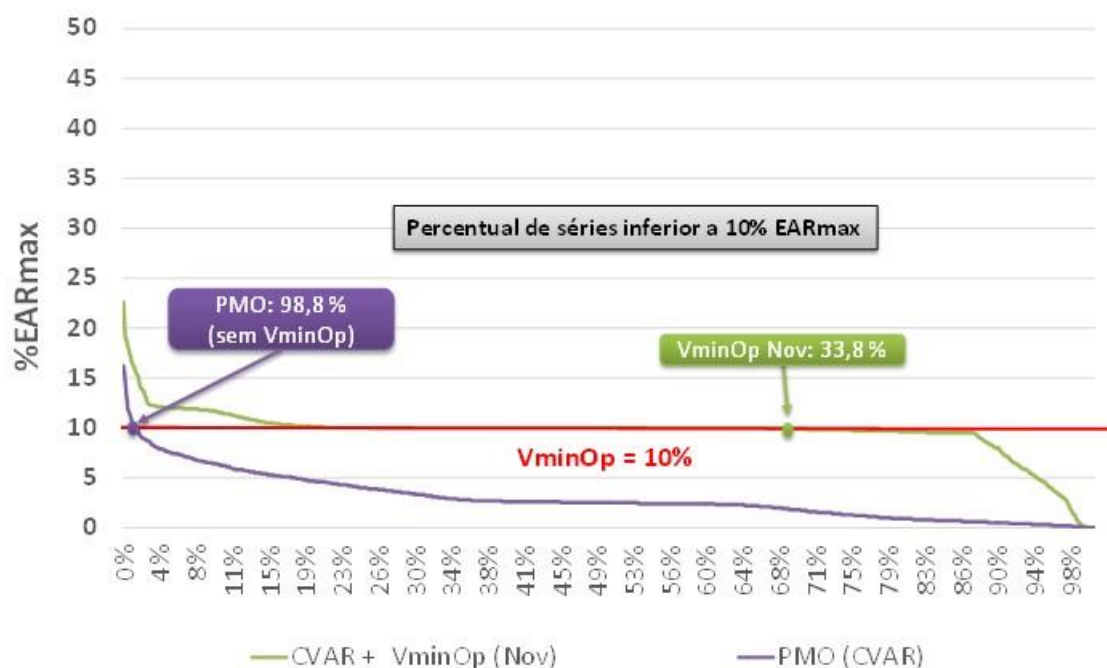


Figura 3-22: Curva de Permanência da EAR do Norte em nov/18 – PMO Set/18

Observa-se, nas figuras anteriores, que no caso com a consideração da restrição de VminOp (ao final de novembro) no PMO de setembro de 2018, reduzir-se-ia a probabilidade de violação dos níveis mínimos operativos nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (de 27,4% para 7,2%), Sul (de 9,3% para 4,2%), e Norte (de 98,8% para 33,8%) ao final de novembro de 2018. O subsistema Nordeste apresenta probabilidade nula de violação do nível mínimo operativo nos dois casos.

A Figura 3-23, a seguir, apresenta a curva de permanência da geração térmica do SIN em 2018 (setembro a dezembro), permitindo observar que impacto pela consideração do VminOp no PMO de setembro de 2018.

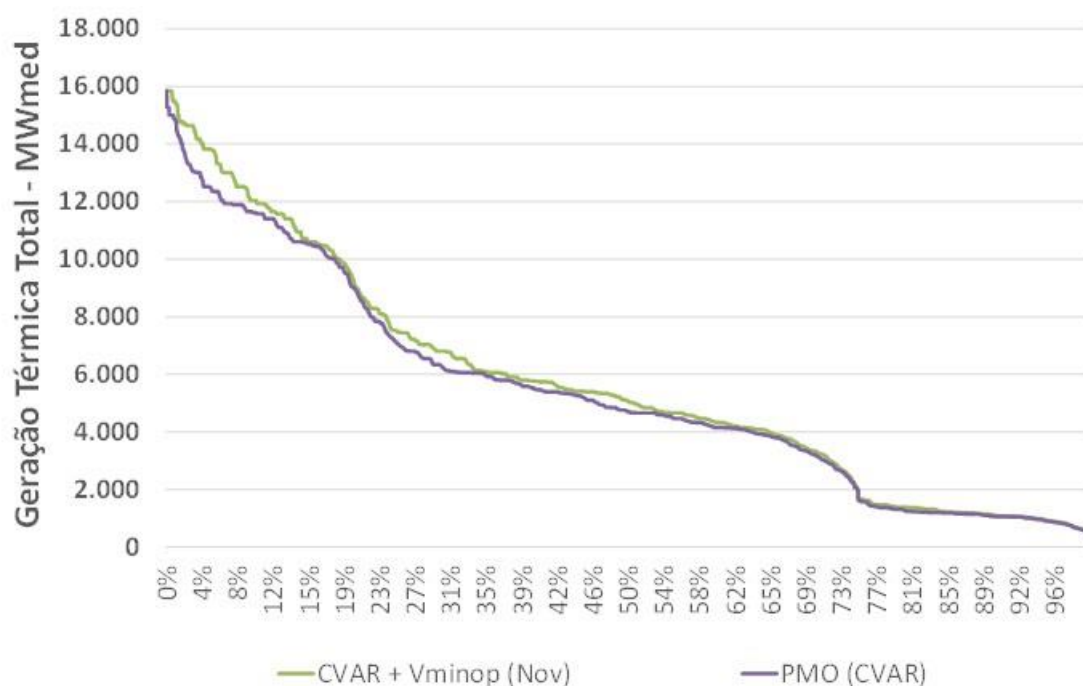


Figura 3-23: Curva de Permanência da Geração Térmica do SIN em 2018 – PMO Set/18

3.3 Simulações Não Encadeadas – Modelo DECOMP

De forma a medir os impactos nos resultados do modelo de curto prazo, foram rodados inicialmente os PMOs de novembro de 2017 a outubro de 2018 individualizados, ou seja, sem encadeamento entre os meses, considerando a Função de Custo Futuro gerada a partir do caso onde foi inserida a restrição de VminOp apenas no mês de novembro.

A Figura 3-24, a seguir, compara os resultados referentes aos custos marginais de operação para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, como exemplo.

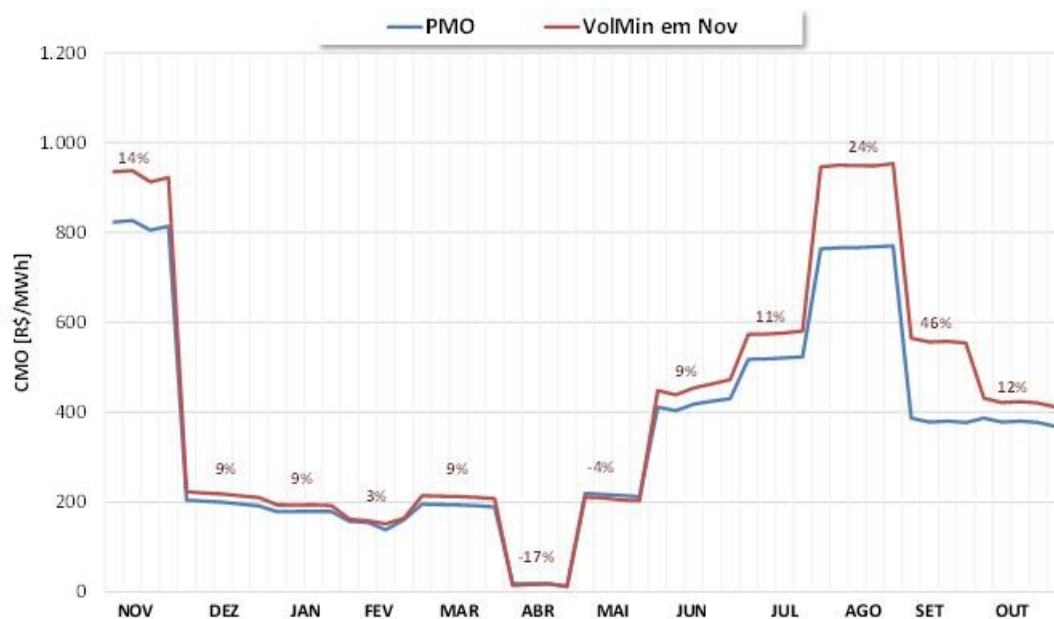


Figura 3-24: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) - Sudeste/Centro-Oeste

Nota-se na Figura 3-24, anterior, que as maiores diferenças são percebidas no período de junho a novembro, ou seja, durante a estação seca, onde os custos marginais de operação estão mais elevados e o perfil da curva é mantido em relação ao caso do PMO (sem VminOp).

A Figura 3-25, a seguir, compara os resultados do PMO (sem VminOp) com o caso Com VminOp em relação ao despacho térmico por ordem de mérito de custo.

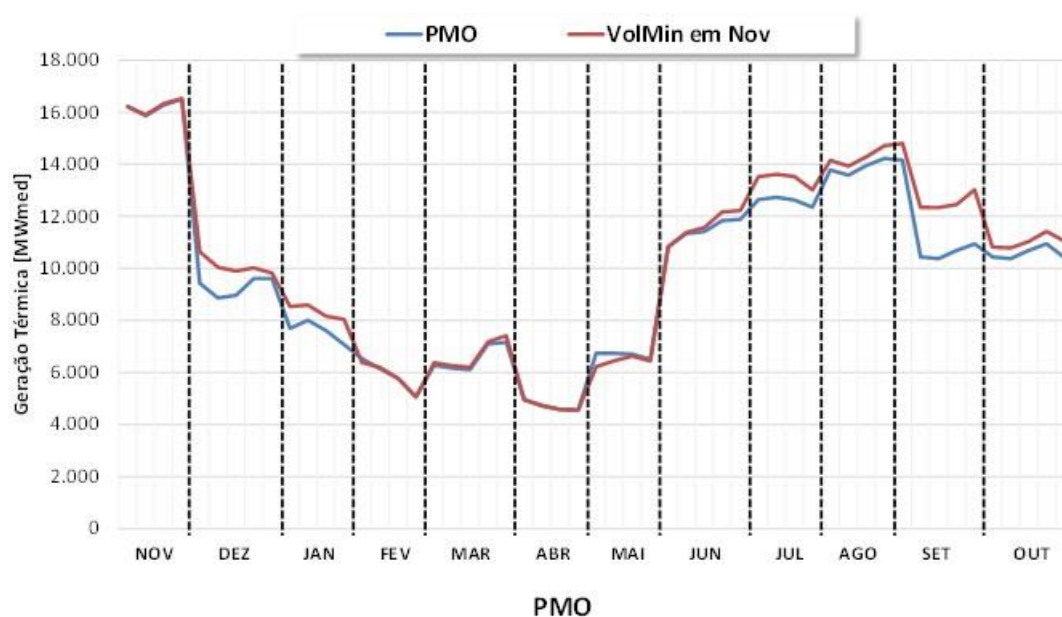


Figura 3-25: Despacho Térmico do SIN (MWmed)

A Figura 3-25, anterior, mostra que o despacho térmico do caso em que é considerado o VminOp apresenta-se igual ou superior em quase todos os meses simulados, mesmo comportamento apresentado nos CMOs dos PMOs analisados.

3.4 Simulações Encadeadas – NEWAVE/DECOMP

Uma outra análise efetuada considerou PMOs encadeados para dois horizontes distintos e diferentes cenários de vazões afluentes, conforme detalhados nos itens a seguir:

- Horizonte de setembro de 2017 a novembro de 2018
- Horizonte de dezembro de 2018 a novembro de 2019

3.4.1 Horizonte de setembro de 2017 a novembro de 2018

Considerou-se como níveis iniciais de armazenamento aqueles correspondentes ao PMO de setembro de 2017, quais sejam: Sudeste/Centro-Oeste (33,8% EARMáx), Sul (59,7% EARMáx), Nordeste (13,1% EARMáx) e Norte (53,7% EARMáx), sendo então realizadas simulações encadeadas dos modelos NEWAVE e DECOMP. Figura 3-26, a seguir, apresenta uma descrição visual da avaliação realizada.

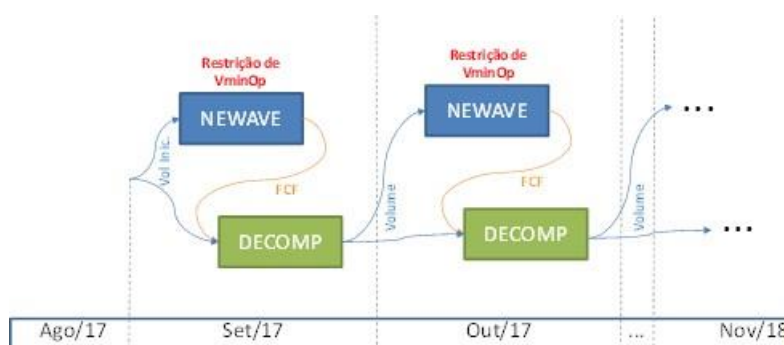


Figura 3-26: Descrição do Estudo

Com relação à premissa de vazões/energias afluentes foram considerados dois cenários distintos:

- **Cenário 1:** vazões verificadas de setembro de 2005 a novembro de 2006. Este é um cenário de normalidade no SIN em termos de

afluência, que tem o objetivo verificar que o mecanismo de segurança não eleva significativamente os resultados.

- **Cenário 2:** vazões verificadas de setembro de 2013 a novembro de 2014. Este é um cenário de baixas vazões nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, o que levou os reservatórios a baixos níveis de armazenamento. Neste cenário, espera-se que os níveis dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste se elevem pela adoção do mecanismo VminOp.

3.4.1.1 Cenário 1: vazões verificadas de set/2005 a nov/2006

O cenário de afluências considerado é apresentado, na Figura 3-27, a seguir, por subsistema, em percentual da média mensal de longo termo (MLT) da energia natural afluyente (ENA) mensal.



Figura 3-27: Cenário Hidrológico: set/2005 – nov/2006 (% MLT)

A energia natural afluyente ao longo do período entre setembro de 2005 e novembro de 2016, apresentada na Figura 3-27 anterior, corresponde a 105% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 81% MLT no Sul, 93% MLT no Nordeste e 115% MLT no Norte.

A Figura 3-28, a seguir, apresenta a evolução dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período de setembro de 2017 a novembro de 2018 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp), permitindo a identificação dos ganhos em termos de energia armazenada.

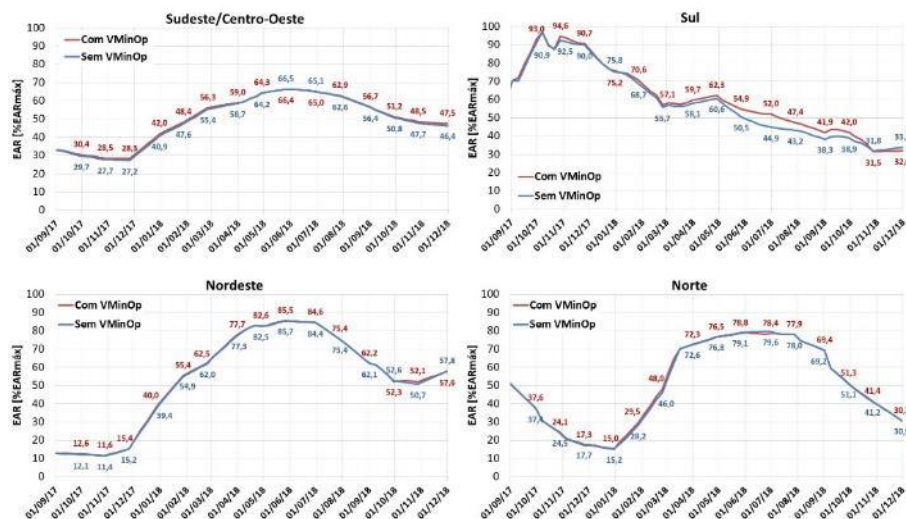


Figura 3-28: Evolução dos Armazenamentos (% EARMáx)

Observa-se na Figura 3-28, anterior, que a consideração dos níveis mínimos operativos eleva o armazenamento nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (1,1 ponto percentual) e Norte (0,2 ponto percentual) e reduz nos subsistemas Sul (-1,8 ponto percentual) e Nordeste (-0,2 ponto percentual), correspondendo a um ganho no SIN e aproximadamente 1.800 MWmed.

A Figura 3-29, a Figura 3-30 e a Figura 3-31 apresentam a evolução dos armazenamentos nos principais reservatórios de cabeceira do SIN, permitindo a identificação dos ganhos de armazenamentos também nesses reservatórios.

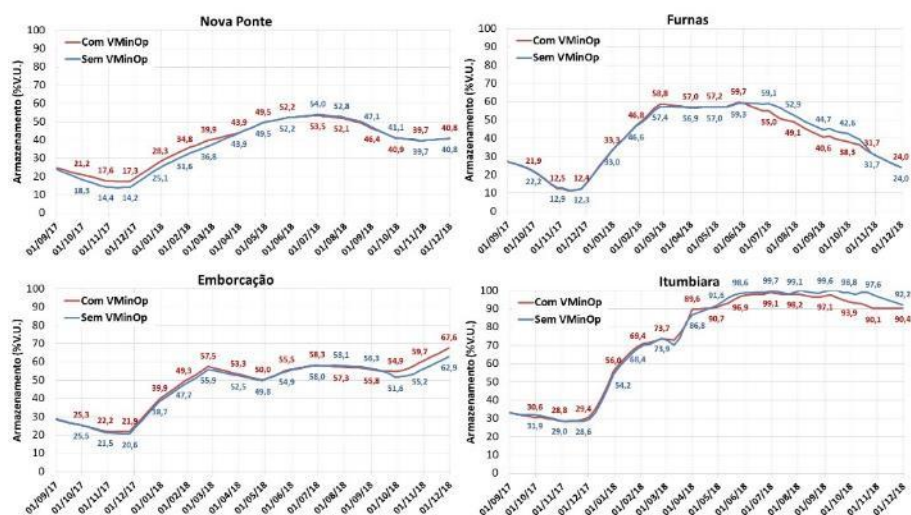


Figura 3-29: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 1/3

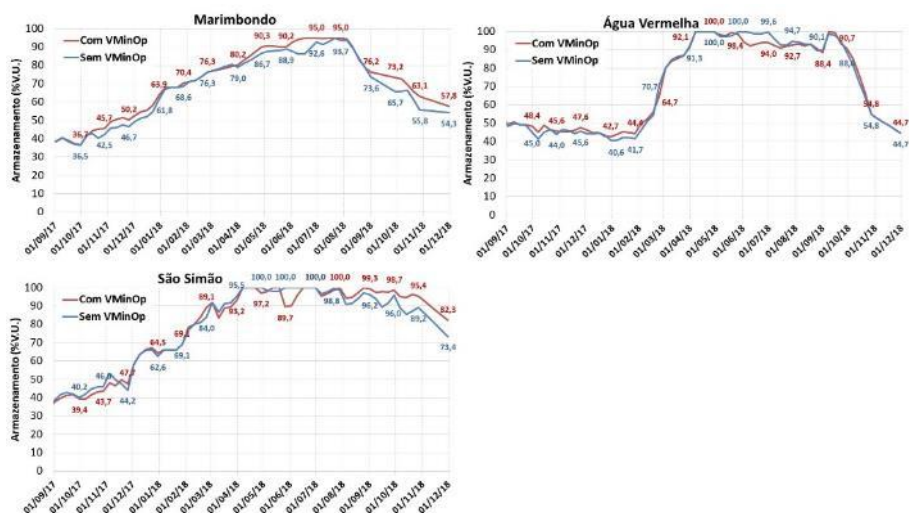


Figura 3-30: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 2/3

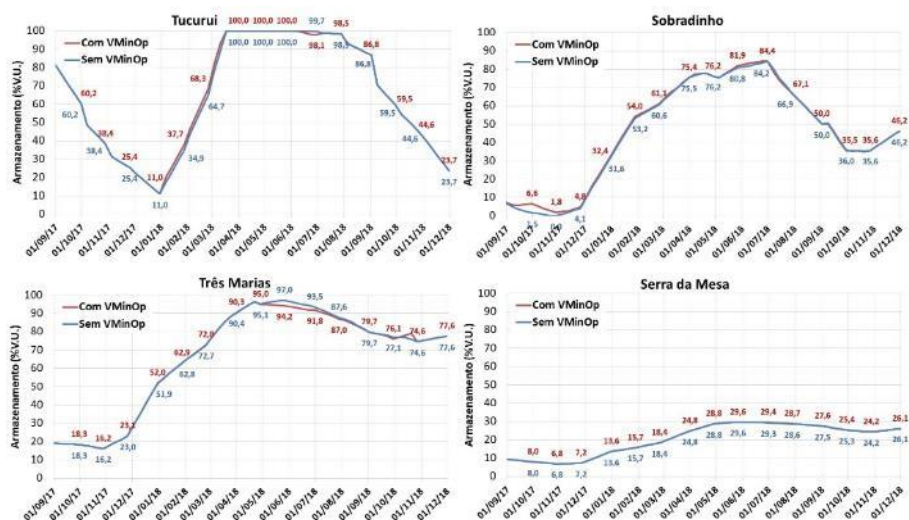


Figura 3-31: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 3/3

A Figura 3-32, a seguir, apresenta o requisito de geração térmica do SIN ao longo do período 2017/2018 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

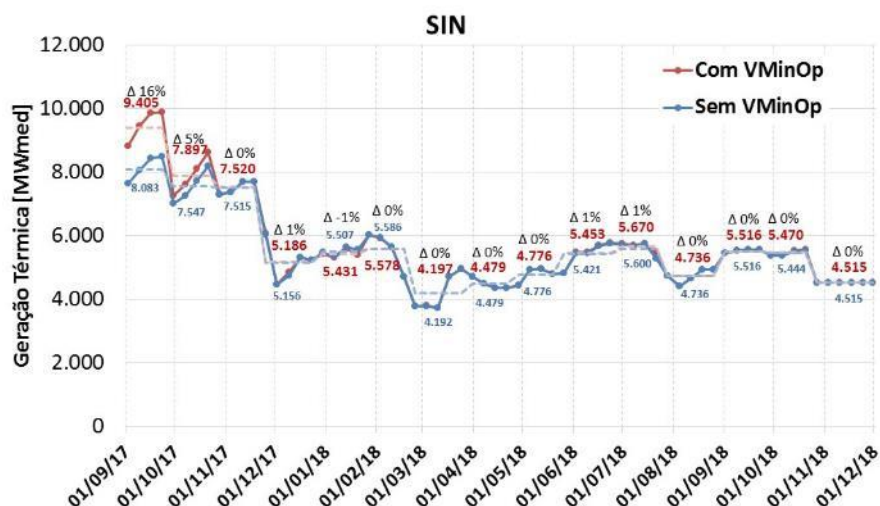


Figura 3-32: Geração Termoelétrica do SIN (MWmed)

Observa-se na Figura 3-32, anterior, que o despacho adicional pela consideração das restrições de volumes mínimos operativos no período entre setembro de 2017 e novembro de 2018 é de 1.756 MWmed, correspondendo a um acréscimo de 2,0% na geração térmica do SIN no período.

Finalmente, na Figura 3-33, a seguir, são apresentados os custos marginais de operação médios ao longo do período de setembro de 2017 a novembro de 2018, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

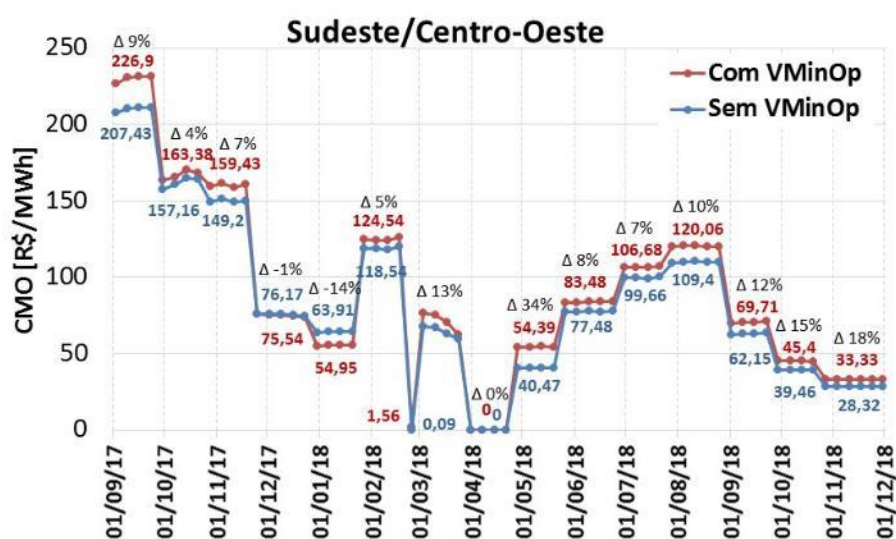


Figura 3-33: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Sudeste/Centro-Oeste

A Figura 3-33, anterior, mostra uma tendência de elevação dos custos marginais de operação no período estudado, quando da consideração do VminOp, a exceção dos meses de janeiro de 2018 e abril de 2019, neste último o sistema apresenta vertimentos na simulação realizada (CMO igual a zero).

Complementando esta análise, são apresentadas as evoluções médias mensais da energia armazenada e do custo marginal de operação dos quatro subsistemas e geração térmica do SIN, obtidas da simulação com o modelo NEWAVE tomando como base os casos encadeados do PMO de setembro de 2017, de janeiro de 2018, de maio de 2018 e de outubro de 2018, nos quais não foram considerados volumes mínimos operativos (VminOp), comparativamente com os resultados do estudo encadeado desses casos com a consideração do VminOp.

A Figura 3-34, a Figura 3-35 e a Figura 3-36, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de setembro de 2017.

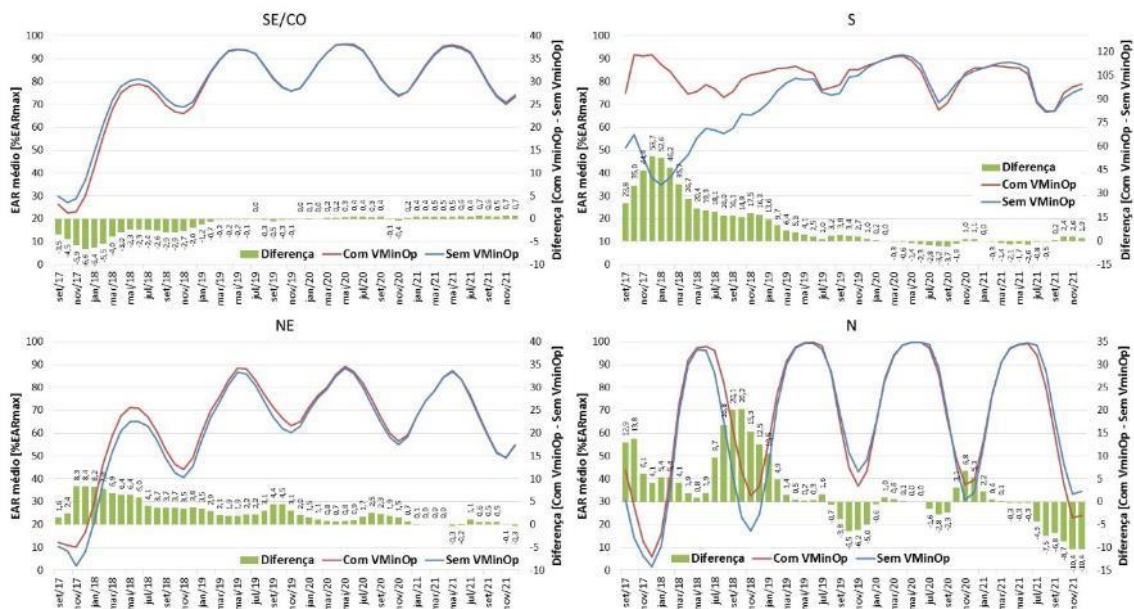


Figura 3-34: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Set/17

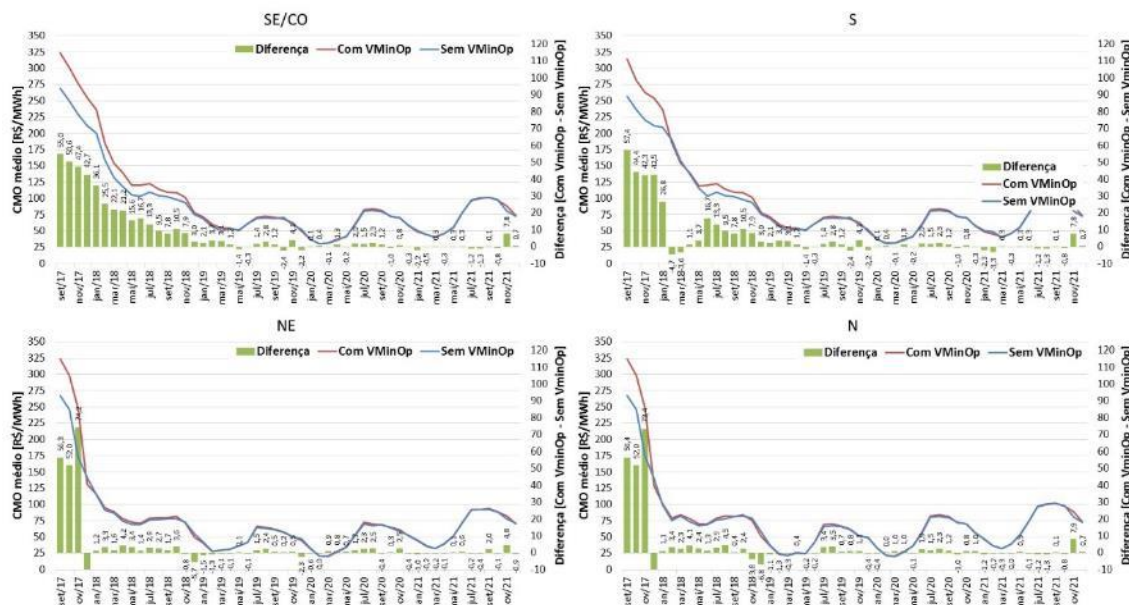


Figura 3-35: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Set/17

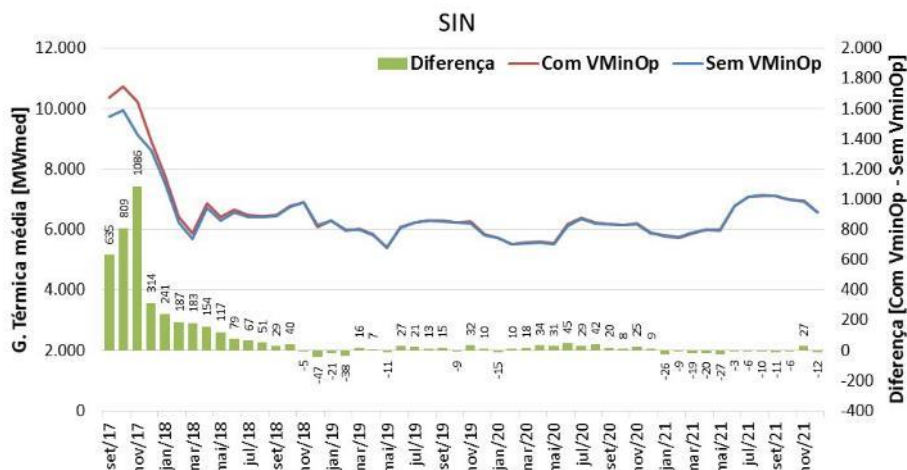


Figura 3-36: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Set/17

Observa-se, nas figuras anteriores, que a inclusão das restrições de VminOp resulta em um aumento médio no despacho termoeletrico do SIN e, consequentemente, dos custos marginais de operação. Em média, o despacho termoeletrico se elevou em montantes da ordem de 840 MWmédios, no final de 2018. Os custos marginais de operação se elevaram em aproximadamente 50 R\$/MWh, em média.

A Figura 3-37, a Figura 3-38 e a Figura 3-39, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de janeiro de 2018.

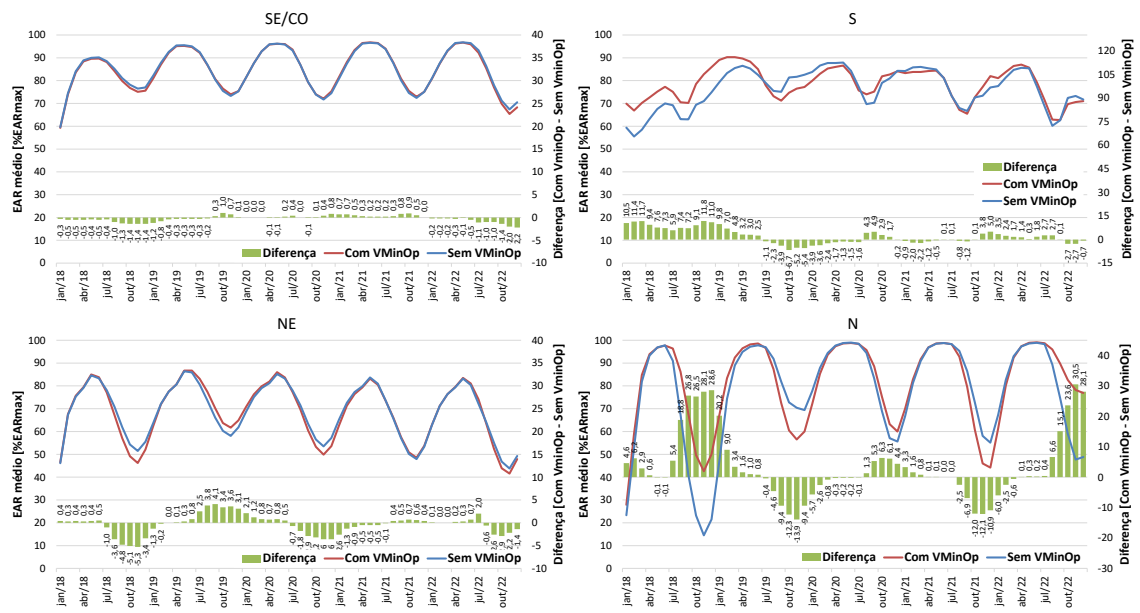


Figura 3-37: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Jan/18

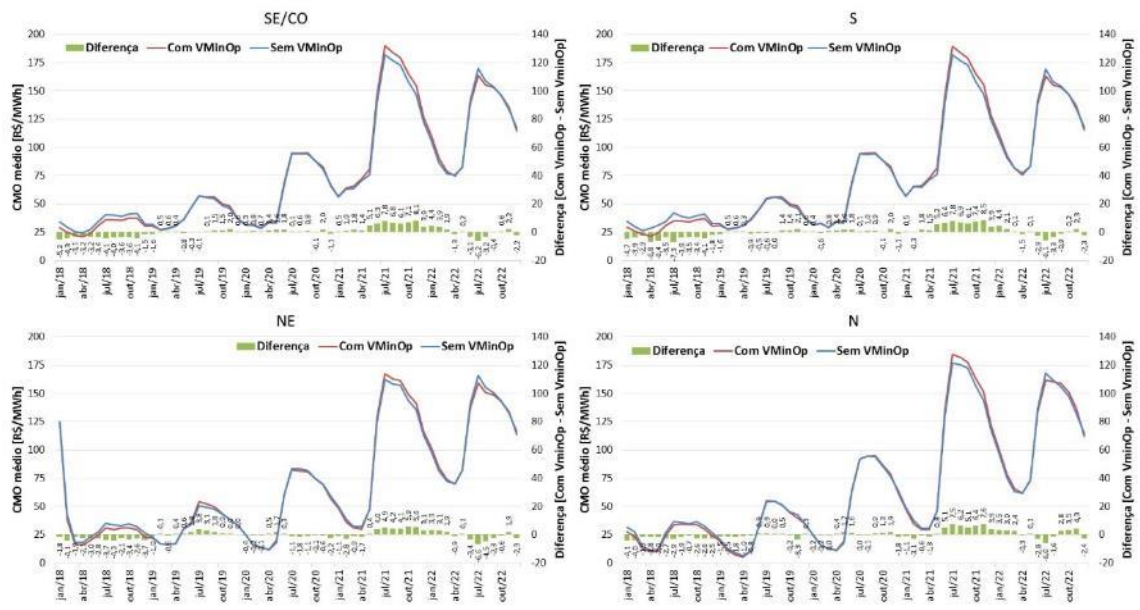


Figura 3-38: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Jan/18

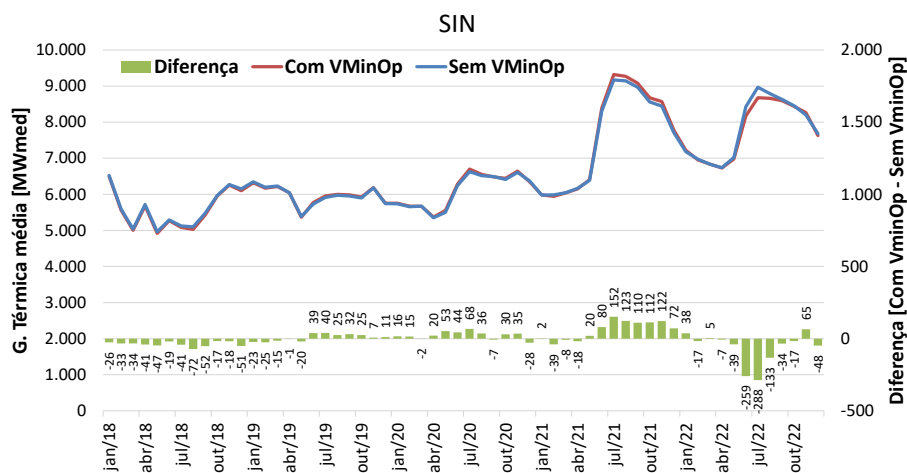


Figura 3-39: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Jan/18

Das figuras anteriores, observa-se que a restrição de VminOp não afetou os resultados das simulações do NEWAVE, quando considerado uma conjuntura de normalidade, no período chuvoso do Sudeste/Centro-Oeste (janeiro de 2018).

A Figura 3-40, a Figura 3-41 e a Figura 3-42, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de maio de 2018.

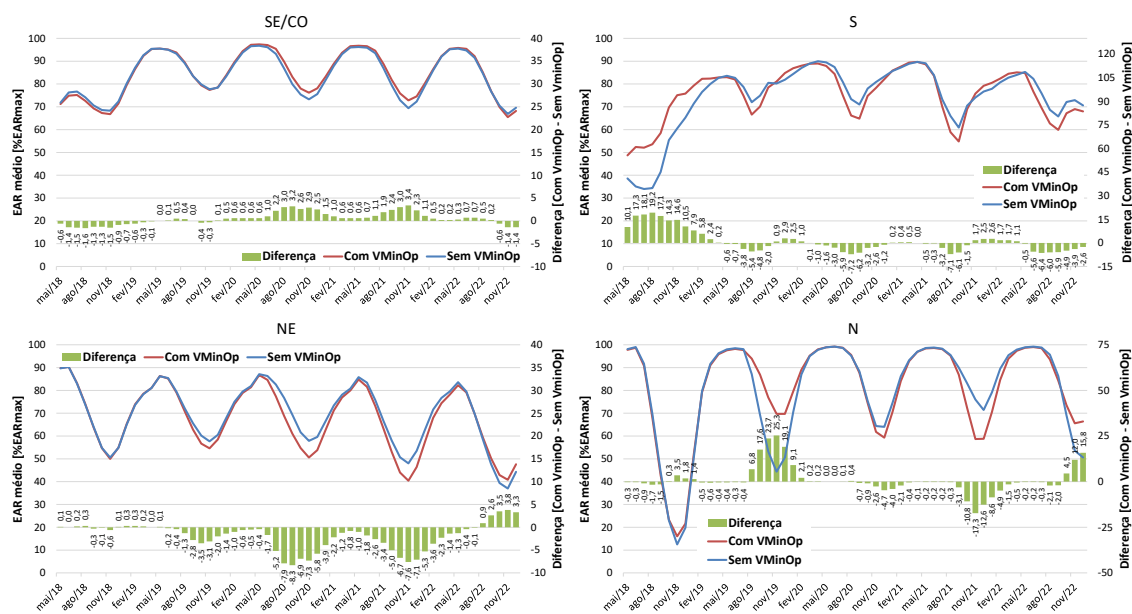


Figura 3-40: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Mai/18

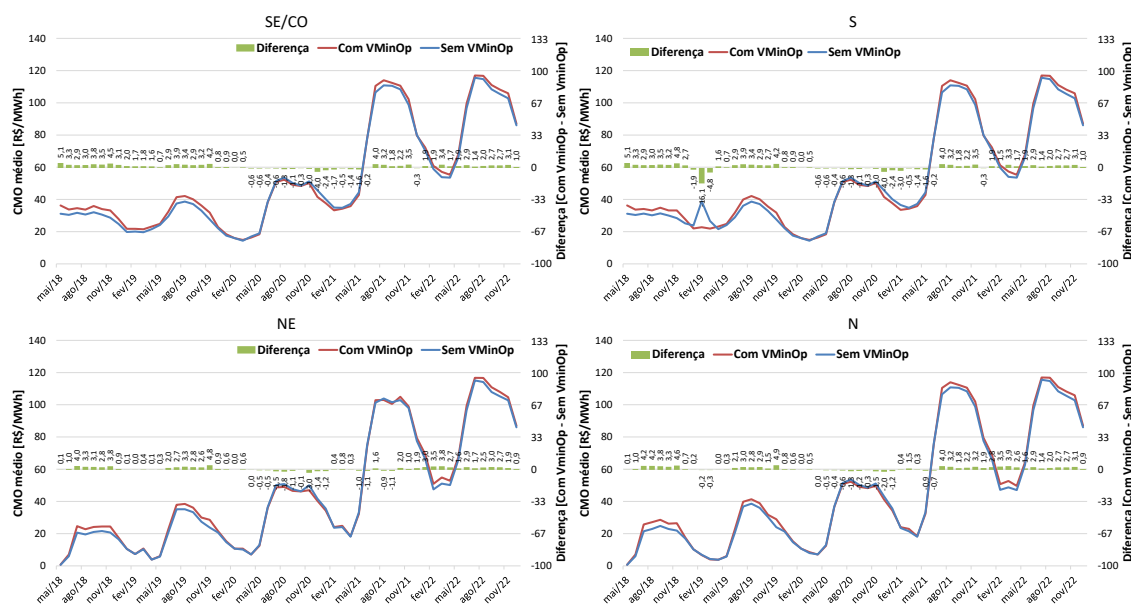


Figura 3-41: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Mai/18

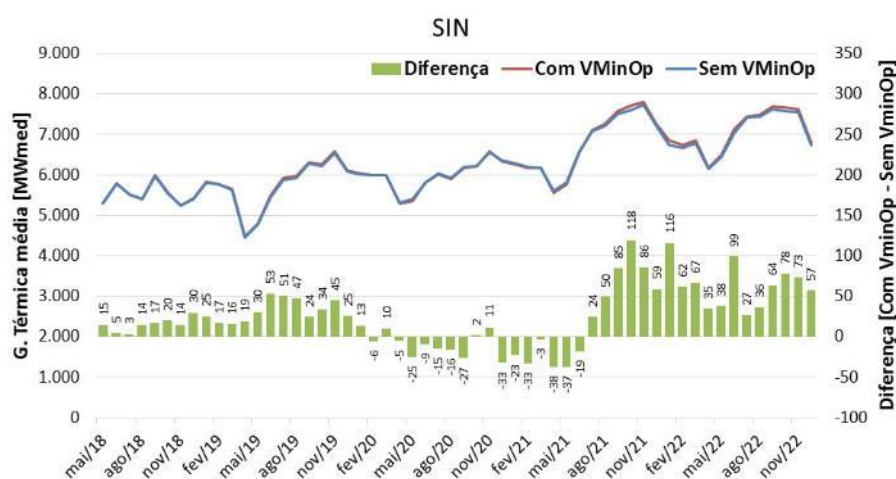


Figura 3-42: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Mai/18

Das figuras anteriores, observa-se que, assim como as simulações de janeiro de 2018, as simulações de maio de 2018 também não sofreram impactos relevantes pela consideração das restrições de volume mínimo.

A Figura 3-43, a Figura 3-44 e a Figura 3-45, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de outubro de 2018.

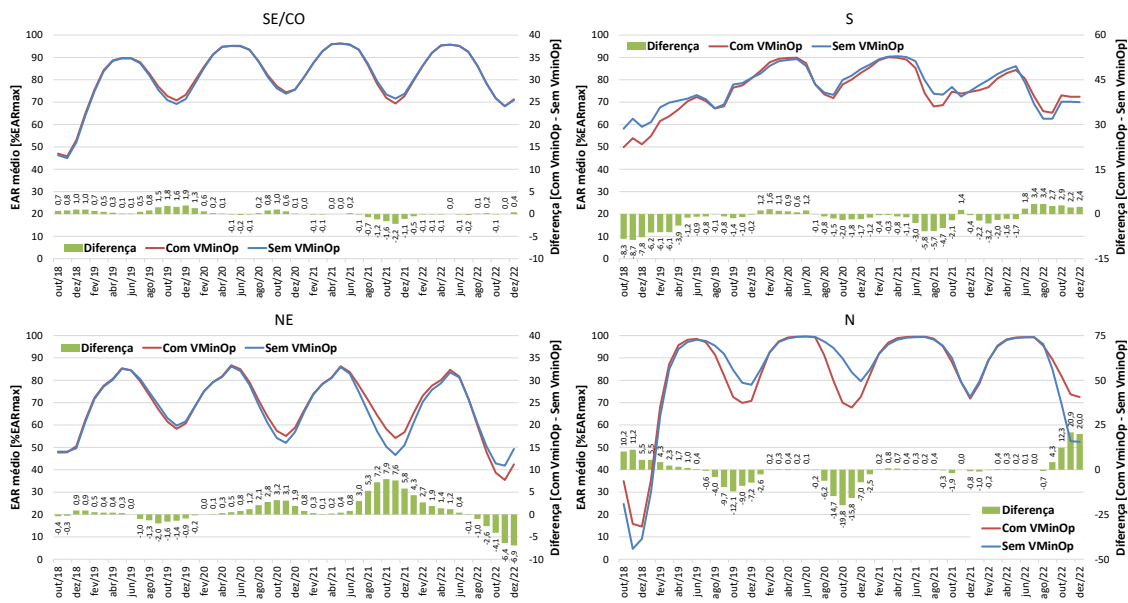


Figura 3-43: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Out/18

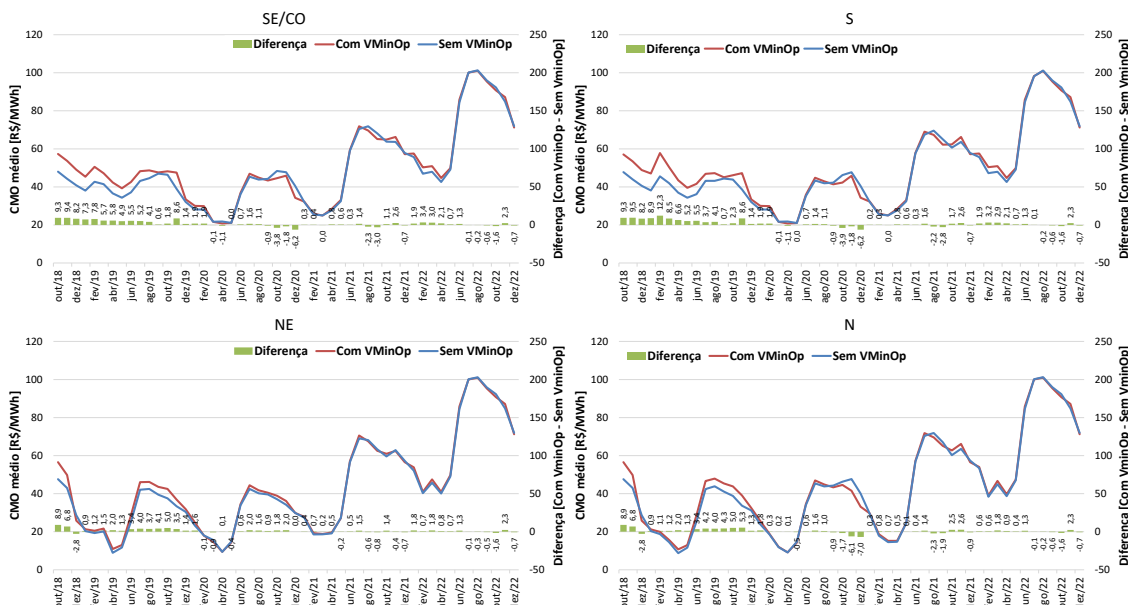


Figura 3-44: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Out/18

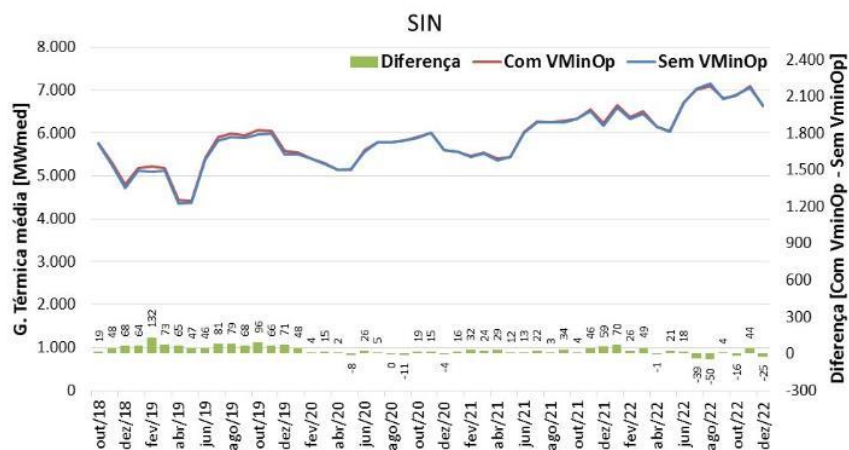


Figura 3-45: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Out/18

Das figuras anteriores, observa-se que as maiores diferenças médias no custo marginal de operação foram inferiores a 10 R\$/MWh. Isso é consequência dos armazenamentos médios que, nesta simulação, já estão elevados. Dessa forma, a probabilidade de penalização por violação dos volumes mínimos é baixa, fazendo com que os impactos na simulação não sejam relevantes.

3.4.1.2 Cenário 2 - vazões verificadas de set/2013 a nov/2014

O cenário de aflúências considerado é apresentado, na Figura 3-46, a seguir, por subsistema, em percentual da média mensal de longo termo (MLT) da energia natural afluyente (ENA) mensal.

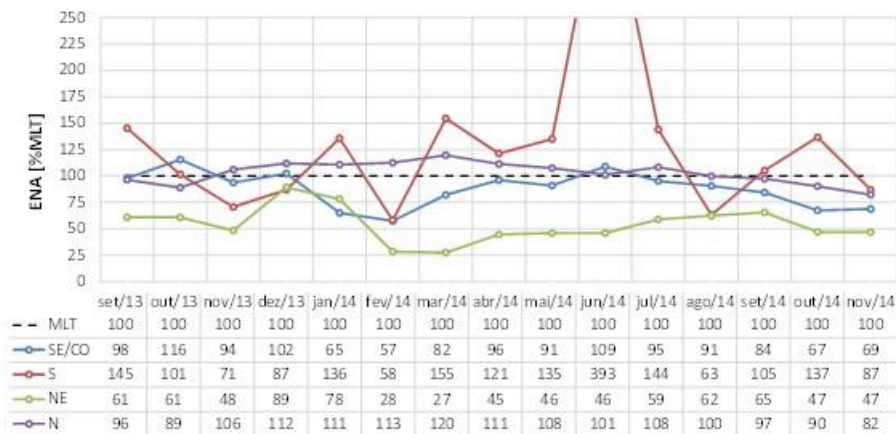


Figura 3-46: Cenário Hidrológico: set/2013 – nov/2014 (% MLT)

A energia natural afluyente ao longo do período entre setembro de 2013 e novembro de 2014, apresentada na Figura 3-46 anterior, corresponde a 85% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 130% MLT no Sul, 52% MLT no Nordeste e 110% MLT no Norte.

A Figura 3-47, a seguir, apresenta, a evolução dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período de setembro de 2017 a novembro de 2018 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp), permitindo a identificação dos ganhos em termos de energia armazenada.

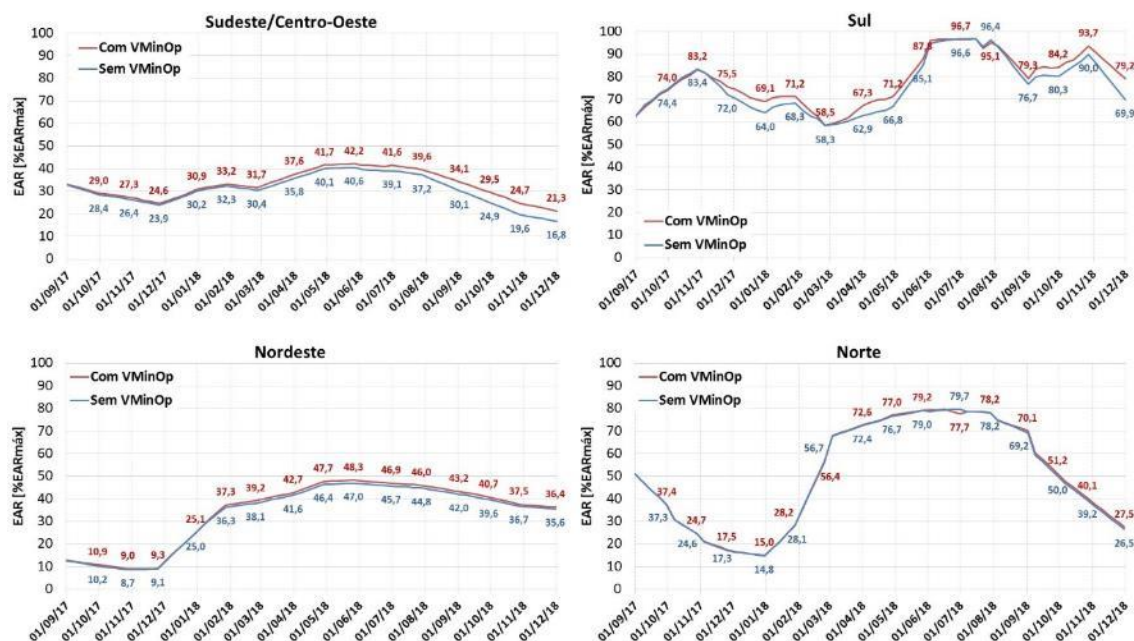


Figura 3-47: Evolução dos Armazenamentos (% EARmáx)

Observa-se na Figura 3-47, anterior, que a consideração dos níveis mínimos operativos eleva o armazenamento de todos os subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (4,5 pontos percentual), Sul (9,3 pontos percentual), Nordeste (0,8 ponto percentual) e Norte (1,0 ponto percentual) ao final de novembro de 2018, correspondendo a um aumento da ordem de 11.500 MWmed de armazenamento no SIN.

A Figura 3-48, a Figura 3-49 e a Figura 3-50, a seguir, apresentam a evolução dos armazenamentos nos principais reservatórios de cabeceira do SIN, permitindo a identificação dos ganhos de armazenamentos também nesses reservatórios.

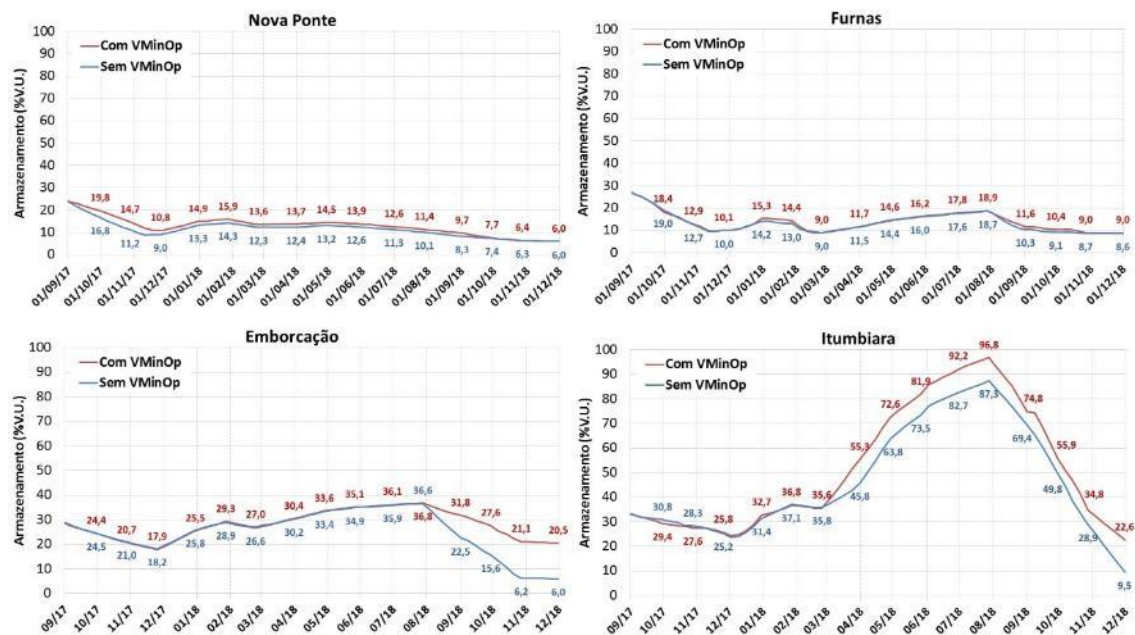


Figura 3-48: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 1/3

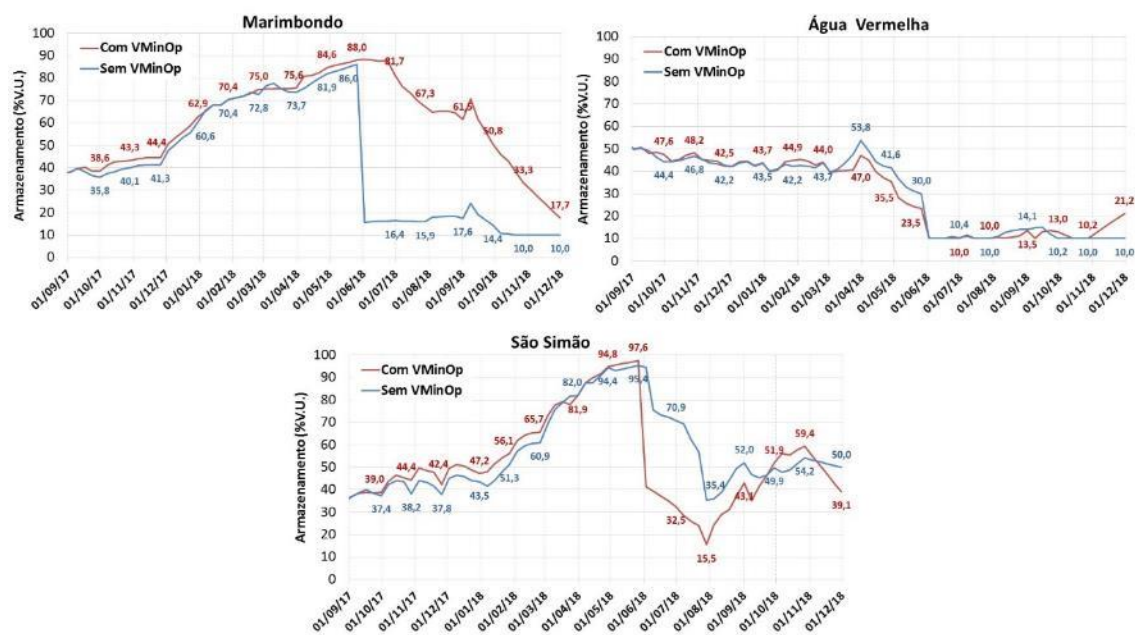


Figura 3-49: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 2/3

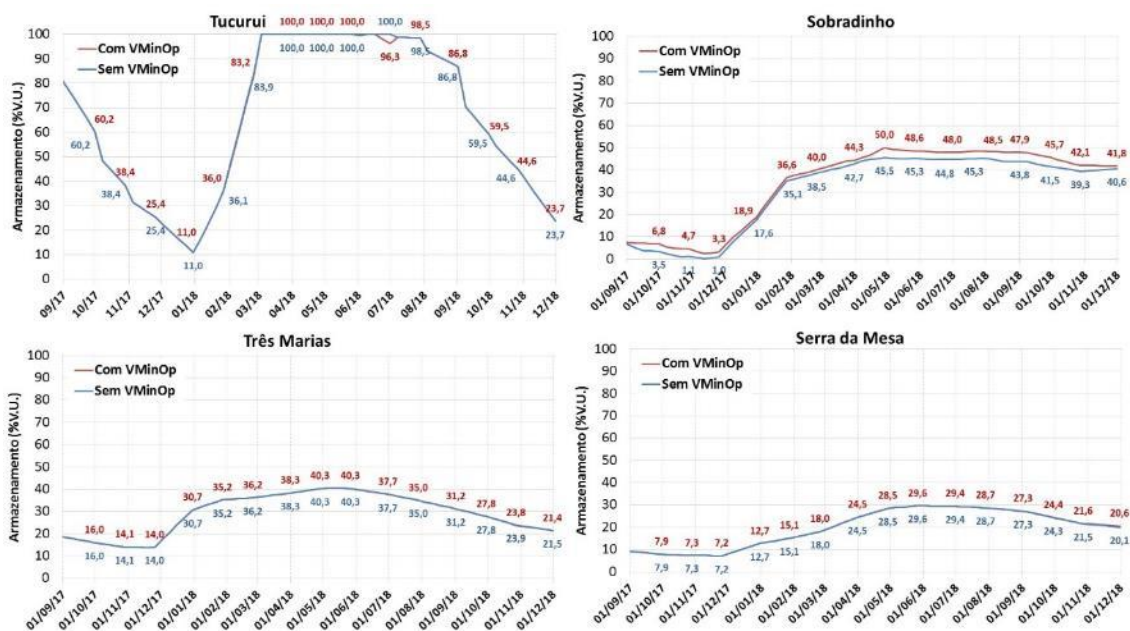


Figura 3-50: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 3/3

A Figura 3-51, a seguir, apresenta o requisito de geração térmica do SIN ao longo do período 2018/2019 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

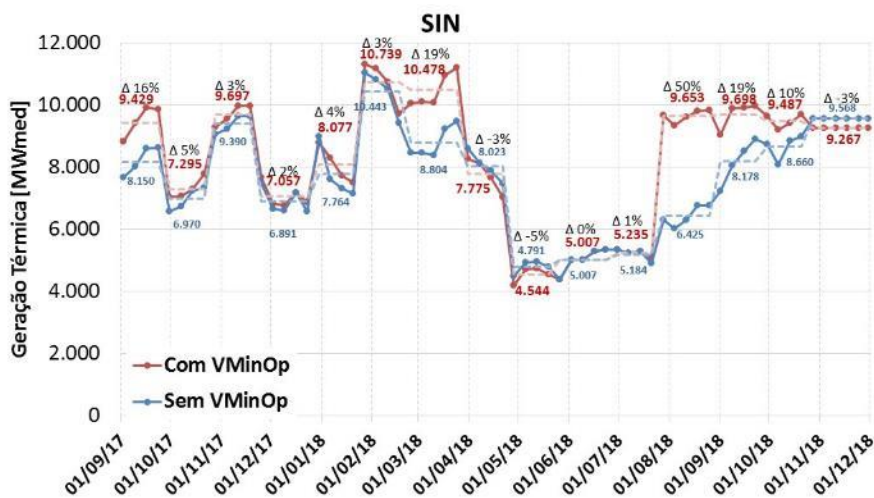


Figura 3-51: Geração Termoelétrica (MWmed)

Observa-se na Figura 3-51, anterior, que o despacho adicional pela consideração das restrições de volumes mínimos operativos no período entre setembro de 2017 e novembro de 2018 é de 9.190 MWmed, correspondendo a um acréscimo de 8% na geração térmica do SIN no período.

Finalmente, na Figura 3-52, a seguir, são apresentados os custos marginais de operação médios ao longo do período de setembro de 2017 a

novembro de 2018 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

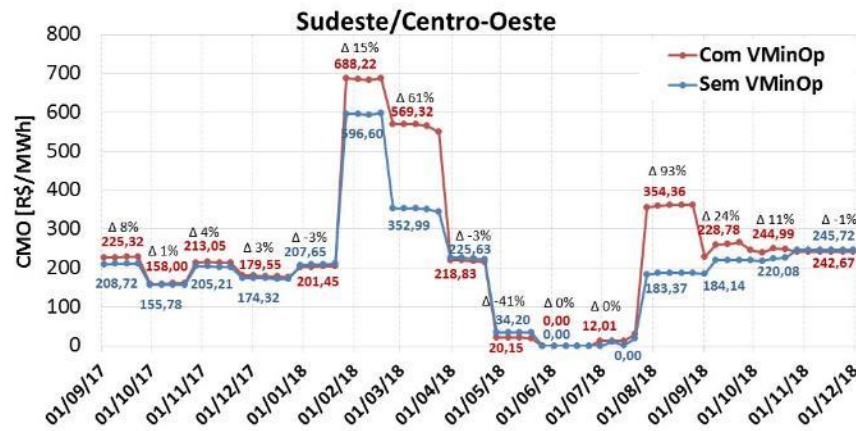


Figura 3-52: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Sudeste/Centro-Oeste

Os resultados apresentados, na Figura 3-52, anterior, mostram tendência de elevação nos custos marginais de operação em praticamente todos os meses quando da consideração do VminOp.

Complementando esta análise com o cenário de vazões verificadas de setembro de 2013 a novembro de 2014, são apresentadas as evoluções médias mensais da energia armazenada e do custo marginal de operação dos quatro subsistemas e geração térmica do SIN, obtidos da simulação com o modelo NEWAVE tomando como base os casos encadeados do PMO de setembro de 2017, de janeiro de 2018, de maio de 2018 e de outubro de 2018, nos quais não foram considerados volumes mínimos operativos (VminOp), comparativamente com os resultados do estudo encadeado desses casos com a consideração do VminOp.

A Figura 3-53, a Figura 3-54 e a Figura 3-55, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de setembro de 2017.

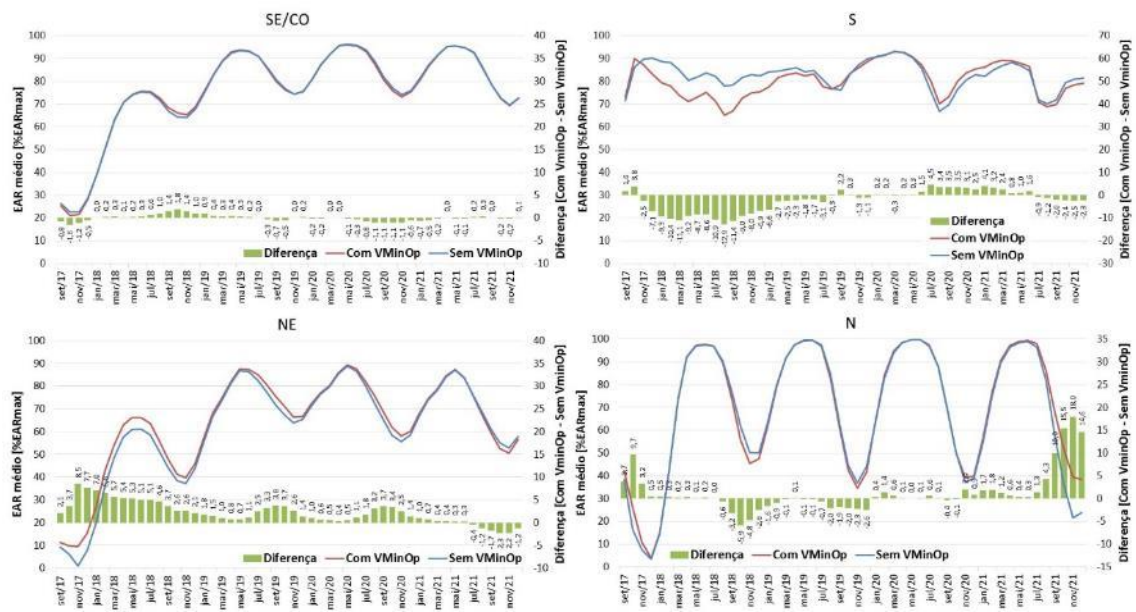


Figura 3-53: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Set/17

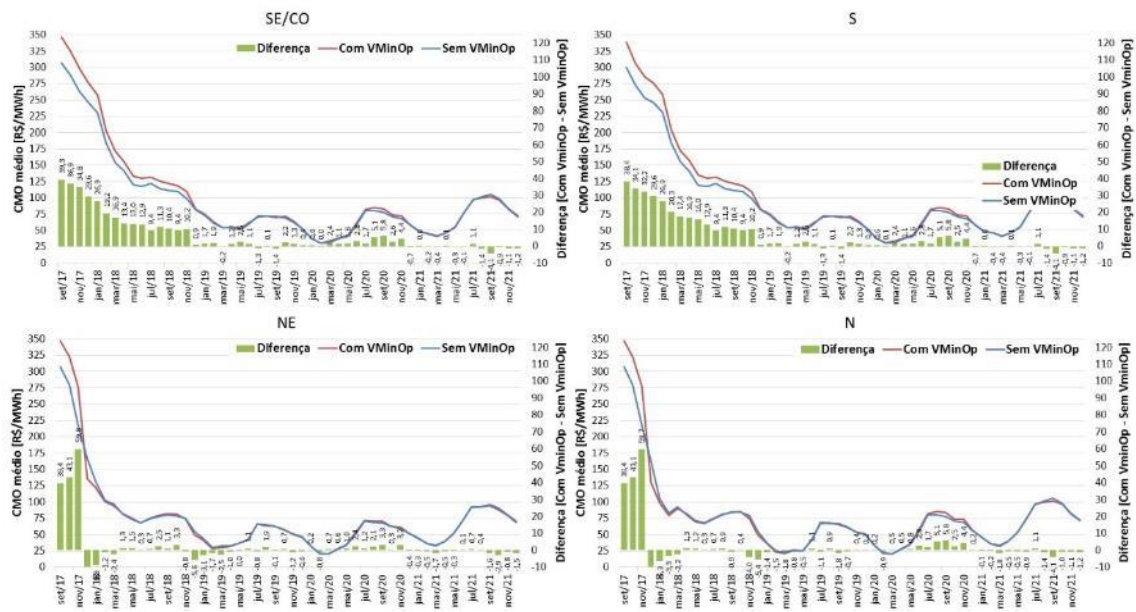


Figura 3-54: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Set/17

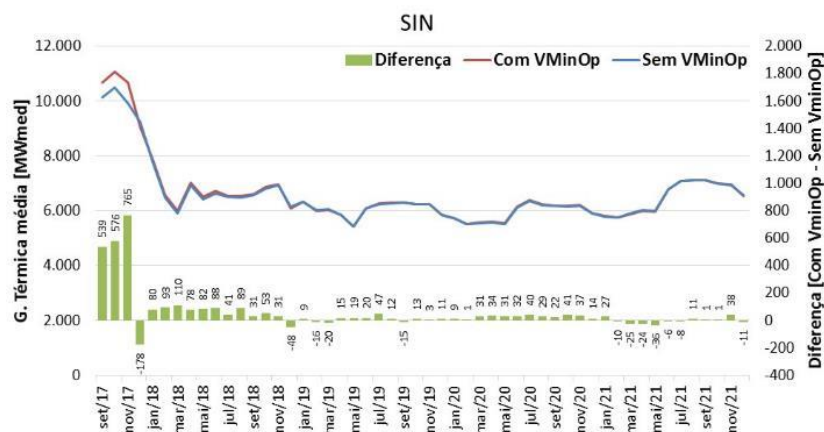


Figura 3-55: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Set/17

Das figuras anteriores, observa-se uma elevação média de 100 R\$/MWh nos primeiros meses do horizonte de simulação, o que correspondeu, em termos de geração termoeletrica, a uma elevação de aproximadamente 600MW médios.

A Figura 3-56, a Figura 3-57 e a Figura 3-58, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de janeiro de 2018.

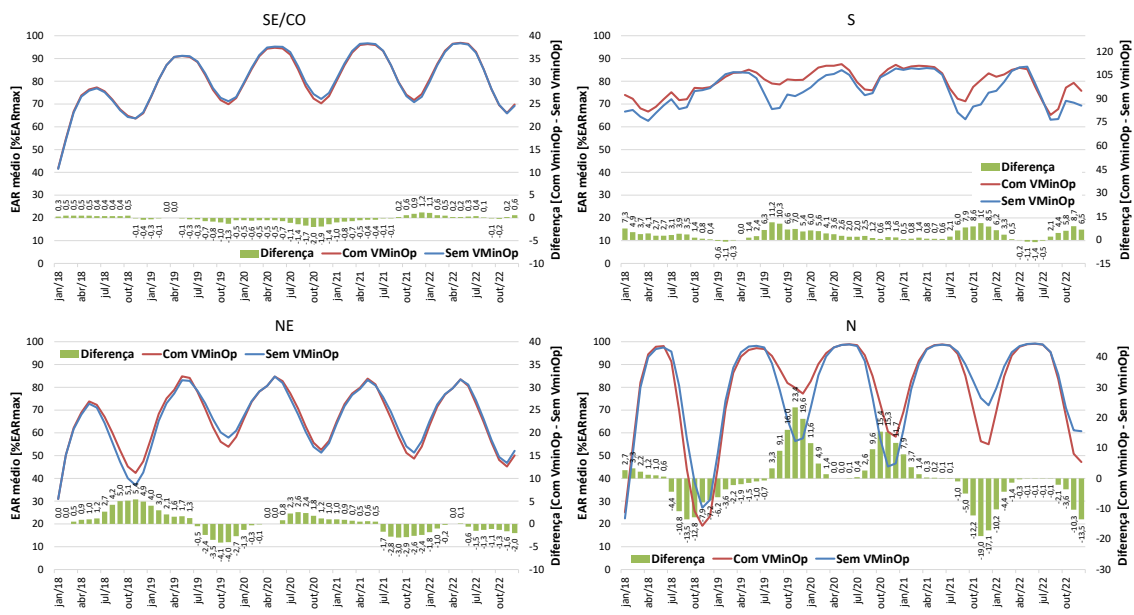


Figura 3-56: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Jan/18

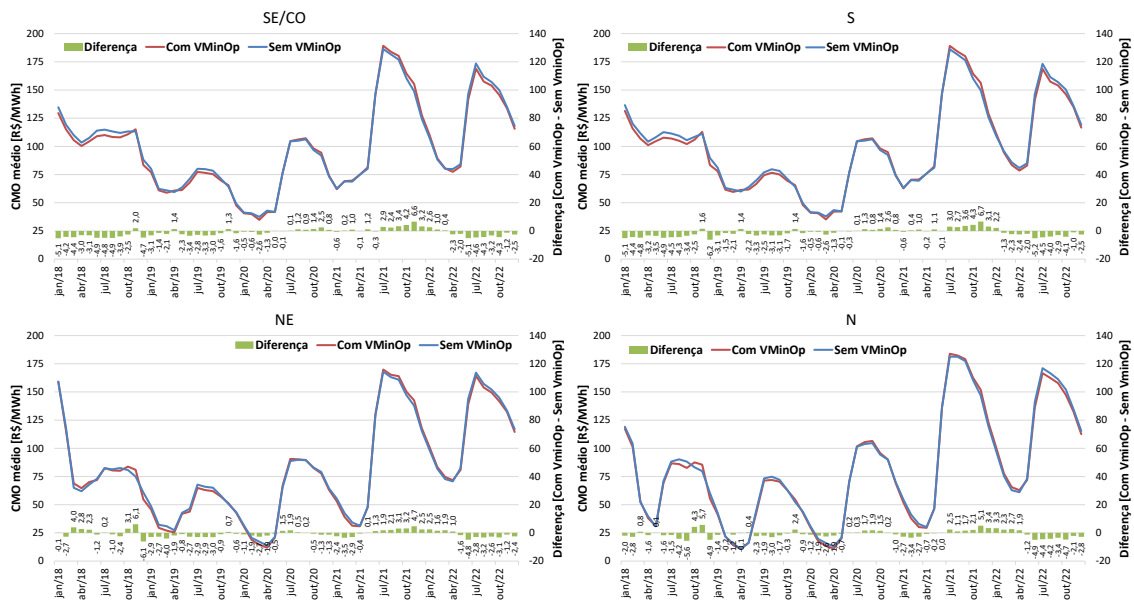


Figura 3-57: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Jan/18

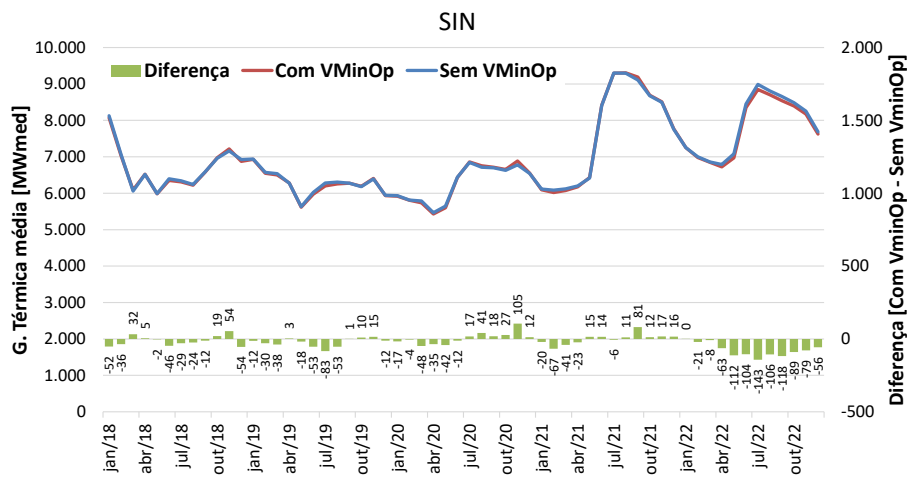


Figura 3-58: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Jan/18

Observa-se, das figuras anteriores, que não houve alterações relevantes nos resultados médios do NEWAVE, para a simulação de janeiro de 2018.

A Figura 3-59, a Figura 3-60 e a Figura 3-61, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de maio de 2018.

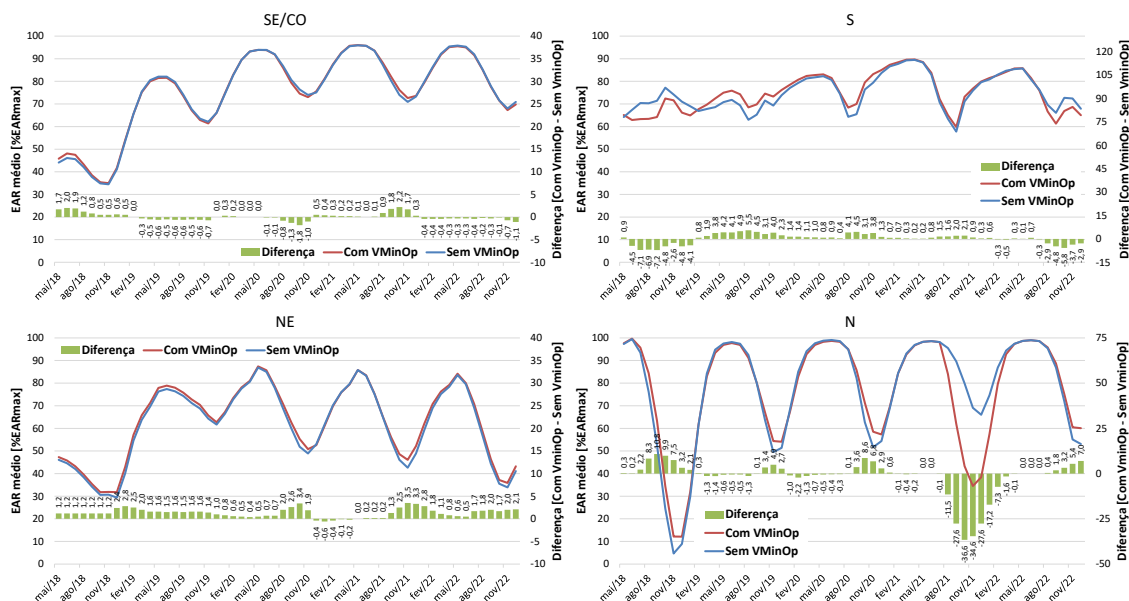


Figura 3-59: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Mai/18

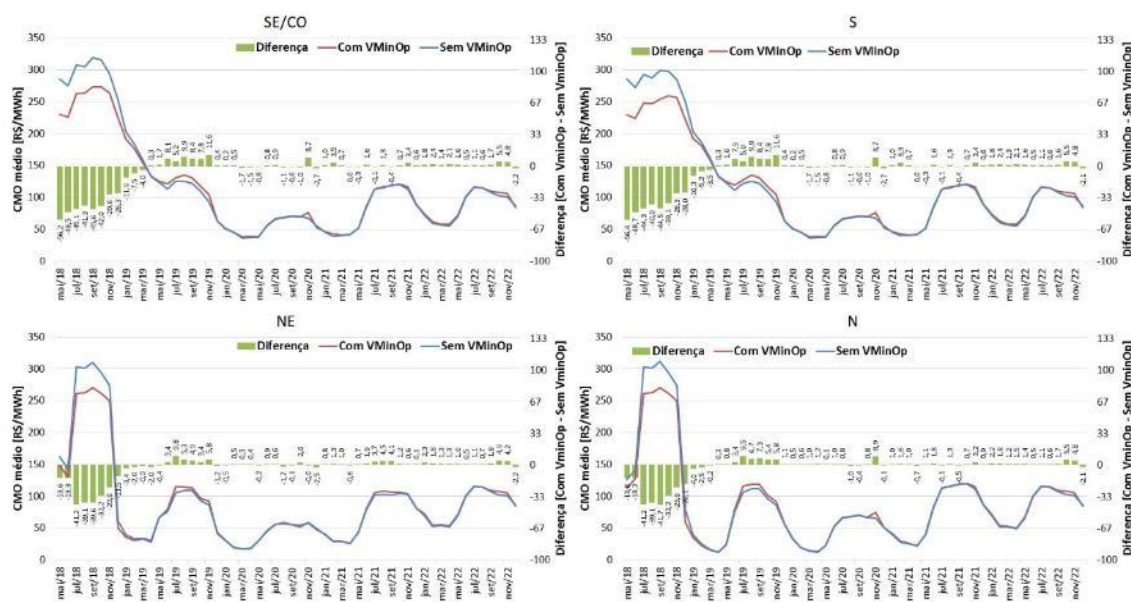


Figura 3-60: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Mai/18

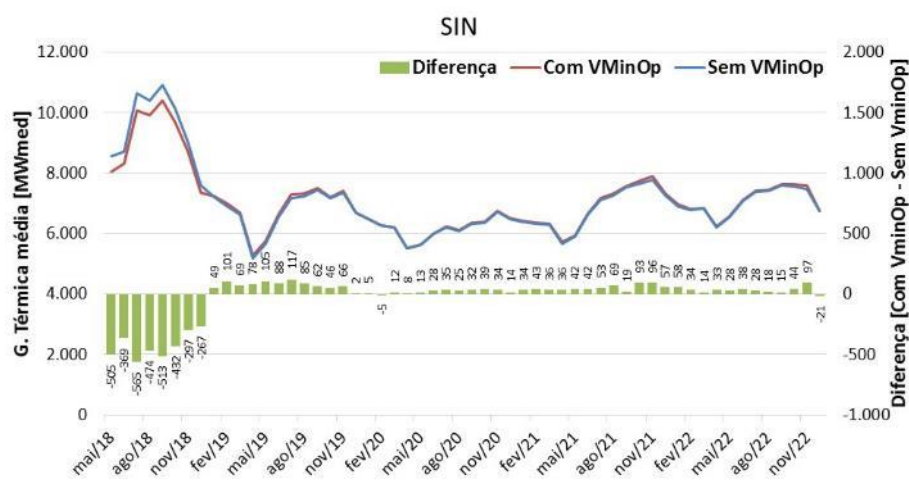


Figura 3-61: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Mai/18

Das figuras anteriores, observa-se que houve uma redução nos montantes de despacho termoeletrico, com a adoção das restrições de volume mínimo.

A Figura 3-62, a Figura 3-63 e a Figura 3-64, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de outubro de 2018.

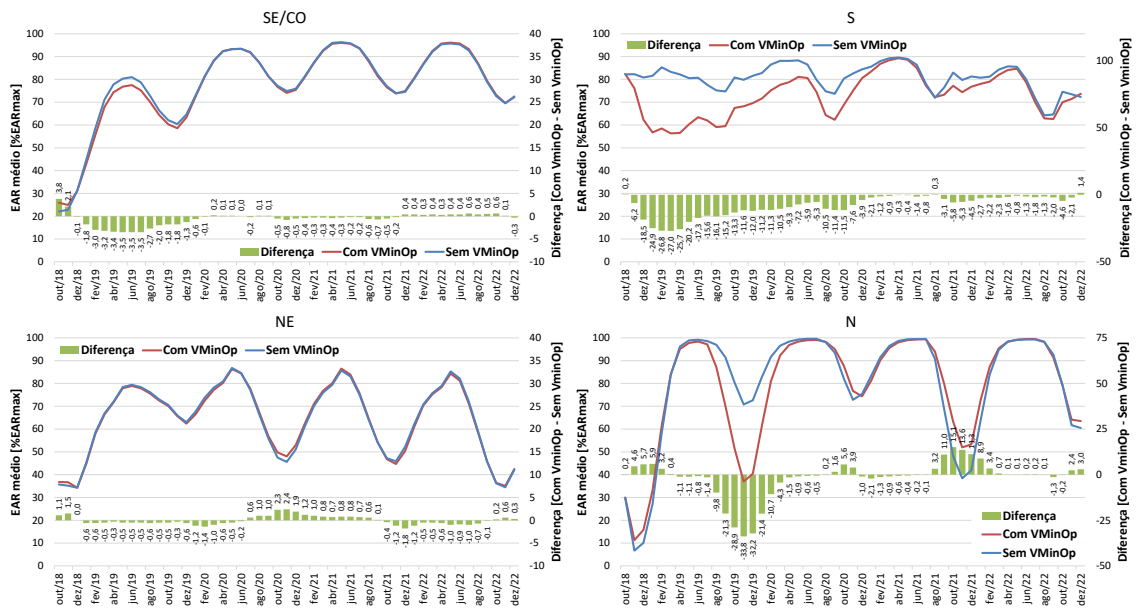


Figura 3-62: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Out/18

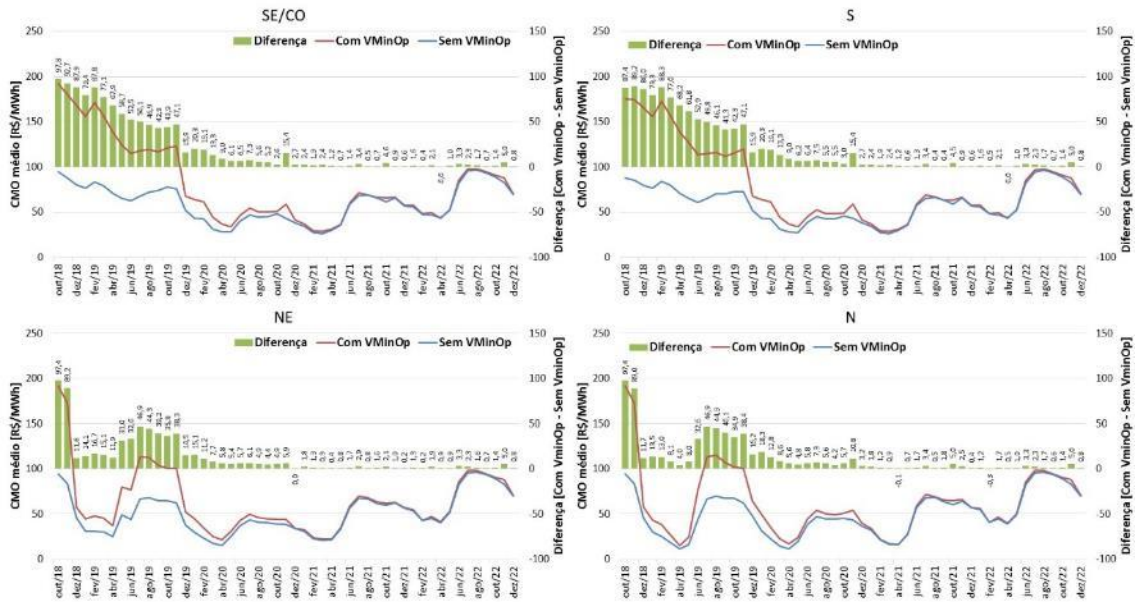


Figura 3-63: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Out/18

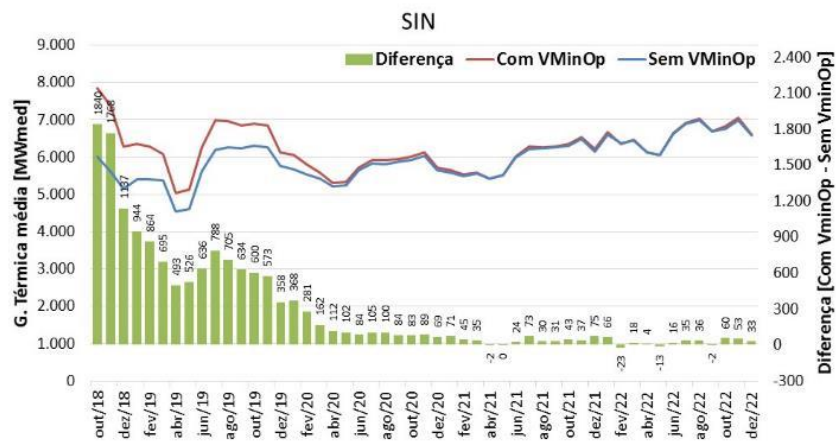


Figura 3-64: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Out/18

Das figuras anteriores, observa-se uma atuação dos mecanismos de volume mínimo operativo, em função do cenário hidrológicamente desfavorável e dos baixos níveis de armazenamento, no início do horizonte. Nesse caso, a elevação nos montantes médios de geração termoeletrica foi da ordem de 1.000 MW médios.

3.4.2 Horizonte de dezembro de 2018 a novembro de 2019.

Considerou-se como níveis iniciais de armazenamento àqueles correspondentes ao final de novembro de 2018 referentes à Curva de Referência aprovada pelo CMSE para despacho fora da ordem de mérito – DFOM, quais sejam: Sudeste/Centro-Oeste (14,4% EARMáx), Sul (29,1% EARMáx), Nordeste (20,0% EARMáx) e Norte (21,1% EARMáx), sendo então realizadas simulações encadeadas dos modelos NEWAVE e DECOMP. A Figura 3-65, a seguir, apresenta uma descrição visual da avaliação realizada.

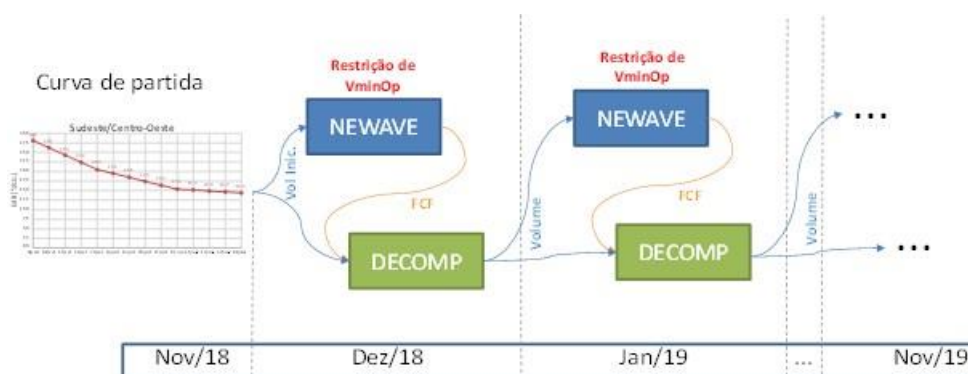


Figura 3-65: Descrição do Estudo

Com relação a premissa de vazões/energias afluentes foram considerados dois cenários distintos:

- **Cenário Crítico:** vazões verificadas de dezembro de 2016 a novembro de 2017
- **Cenário de Normalidade:** vazões verificadas de dezembro de 2007 a novembro de 2008

3.4.2.1 Cenário Crítico

O cenário crítico de afluições considerado (2016/2017) é apresentado, na Figura 3-66 a seguir, por subsistema, em percentual da média mensal de longo termo (MLT) da energia natural afluyente (ENA) mensal.

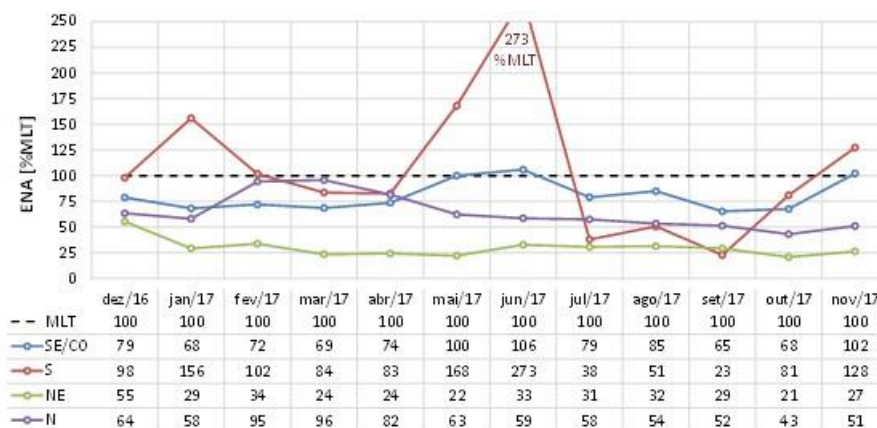


Figura 3-66: Cenário Hidrológico Crítico: dez/2016 – nov/2017 (% MLT)

A Figura 3-67, a seguir, apresenta a evolução dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período de novembro de 2018 a novembro de 2019 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp), permitindo a identificação dos ganhos em termos de energia armazenada.

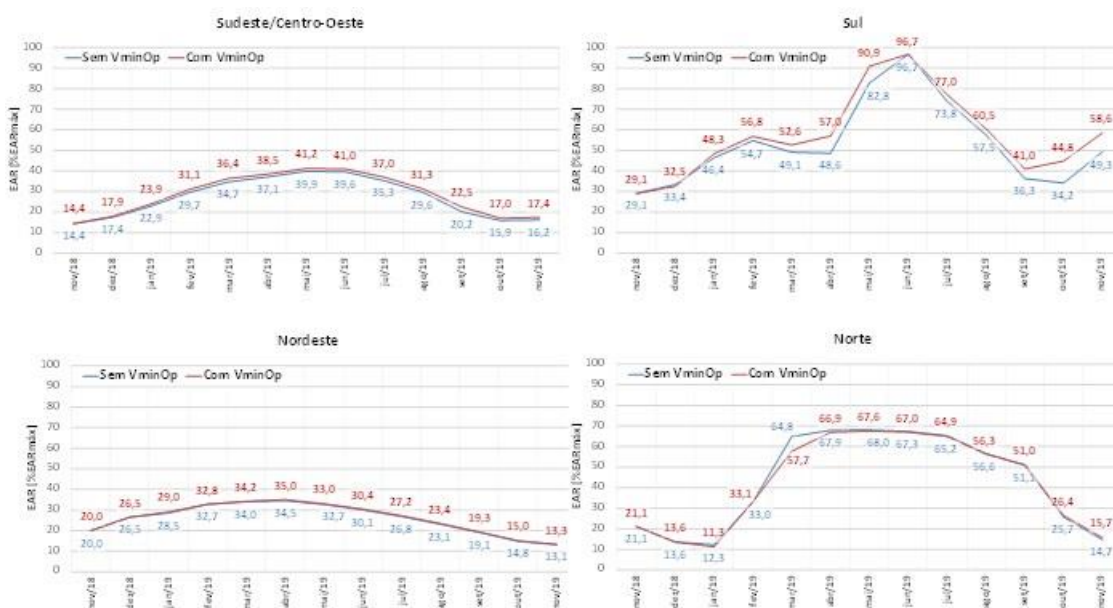


Figura 3-67: Evolução dos Armazenamentos (% EARMáx)

Observa-se na Figura 3-67, anterior, que a consideração dos níveis mínimos operativos eleva o armazenamento de todos os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (1,2 ponto percentual), Sul (9,3 pontos percentual) e Nordeste (0,2 ponto percentual) e Norte (1,0 ponto percentual) ao final de novembro de 2019.

A Figura 3-68, a Figura 3-69 e a Figura 3-70 apresentam a evolução dos armazenamentos nos principais reservatórios de cabeceira do SIN, permitindo a identificação dos ganhos de armazenamentos também nesses reservatórios.

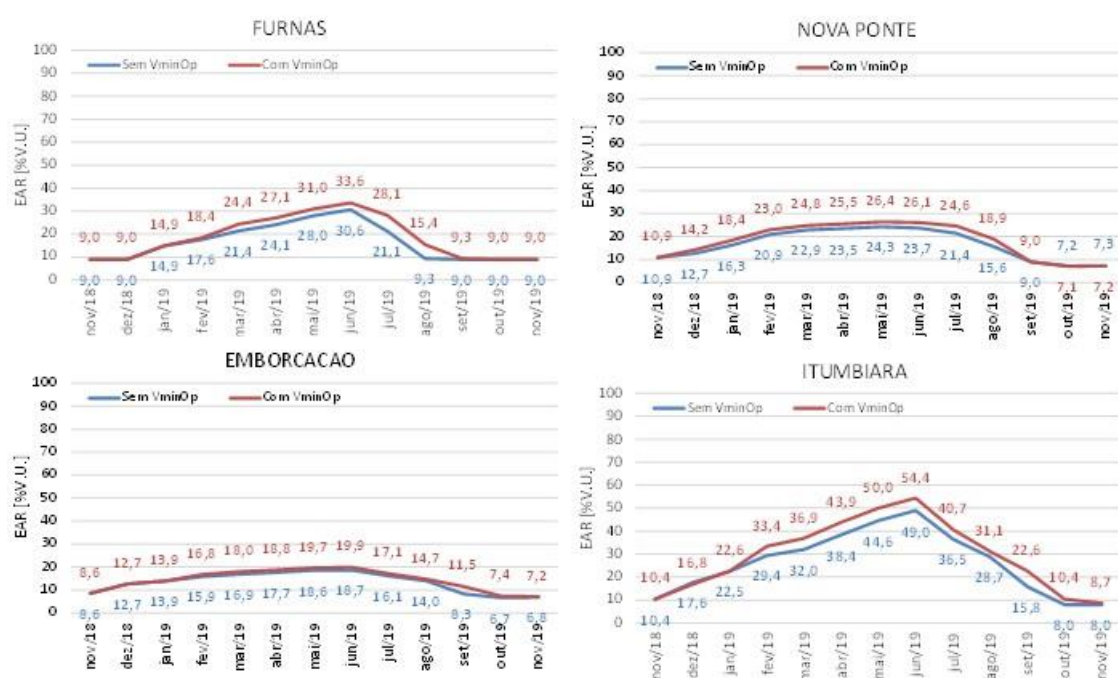


Figura 3-68: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VÚ) 1/3

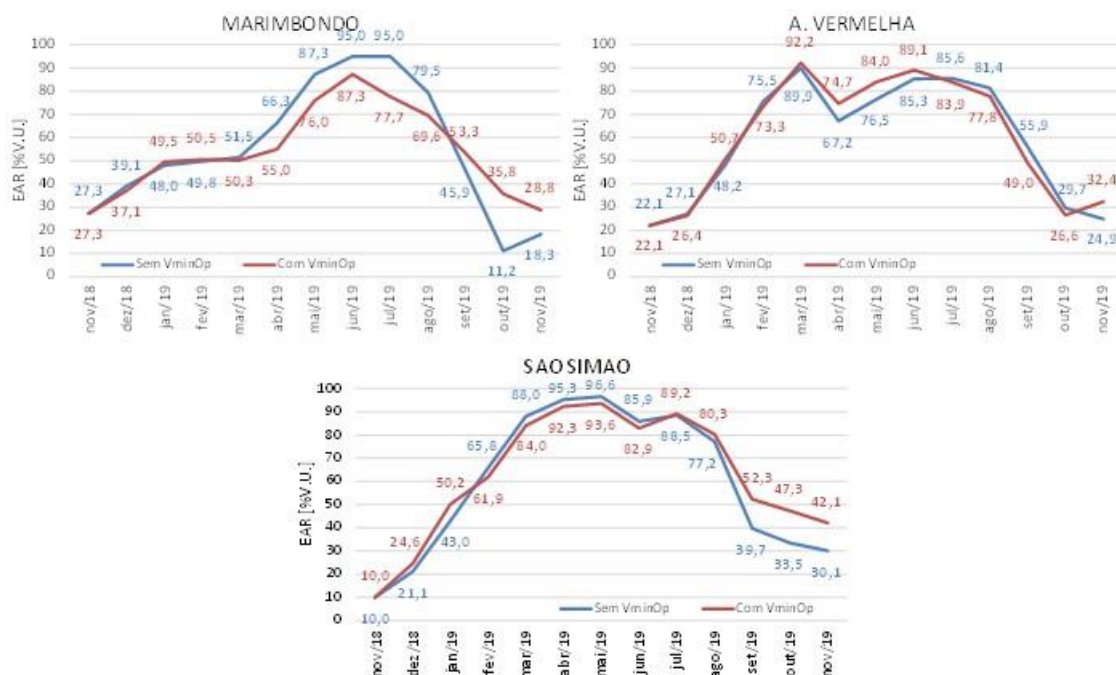


Figura 3-69: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 2/3

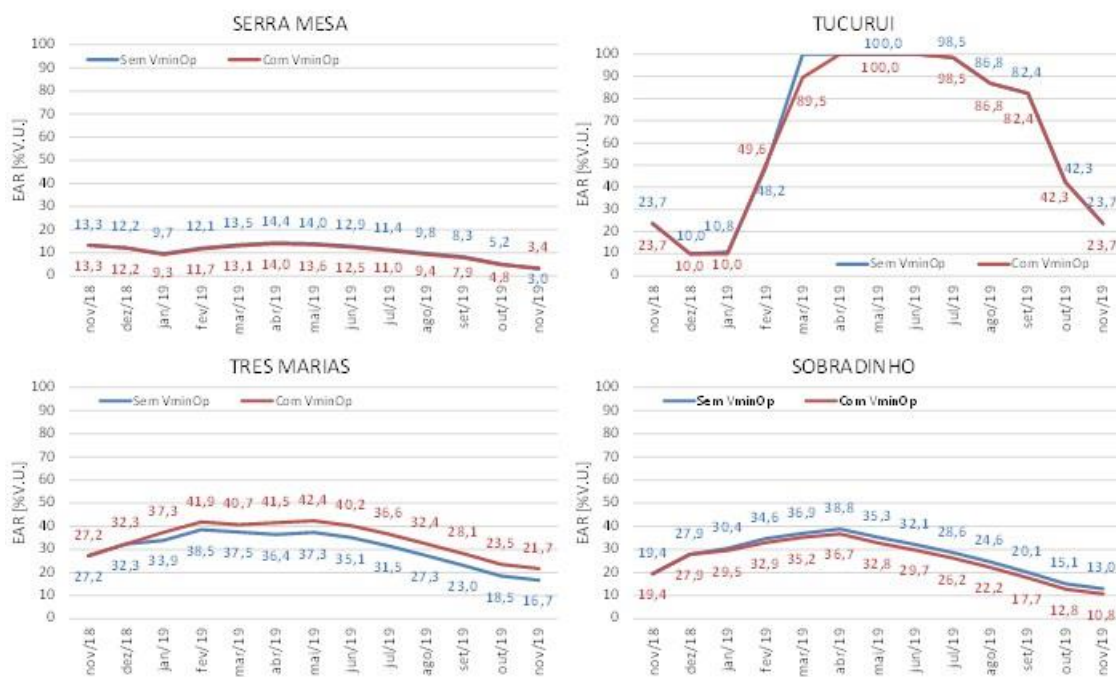


Figura 3-70: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 3/3

A Figura 3-71, a seguir, apresenta o requisito de geração térmica do SIN ao longo do período 2018/2019 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

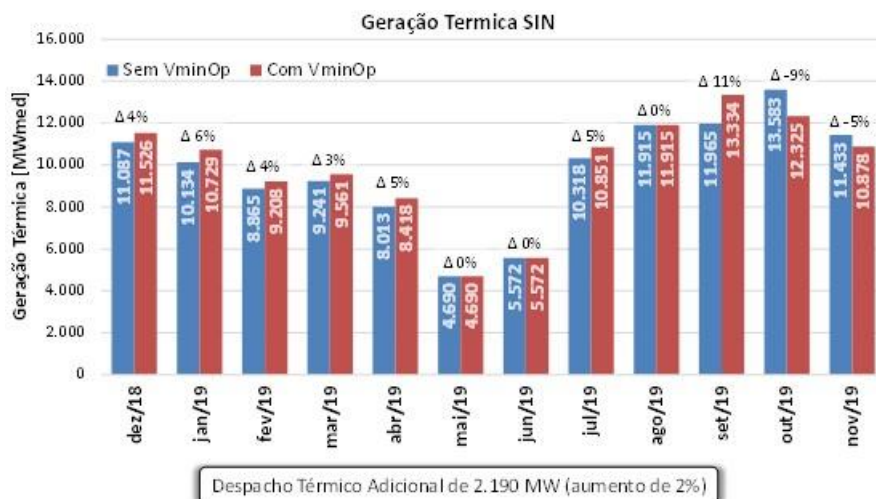


Figura 3-71: Geração Termoeletrica do SIN (MWmed)

Observa-se na Figura 3-71, anterior, que o despacho adicional pela consideração das restrições de volumes mínimos operativos no período entre dezembro de 2018 e novembro de 2019 é de 2.190 MWmed, correspondendo a um acréscimo de 2,0% na geração térmica do SIN no período.

Finalmente, na Figura 3-72, a seguir, são apresentados os custos marginais de operação médios ao longo do período de dezembro de 2018 a novembro de 2019, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

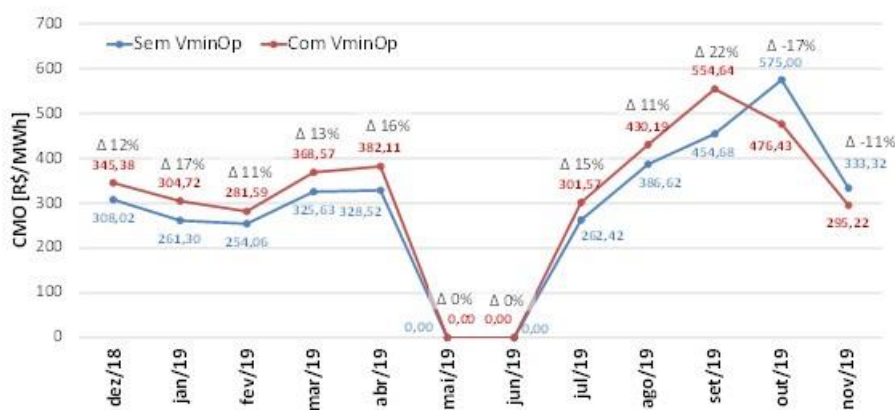


Figura 3-72: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Sudeste/Centro-Oeste

A Figura 3-72, anterior, mostra elevação dos custos marginais de operação em todo o período estudado, quando da consideração do VminOp, a exceção dos meses de maio de 2019 e junho de 2019 onde o sistema apresenta vertimentos na simulação realizada (CMOs iguais a zero) e nos meses de outubro

e novembro de 2019, uma vez que houve antecipação do despacho térmico nos meses anteriores, reduzindo desta forma os CMOs nestes meses e consequentemente o despacho térmico.

Complementando esta análise com o cenário crítico de vazões, são apresentadas as evoluções médias mensais da energia armazenada e do custo marginal de operação dos quatro subsistemas e geração térmica do SIN, obtidos da simulação com o modelo NEWAVE tomando como base os casos encadeados do PMO de janeiro de 2019, de maio de 2019 e de outubro de 2019, nos quais não foram considerados volumes mínimos operativos (VminOp), comparativamente com os resultados do estudo encadeado desses casos com a consideração do VminOp.

A Figura 3-73, a Figura 3-74 e a Figura 3-75, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de janeiro de 2019.

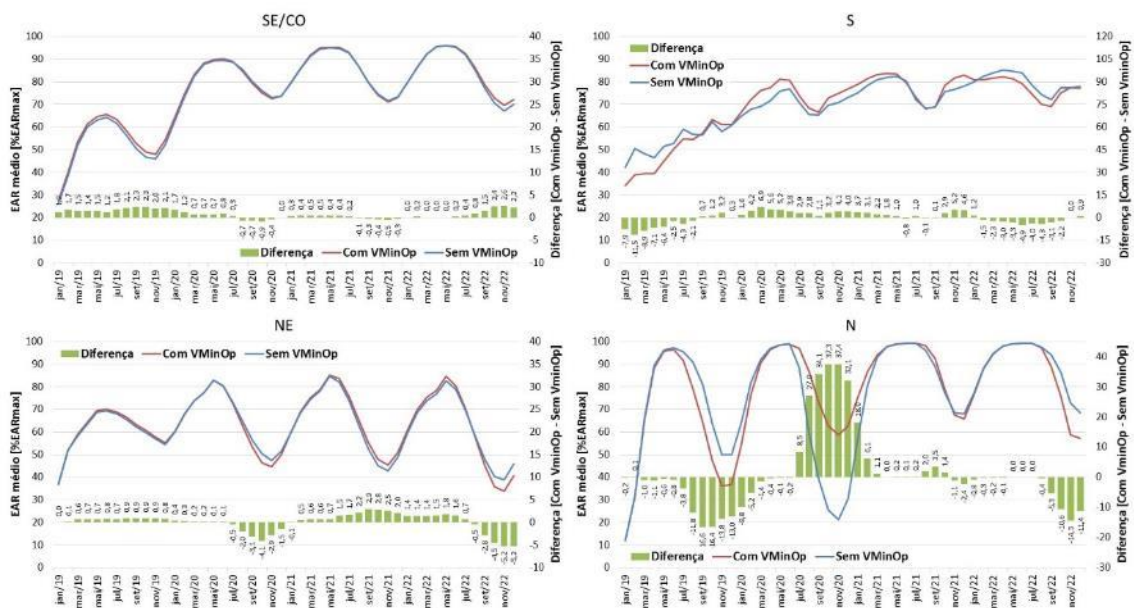


Figura 3-73: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Jan/19

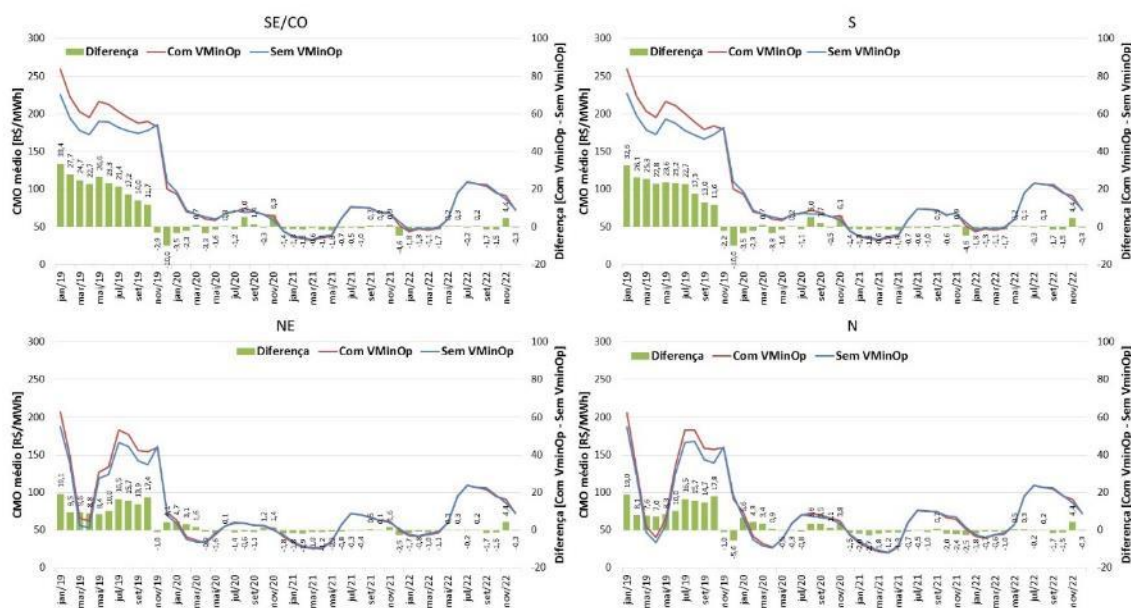


Figura 3-74: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Jan/19

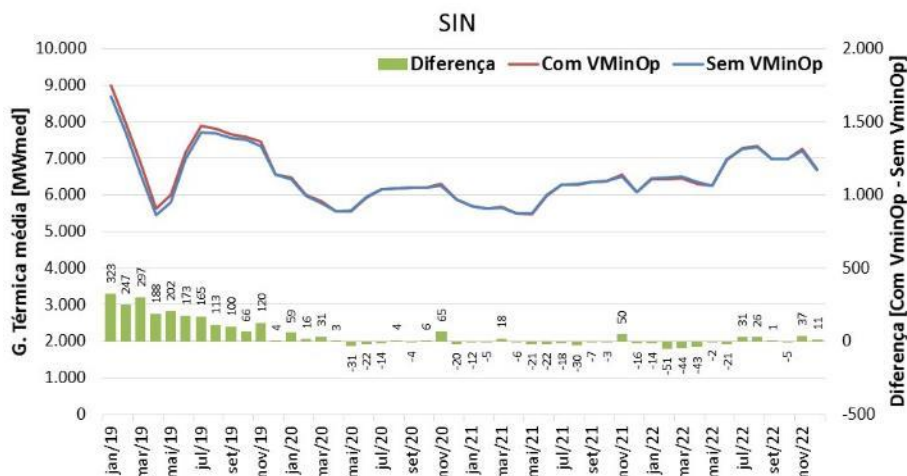


Figura 3-75: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Jan/19

Das figuras anteriores, observa-se uma elevação nos montantes médios de geração termoelétrica da ordem de 250 MW médios e dos custos marginais de operação da ordem de 30 R\$/MWh.

A Figura 3-76, a Figura 3-77 e a Figura 3-78, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de maio de 2019.

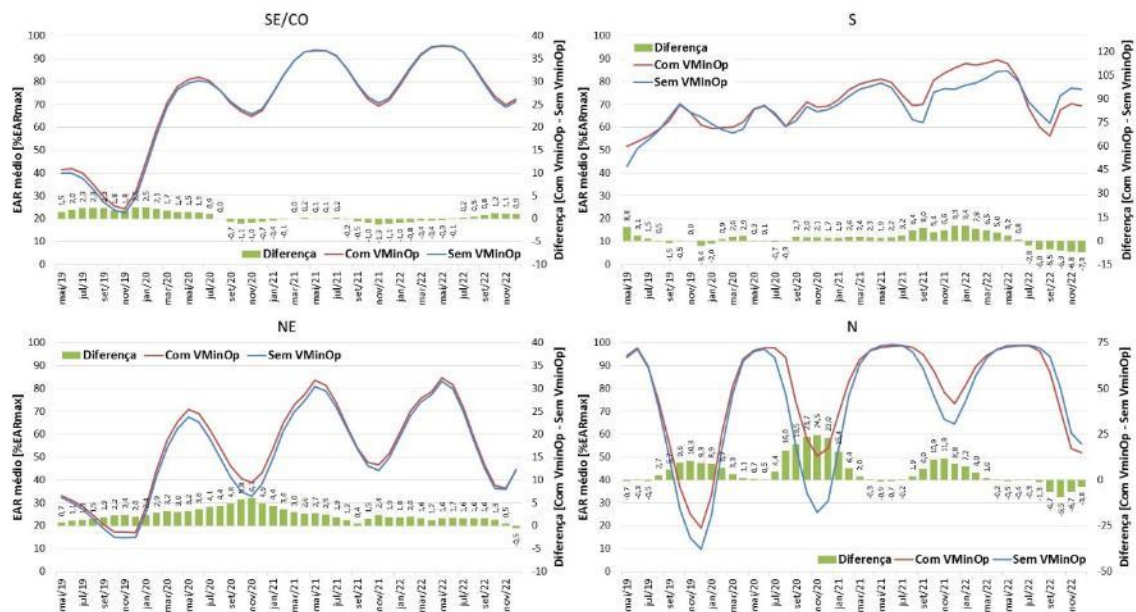


Figura 3-76: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Mai/19

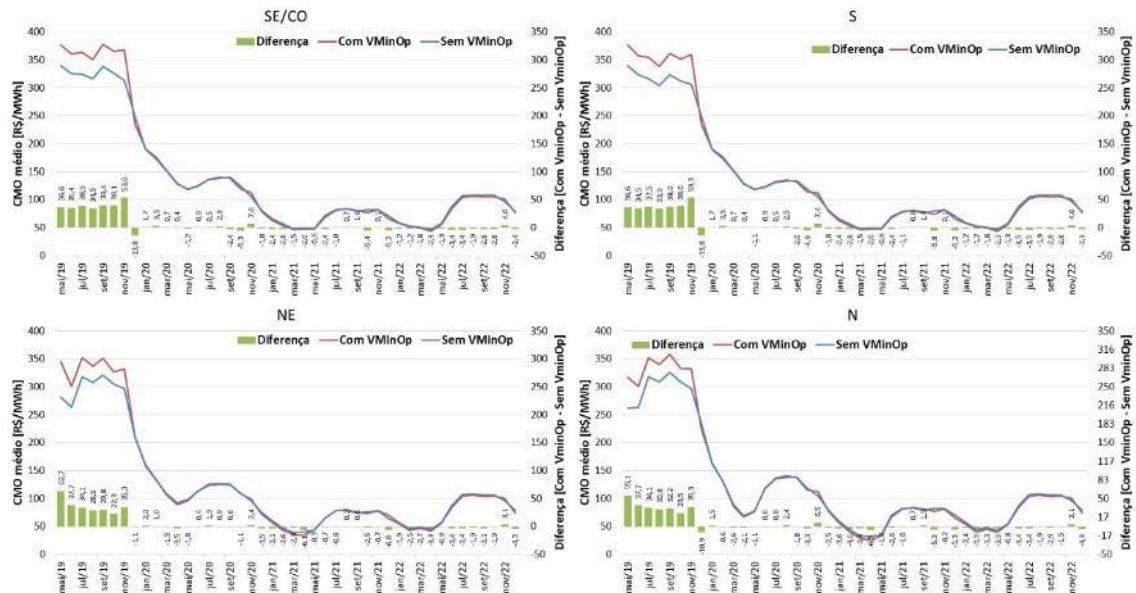


Figura 3-77: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Mai/19

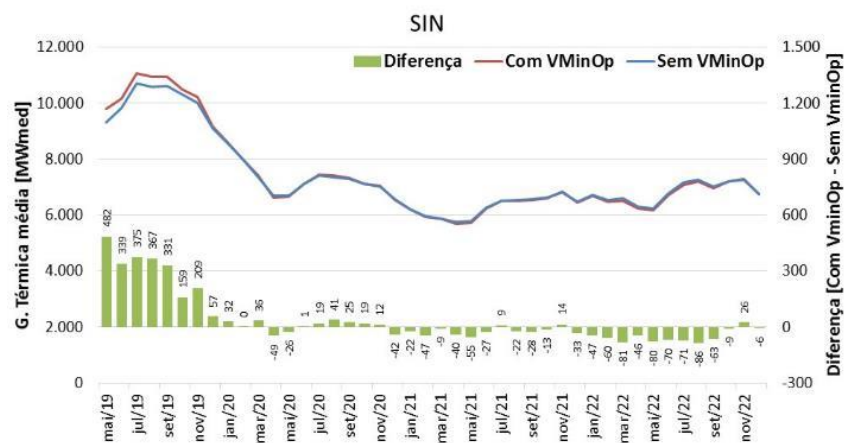


Figura 3-78: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Mai/19

Das figuras anteriores, observa-se uma elevação nos montantes médios de geração termoelétrica da ordem de 400 MW médios e dos custos marginais de operação da ordem de 40 R\$/MWh.

A Figura 3-79, a Figura 3-80 e a Figura 3-81, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de outubro de 2019.

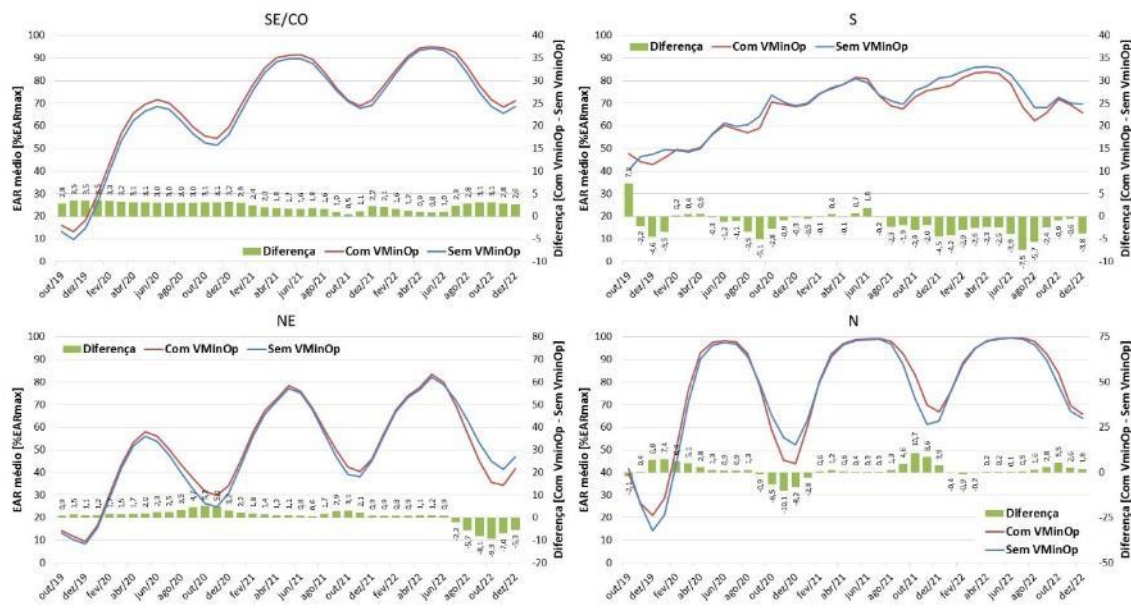


Figura 3-79: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Out/19

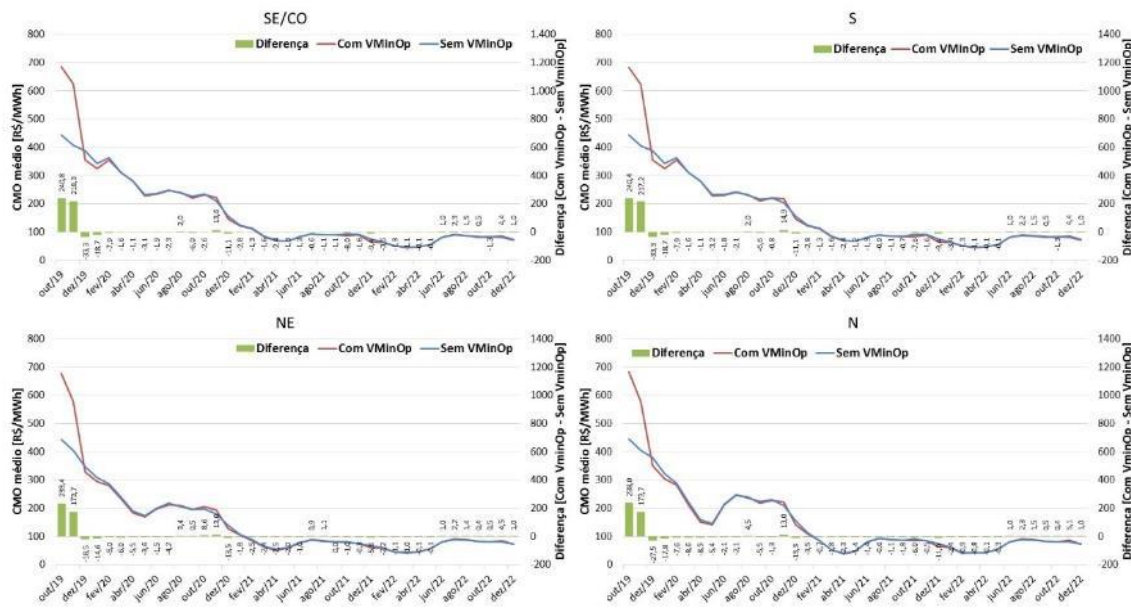


Figura 3-80: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Out/19

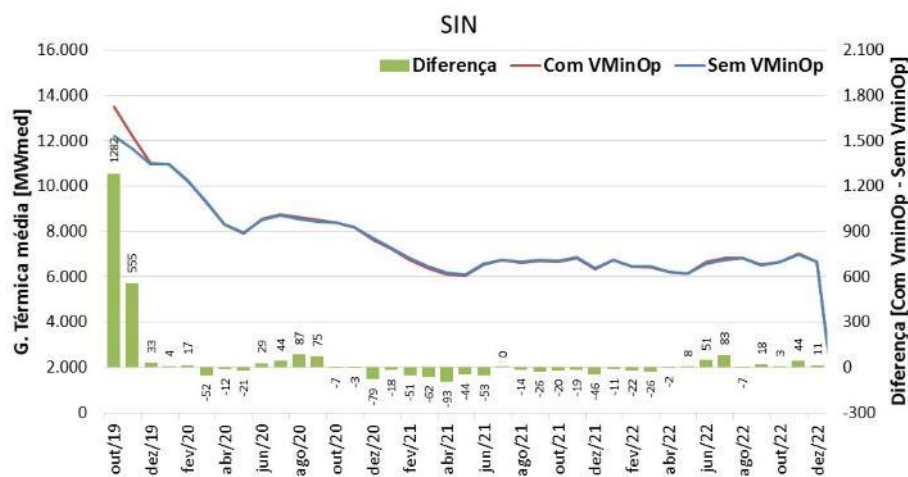


Figura 3-81: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Out/19

Das figuras anteriores, observa-se uma elevação nos montantes médios de geração termoeletrica da ordem de 1.000 MWmédios e dos custos marginais de operação da ordem de 250 R\$/MWh.

3.4.2.2 Cenário de Normalidade

O cenário de normalidade de afluições considerado (2007/2008) é apresentado, na Figura 3-82 a seguir, por subsistema, em percentual da média mensal de longo termo (MLT) da energia natural afluyente (ENA) mensal.

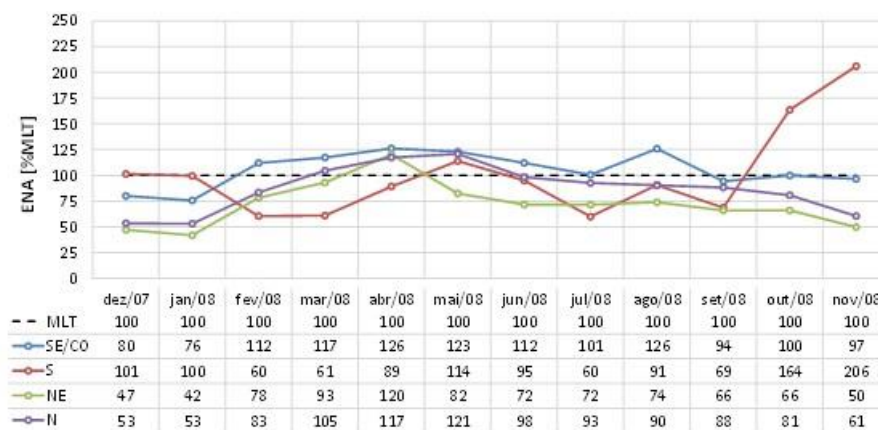


Figura 3-82: Cenário Hidrológico de Normalidade: dez/2007 – nov/2018 (% MLT)

A Figura 3-83, a seguir, apresenta, para o cenário de normalidade hidrológica, vazões em torno da MLT, a evolução dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período de novembro de 2018 a novembro de 2019 para o caso base (sem VminOp) e para

o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp), permitindo a identificação dos ganhos em termos de energia armazenada.

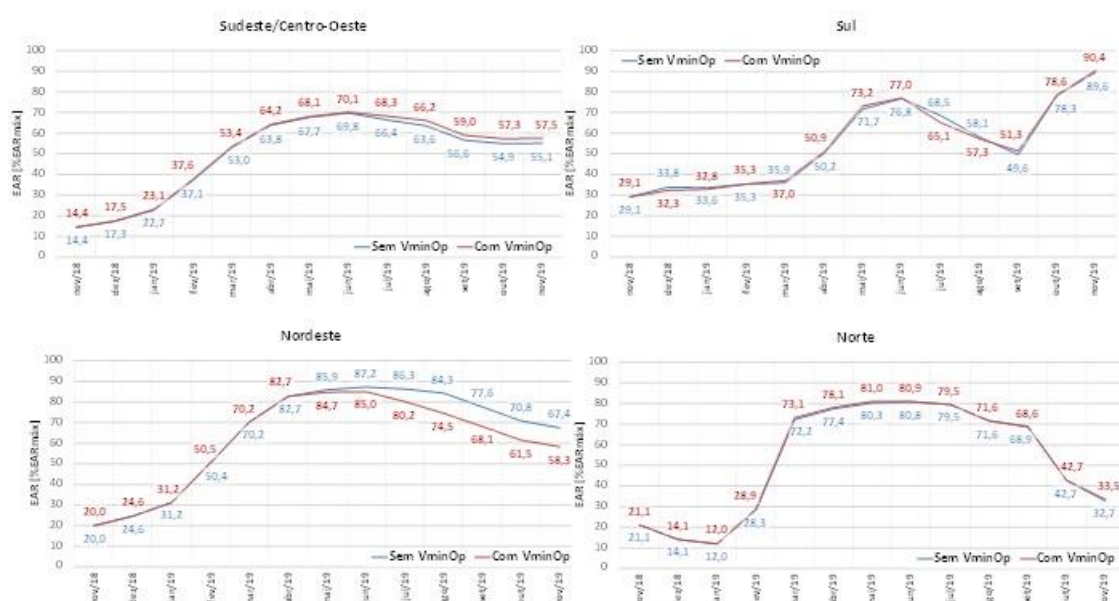


Figura 3-83: Evolução dos Armazenamentos (% EARMáx)

Observa-se na Figura 3-83, anterior, que a consideração dos níveis mínimos operativos eleva o armazenamento nos os subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (2,4 pontos percentual), Sul (0,8 ponto percentual) e Norte (0,8 ponto percentual) ao final de novembro de 2019. Destaca-se que a redução verificada, de 9,1 pontos percentuais, no subsistema Nordeste corresponde ao mesmo montante de energia que foi armazenado no Sudeste/Centro-Oeste, sendo resultante de troca de energia entre esses subsistemas.

A Figura 3-84, a Figura 3-85 e a Figura 3-86, a seguir, apresentam a evolução dos armazenamentos nos principais reservatórios de cabeceira do SIN, permitindo a identificação dos ganhos de armazenamentos também nesses reservatórios.

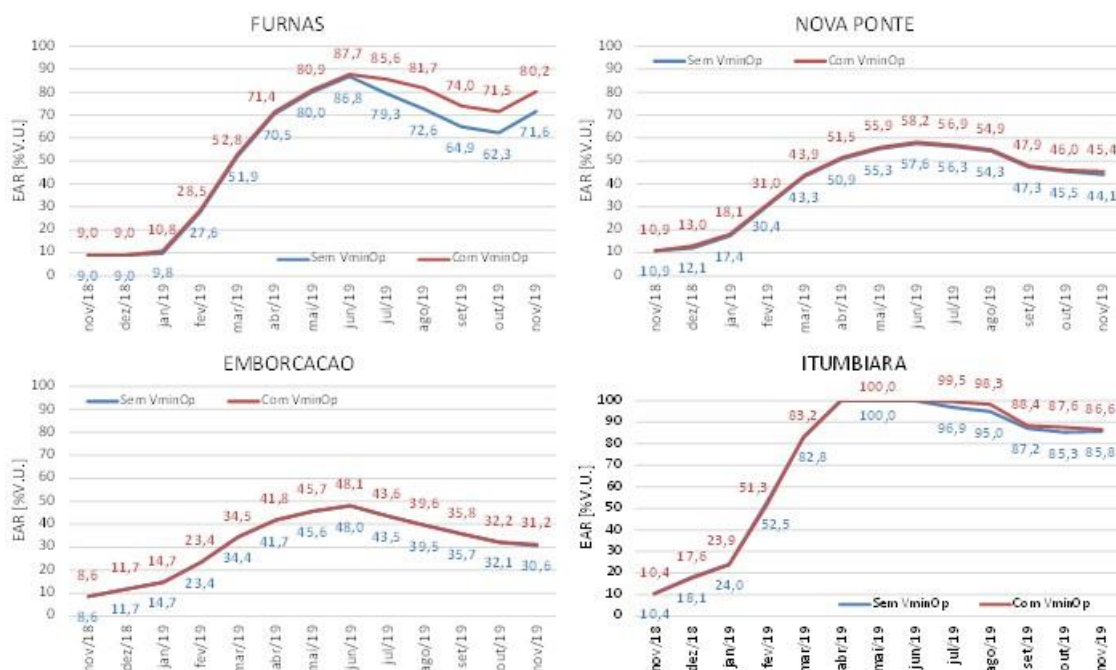


Figura 3-84: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 1/3

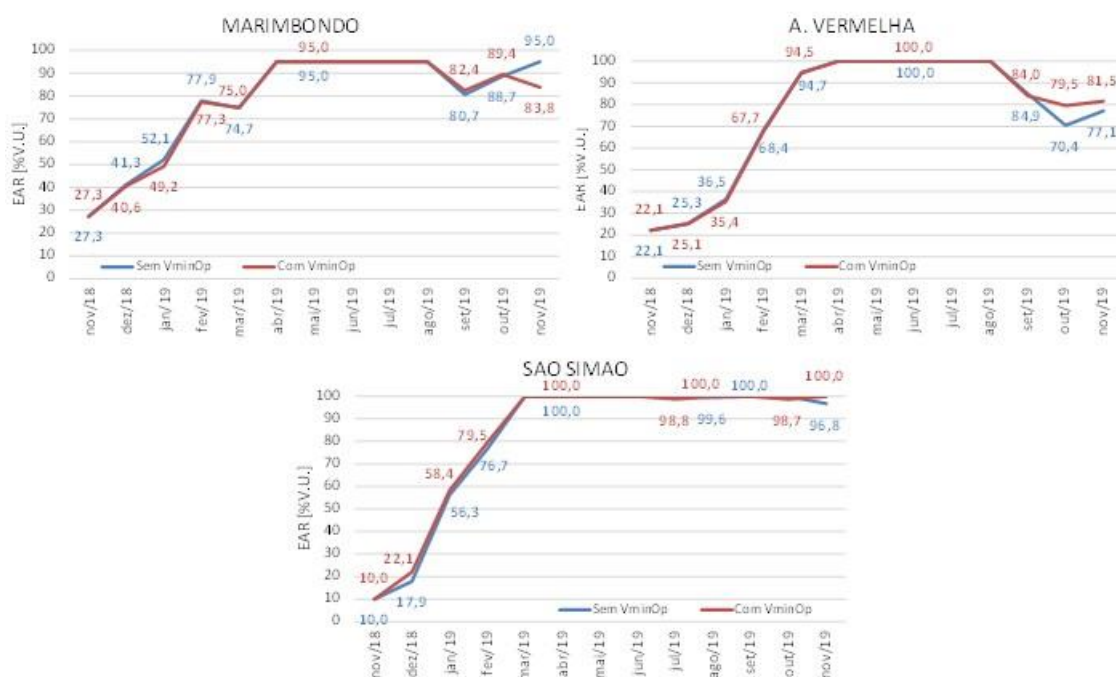


Figura 3-85: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 2/3

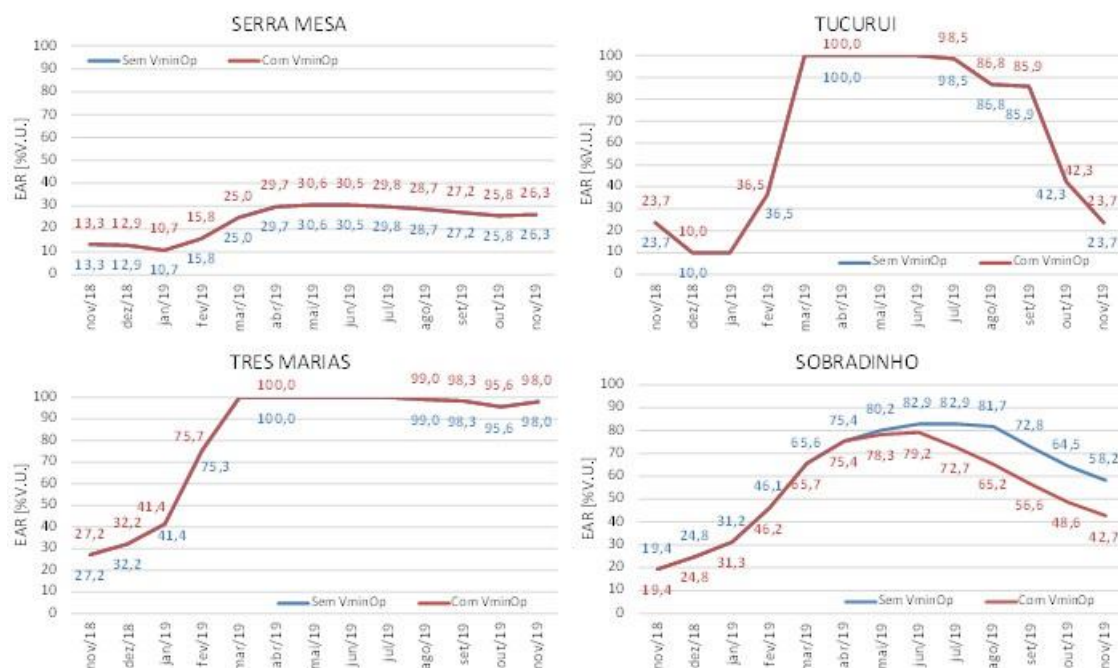


Figura 3-86: Evolução dos Armazenamentos nos Reservatórios de Cabeceira (% VU) 3/3

Nota-se na Figura 3-84, Figura 3-85 e Figura 3-86, anteriores, que as trajetórias de armazenamento dos principais reservatórios não foram impactadas significativamente quando se considerada o VminOp, fato esse que ratifica que esta restrição só é ativa em cenários de permanência de escassez hídrica.

A Figura 3-87, a seguir, apresenta o requisito de geração térmica do SIN ao longo do período 2018/2019 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).

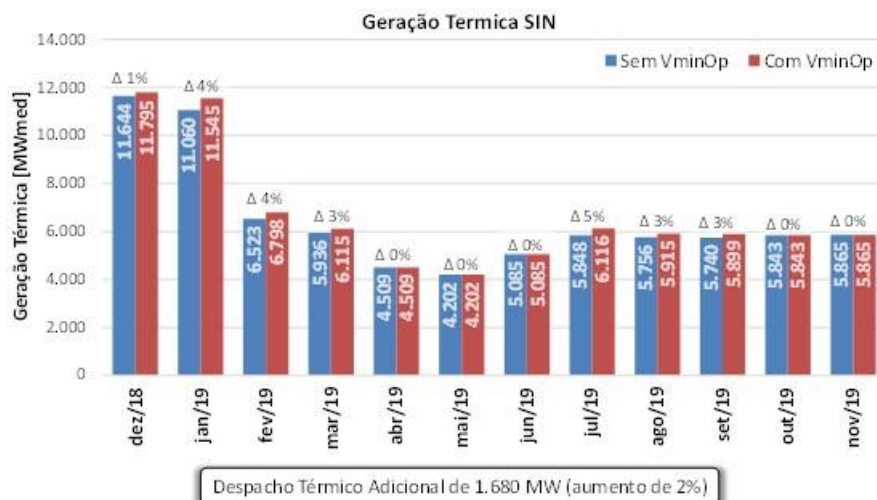


Figura 3-87: Geração Termoeletrica do SIN (MWmed)

Observa-se na Figura 3-87, anterior, que o despacho adicional pela consideração das restrições de volumes mínimos operativos no período entre dezembro de 2018 e novembro de 2019 é de 1.680 MWmed, correspondendo a um acréscimo de 2% na geração térmica do SIN no período.

Finalmente, na Figura 3-88, a seguir, são apresentados os custos marginais de operação médios ao longo do período de dezembro de 2018 a novembro de 2019 para o caso base (sem VminOp) e para o caso com a consideração dos níveis mínimos operativos (com VminOp).



Figura 3-88: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Sudeste/Centro-Oeste

Os resultados apresentados, na Figura 3-88, anterior, mostram elevação nos custos marginais de operação em praticamente todos os meses quando da consideração do VminOp, esse fato só não é percebido nos meses de abril a junho de 2019, onde o subsistema apresenta vertimentos.

Complementando esta análise com o cenário de normalidade de vazões, são apresentadas as evoluções médias mensais da energia armazenada e do custo marginal de operação dos quatro subsistemas e geração térmica do SIN, obtidos da simulação com o modelo NEWAVE tomando como base os casos encadeados do PMO de janeiro de 2019, de maio de 2019 e de outubro de 2019, nos quais não foram considerados volumes mínimos operativos (VminOp), comparativamente com os resultados do estudo encadeado desses casos com a consideração do VminOp.

A Figura 3-89, a Figura 3-90 e a Figura 3-91, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a

evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de janeiro de 2019.

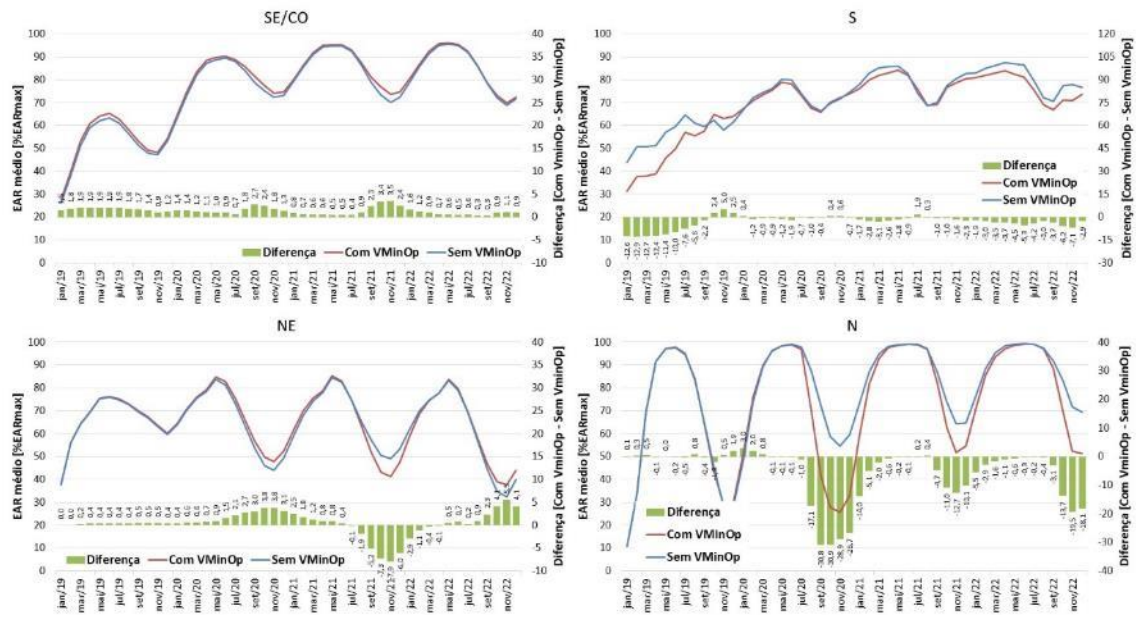


Figura 3-89: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Jan/19

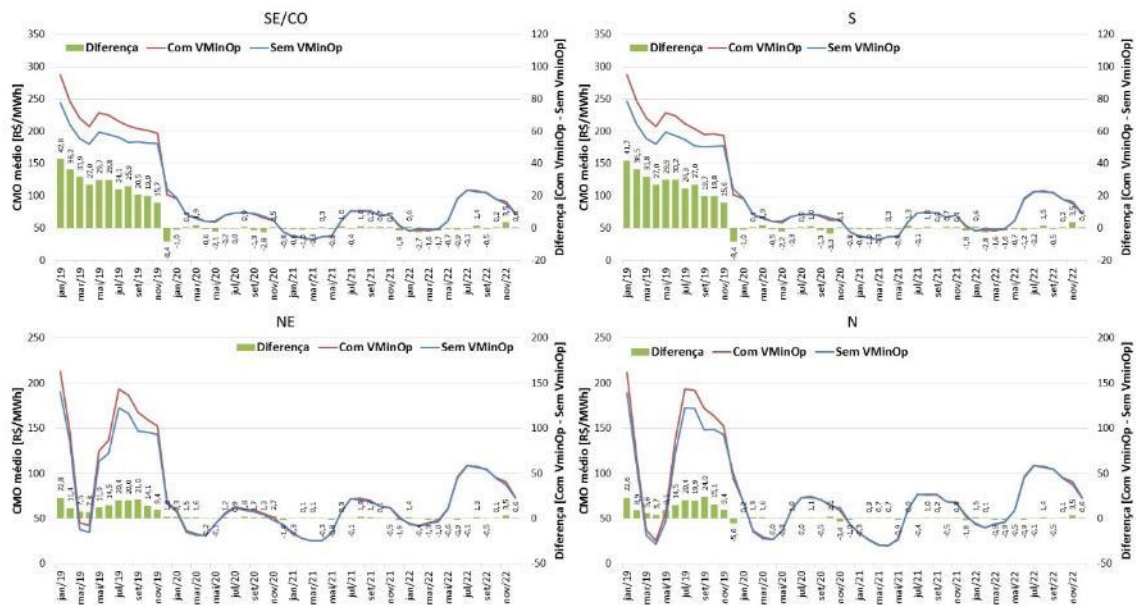


Figura 3-90: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Jan/19

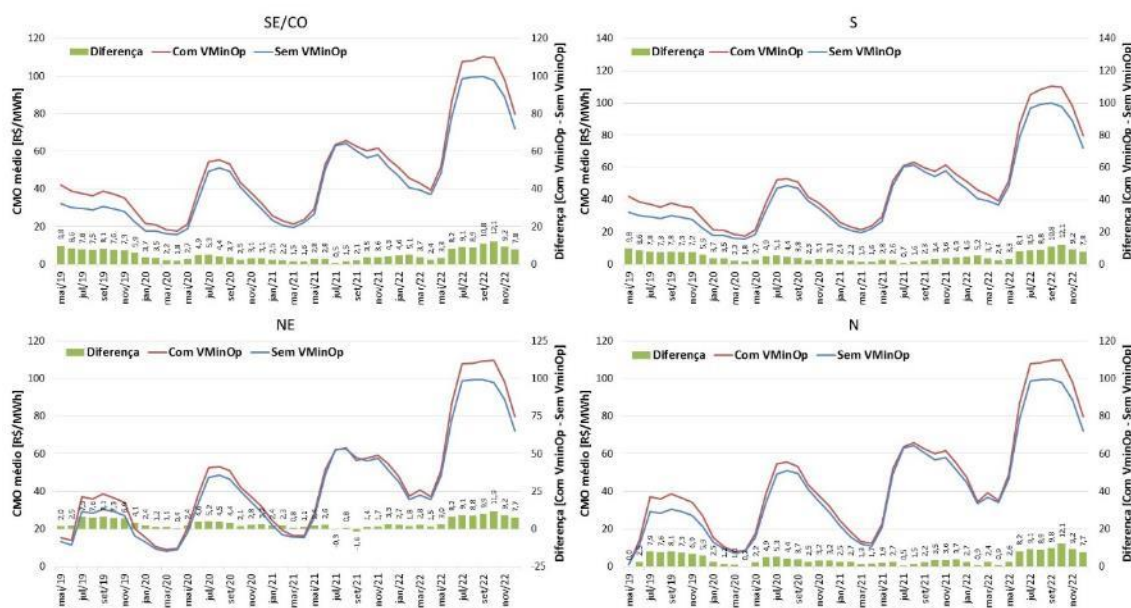


Figura 3-93: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Mai/19

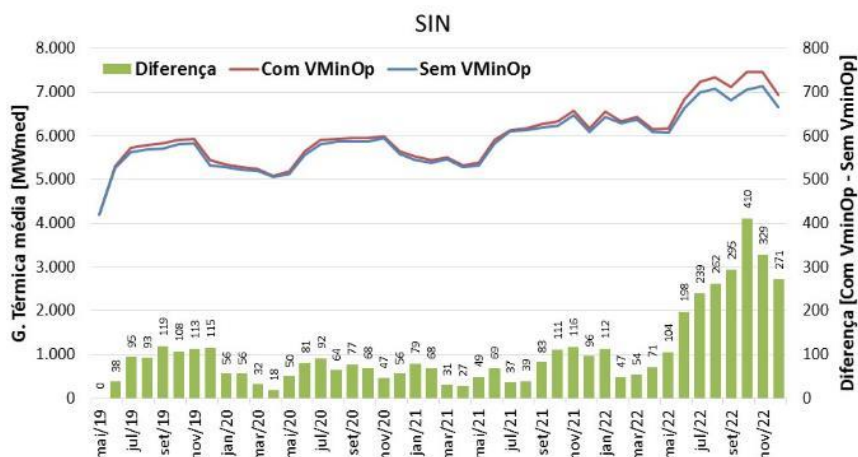


Figura 3-94: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Mai/19

Das figuras anteriores, observa-se que os resultados médios da simulação com o modelo NEWAVE não sofreram alterações relevantes.

A Figura 3-95, a Figura 3-96 e a Figura 3-97, a seguir, apresentam, respectivamente, a evolução da energia armazenada dos subsistemas, a evolução do custo marginal de operação dos subsistemas e a evolução da geração térmica do SIN para o PMO de outubro de 2019.

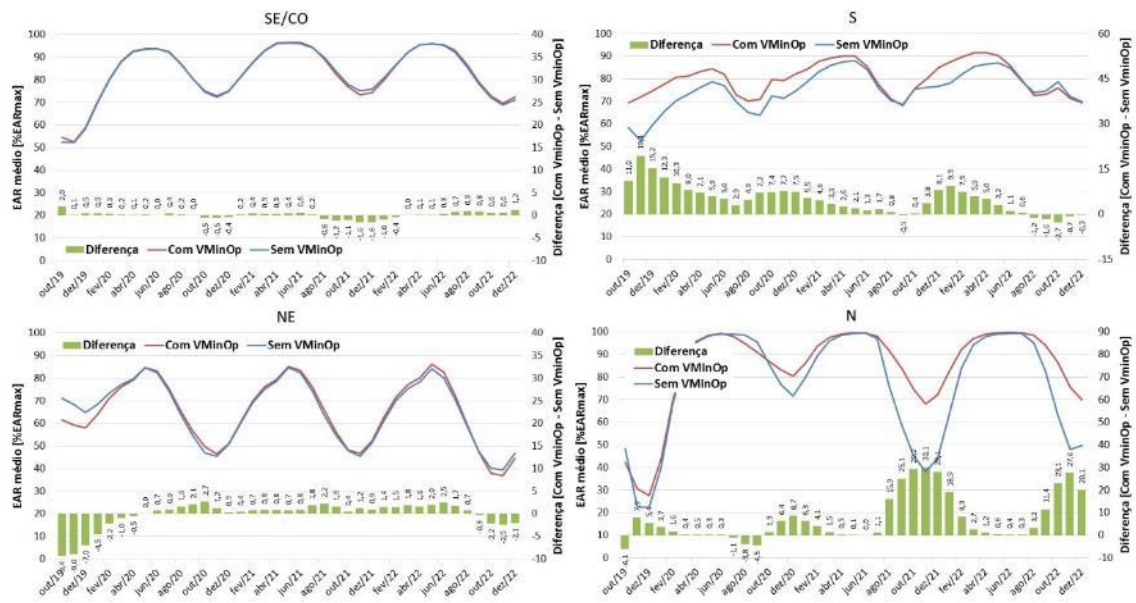


Figura 3-95: Evolução da EAR média mensal (NEWAVE) – PMO Out/19

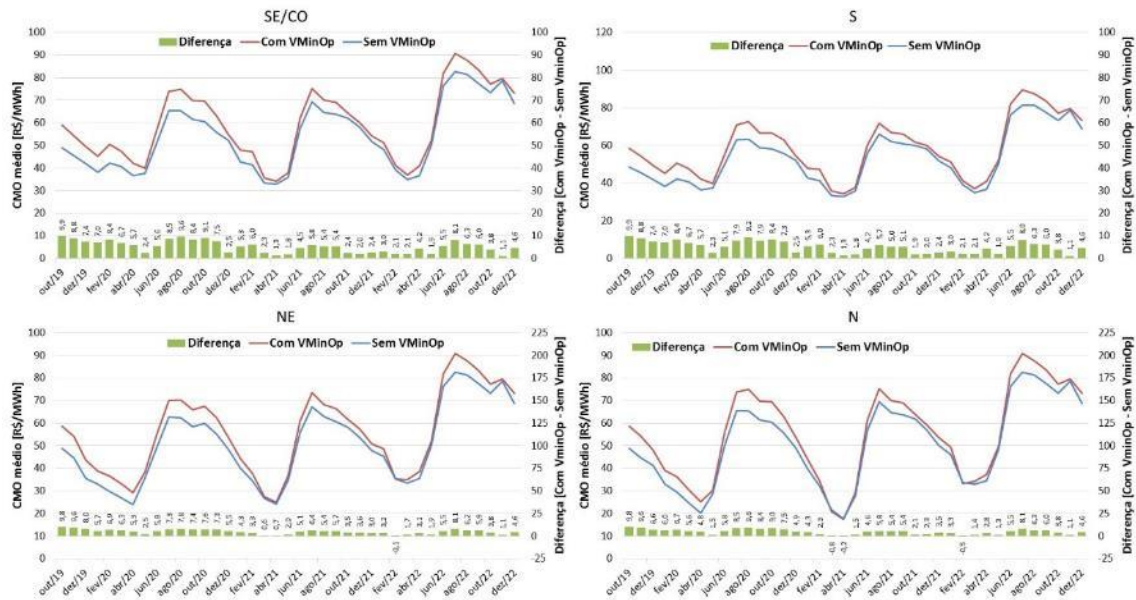


Figura 3-96: Evolução do CMO médio mensal (NEWAVE) – PMO Out/19

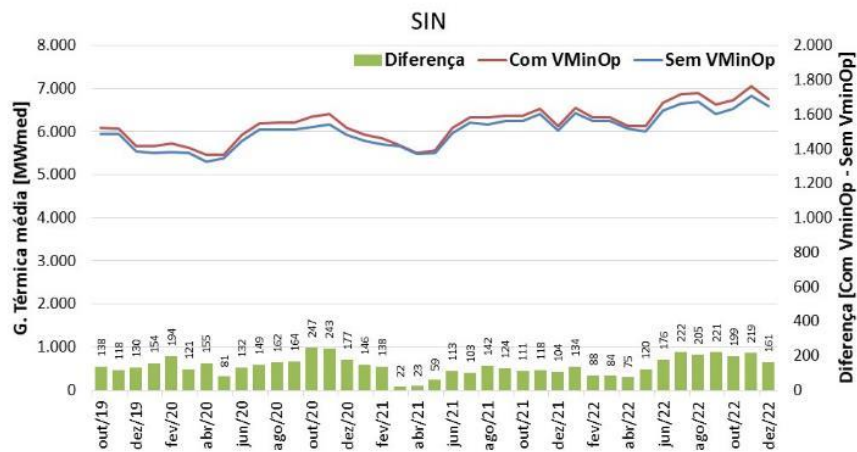


Figura 3-97: Evolução da Geração Térmica média mensal do SIN (NEWAVE) – PMO Out/19

Das figuras anteriores, observa-se que os resultados médios da simulação com o modelo NEWAVE não sofreram alterações relevantes.

3.5 Back Teste

Com o objetivo de emular qual teria sido a evolução do sistema, analisando principalmente os preços, níveis de armazenamento e geração térmica, foi realizada uma simulação, denominada “back teste”, no período de setembro de 2017 a setembro de 2018. Este período foi selecionado por ser o mais recente em que se despachou usinas termoeletricas além do indicado pelos modelos de otimização por mérito.

Para esta simulação, todos os decks foram adaptados à configuração atual do sistema, ou seja, alterados de modo que reflitam todas as modelagens necessárias para o processamento de todos os meses com o modelo vigente: versão 24 do NEWAVE e 28 do DECOMP. Dentre as adaptações mais relevantes, destaca-se:

- De setembro a dezembro de 2017: consideração de 12 Reservatórios Equivalentes de Energia – REE ao invés do 9 REEs originais.
- Em janeiro e fevereiro de 2018: desconsideração das perdas elétricas.

O back teste foi realizado por meio de um processamento encadeado, ou seja, processamento mensal do NEWAVE/DECOMP, e consideração do dado de saída de um mês, como o dado de entrada do mês seguinte.

As premissas consideradas foram as seguintes:

- Volume mínimo de 10% em todos os REEs que possuem reservatório dos submercados Sudeste, Nordeste e Norte;
- Volume mínimo de 30% em todos os REEs que possuem reservatório do submercado Sul.
- Penalidade igual ao custo da térmica mais cara + 0,5% (arredondamento para o múltiplo de 10 seguinte).

3.5.1 Resultados do Back Teste

As principais variáveis analisadas no back teste foram os Custos Marginais Médios (que posteriormente, limitados aos pisos estabelecidos pela ANEEL, resultam no PLD), níveis de armazenamento, geração térmica e custos totais de operação. Considerando os baixos níveis do Nordeste verificados no período de simulação, os resultados aqui demonstrados se referem à este submercado.

Para fins de comparação, os resultados apresentados resultam de processamentos com e sem a consideração do VMinOp, os dados oficiais não são considerados nestas comparações.

No decorrer das análises, se observou elevação mais significativa nos custos dos primeiros meses simulados, isso porque o Back Teste se iniciou ao término do período seco, com níveis de armazenamentos baixos e sem possibilidade de recuperação para que o volume mínimo fosse atingido. Assim, de forma a analisar o impacto da consideração do VMinOp nas principais variáveis de operação e de mercado, será avaliada a possibilidade de realizar o Back Teste para um período mais longo do que o apresentado neste relatório.

3.5.1.1 *Custo Marginal Médio – NEWAVE*

Embora os resultados apresentados neste Back Teste sejam provenientes de um processamento encadeado, com o objetivo de observar os impactos nas decisões operativas, iniciamos as análises com os resultados do NEWAVE. Ressaltamos que os resultados do processamento do DECOMP serão ilustrados em itens específicos.

A Figura 3-98 ilustra as diferenças observadas entre as médias das 2.000 séries de CMO para o 1º mês do horizonte de estudo do Nordeste, para cada processamento do NEWAVE. Ou seja, para o período analisado, a consideração do VMinOp eleva o custo médio no primeiro mês do horizonte de estudo.

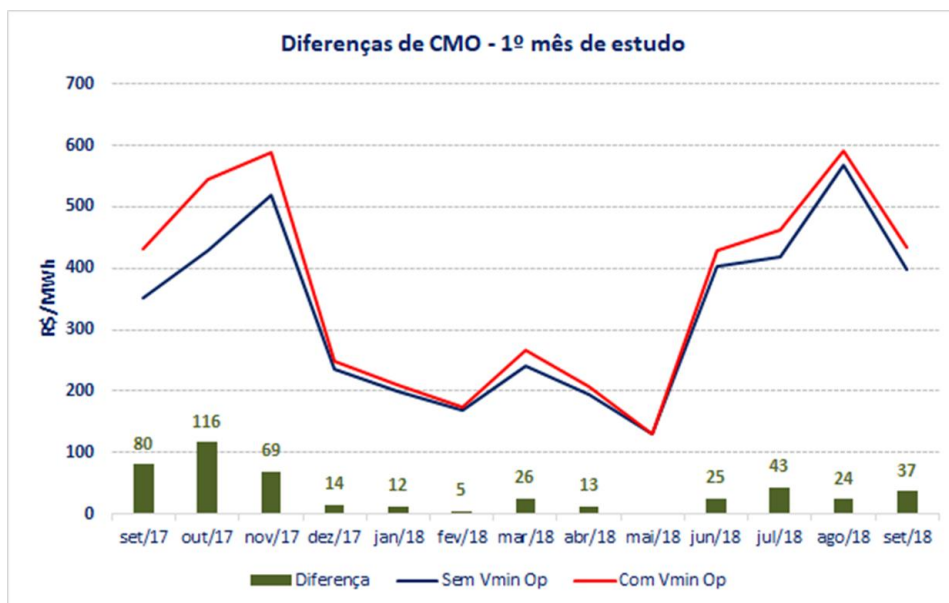


Figura 3-98: Diferenças entre os Custos Médios das 2.000 séries no 1º mês do horizonte de estudo para o Nordeste

Adicionalmente, foram analisadas na Figura 3-99, especificamente as 2.000 séries de CMO do 1º mês do horizonte de estudo do NEWAVE de outubro de 2017. Onde além da diferença no CMO do primeiro mês, se observa a diminuição da mesma nos demais meses.

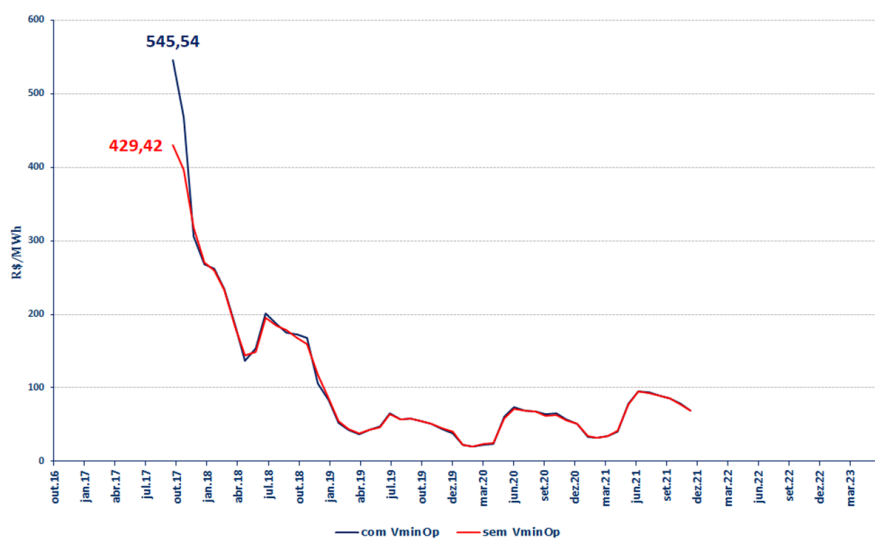


Figura 3-99: Custo Marginal Médio das 2.000 séries do Nordeste vistos do 1º mês do horizonte – PMO Out/17

Para o mesmo processamento específico de outubro de 2017, se observa na Figura 3-100, que no mês de novembro (mês quando o VminOp é considerado), a maior parte das séries foi penalizada por não cumprir o nível estabelecido no VMinOp para o Nordeste. O que explica a diferença significativa entre os CMOs médios ilustrados na Figura 3-98 e na Figura 3-99.

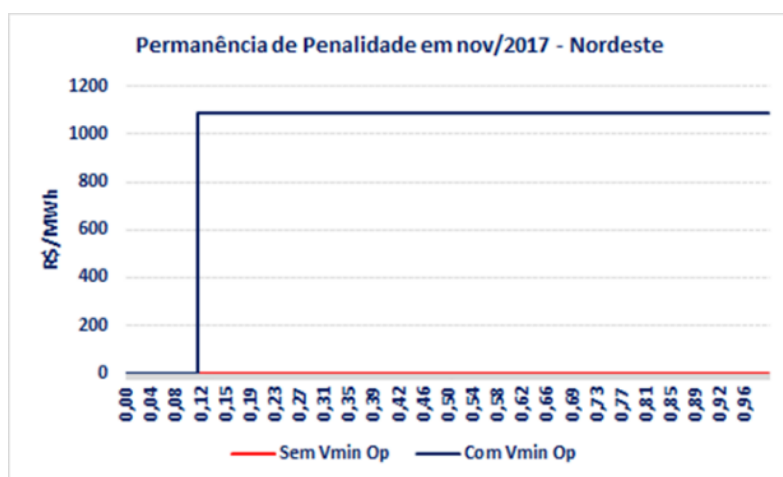


Figura 3-100: Curva de Permanência das penalidades em nov/2017 no Nordeste – PMO Out/17

Para mesmo processamento específico de outubro de 2017, além das diferenças observadas entre os CMOs médios com e sem o VMinOp no 1º mês de estudo para o Nordeste, foram analisados alguns percentis da distribuição das diferenças das 2.000 séries deste mesmo 1º mês de estudo. Na Figura 3-101, as maiores diferenças são observadas em outubro de 2017, mês que antecede o período onde o VMinOp é aplicado.

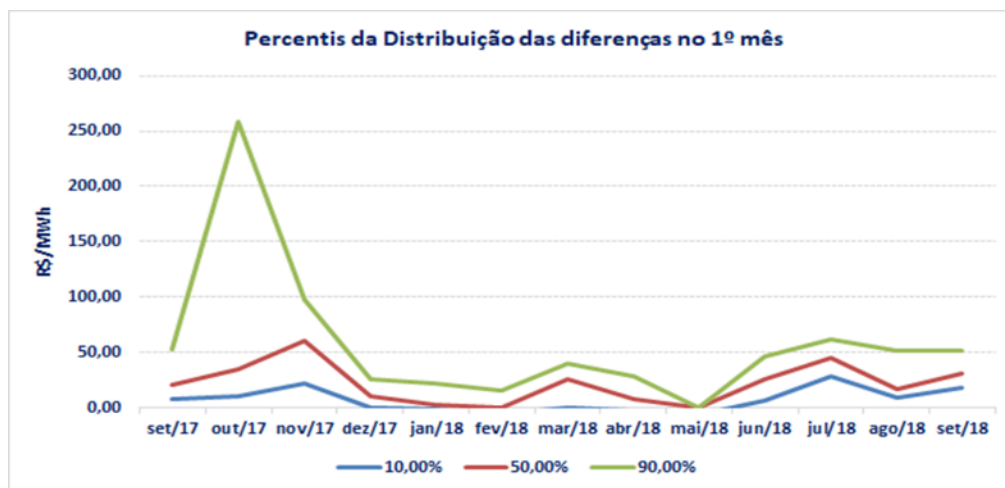


Figura 3-101: Percentis da Distribuição das diferenças no 1º mês – Nordeste

Ressaltamos que o impacto nos meses de setembro e outubro de 2017 são mais altos, uma vez que o processamento encadeado do Back Teste se iniciou ao término do período seco, ou seja, com níveis baixos de armazenamento e apenas três meses anteriores à consideração do volume mínimo operativo. Nesta simulação, este período não foi suficiente para que o modelo recuperasse os níveis de armazenamento sem elevação da geração térmica e consequente elevação dos custos. Mesmo com a elevação da geração térmica, o volume mínimo não conseguiu ser atingido na maior parte das séries e as mesmas foram penalizadas.

3.5.1.2 Preço de Liquidação das Diferenças - DECOMP

Além dos custos do NEWAVE, foram analisados os preços resultantes do DECOMP do processamento encadeado. Na Figura 3-102, se observa elevação no PLD quando o VMinOp é considerado, porém, a mesma fica em torno de 6%, valor mais baixo do que as diferenças observadas no processamento do NEWAVE. A diferença obtida com o processamento do NEWAVE é maior, uma vez que o cálculo de sua política considera diversos cenários de hidrologia, e nesta simulação, condicionados à uma hidrologia baixa, resultando em custos elevados. Já o DECOMP considera um determinado cenário de hidrologia, que neste caso, foi mais otimista do que os considerados no NEWAVE, e consequentemente, resultando em custos mais baixos.

Assim como no NEWAVE, e pelo mesmo motivo, se observa que as maiores diferenças ocorrem nos períodos que antecedem o mês onde o VMinOp é considerado.

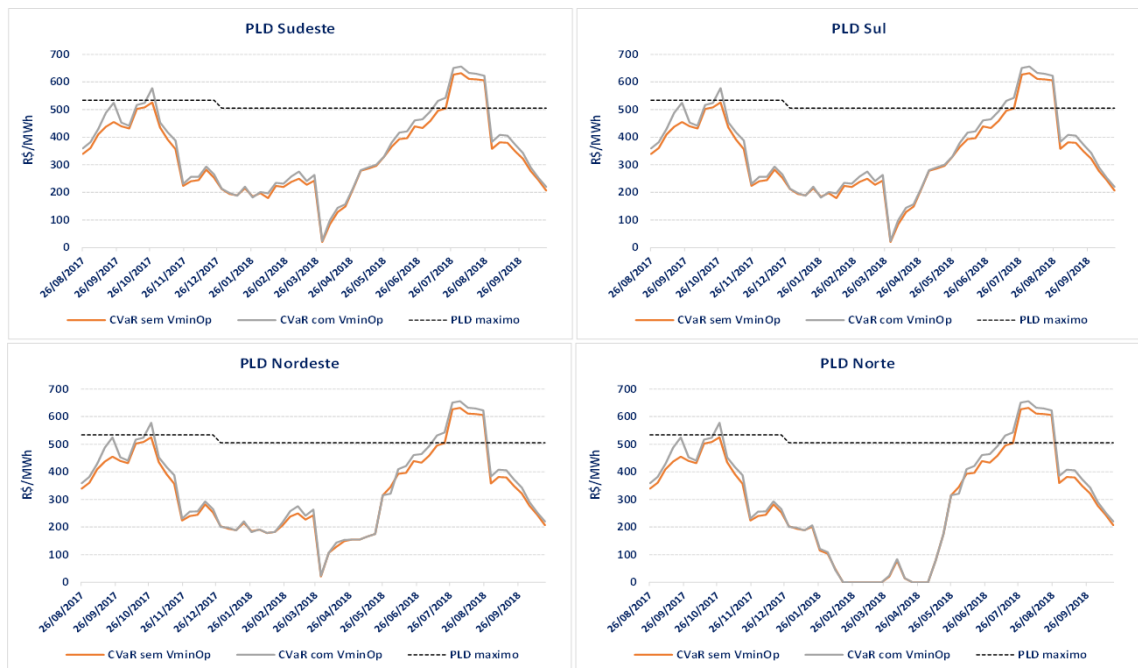


Figura 3-102: PLDs do processamento encadeado do Back Teste – DECOMP

3.5.1.3 Níveis Iniciais de Armazenamento – NEWAVE

Assim como no CMO, foram analisadas as diferenças entre os armazenamentos médios do Nordeste nos primeiros meses de estudo do NEWAVE, para todos os meses simulados. Assim como no CMO, se observa na Figura 3-103, melhora nos níveis de armazenamento dos meses que antecedem a consideração do VMinOp em 2017. Já no ano seguinte (2018), as diferenças são menores, uma vez que o modelo teve mais tempo de se recuperar.

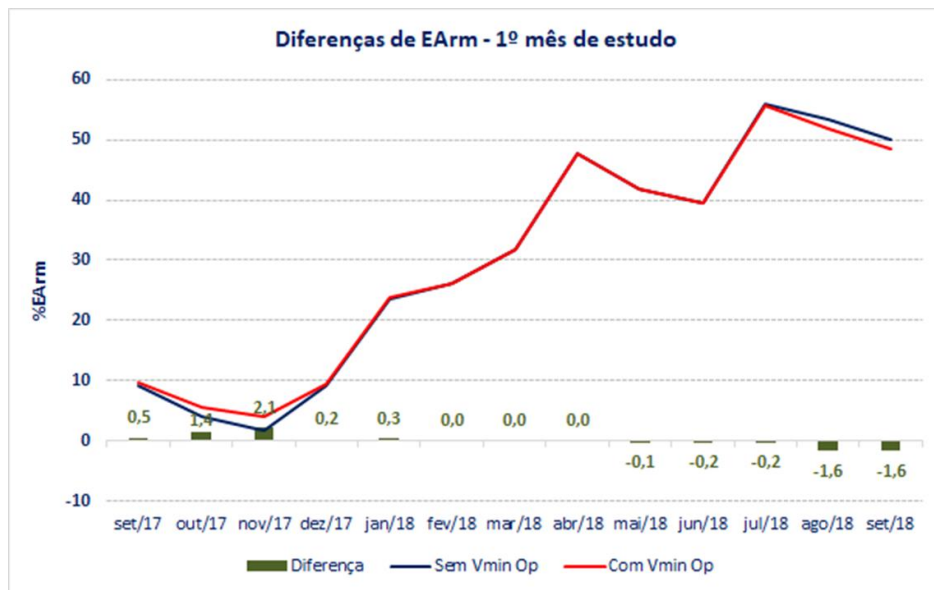


Figura 3-103: Diferenças entre os níveis de armazenamento médios das 2.000 séries no 1º mês do horizonte de estudo para o Nordeste

Analisando o nível de armazenamento médio das 2.000 séries do Nordeste, resultantes do processamento específico de outubro de 2017, se observa elevação nos níveis no início do horizonte de estudo, e redução a partir da metade do horizonte. A diferença máxima ocorre em outubro de 2018, quando a consideração do VMinOp ao longo dos meses elevou os níveis de armazenamento do Nordeste em 3,7%.

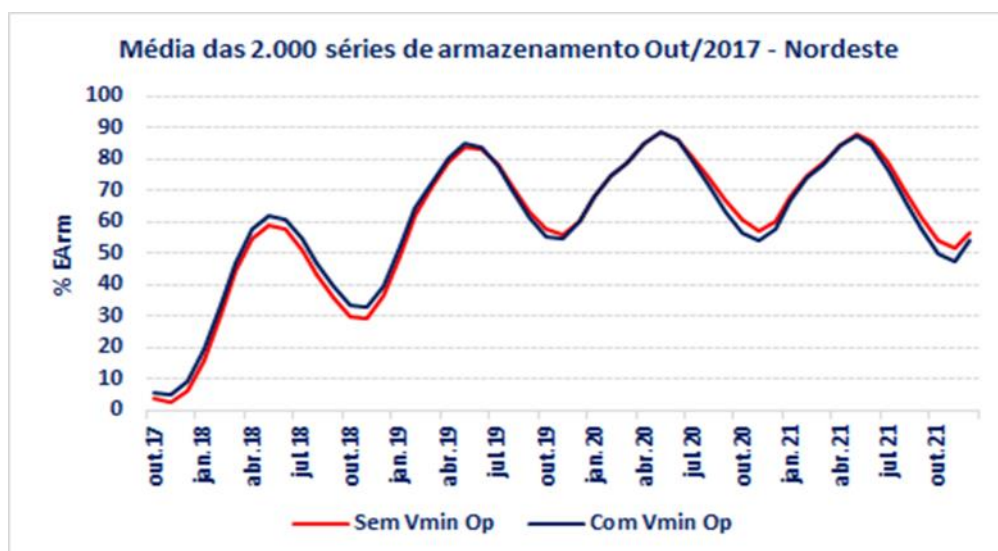


Figura 3-104: Média das 2.000 séries de energia armazenada no Nordeste – PMO Out/17

Ainda considerando os resultados do processamento de outubro de 2017, na Figura 3-105, observa-se que embora abaixo do nível estabelecido pelo VMinOp para novembro, a consideração deste nível no NEWAVE resulta em níveis de armazenamento mais elevados em todas as séries. Além disso, a consideração do VMinOp resulta em 14% das séries acima no nível mínimo, o que no caso sem o VMinOp, ocorre para apenas 2% das séries.

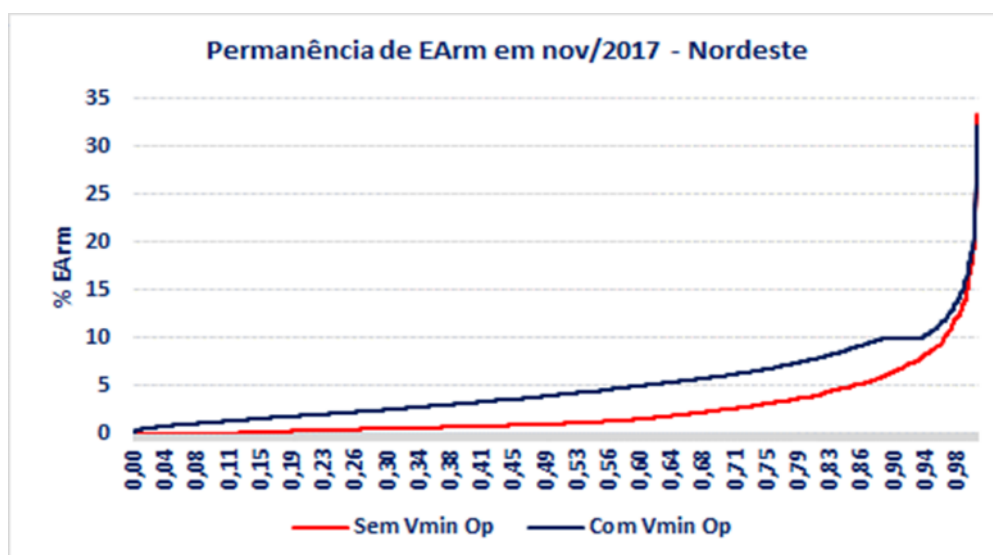


Figura 3-105: Curva de Permanência dos níveis de armazenamento do Nordeste em novembro de 2017 – PMO
Out/2017

3.5.1.4 Níveis Iniciais de Armazenamento - DECOMP

Na Figura 3-106, observa-se que no DECOMP os níveis de armazenamento do SIN praticamente não se alteram, sendo a maior diferença verificada no final do horizonte de estudo, quando a consideração do VMinOp elevou os níveis em 0,79%.

Quando analisamos os níveis por submercados, ilustrados na Figura 3-107, observamos elevação em quase todos eles, com exceção do Nordeste, cujos níveis terminam a simulação 1,7% mais baixos, mas mesmo assim, em torno de 49% de sua capacidade máxima. Já nos demais submercados, observamos elevação: 1,2% no Sudeste, 2,7% no Sul e 1% no Norte.

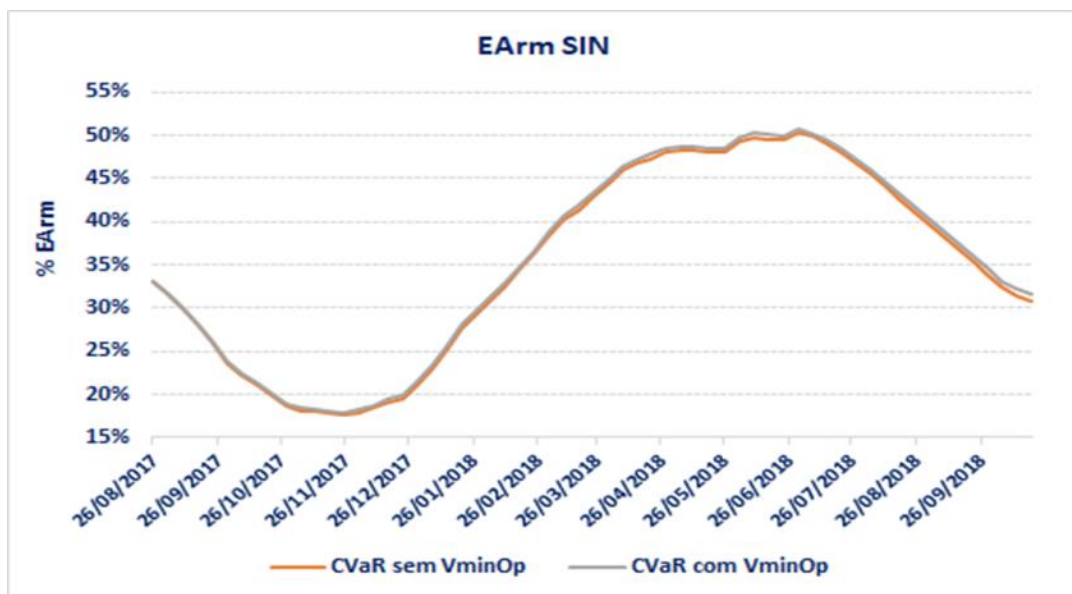


Figura 3-106: Níveis de Armazenamento no SIN – DECOMP

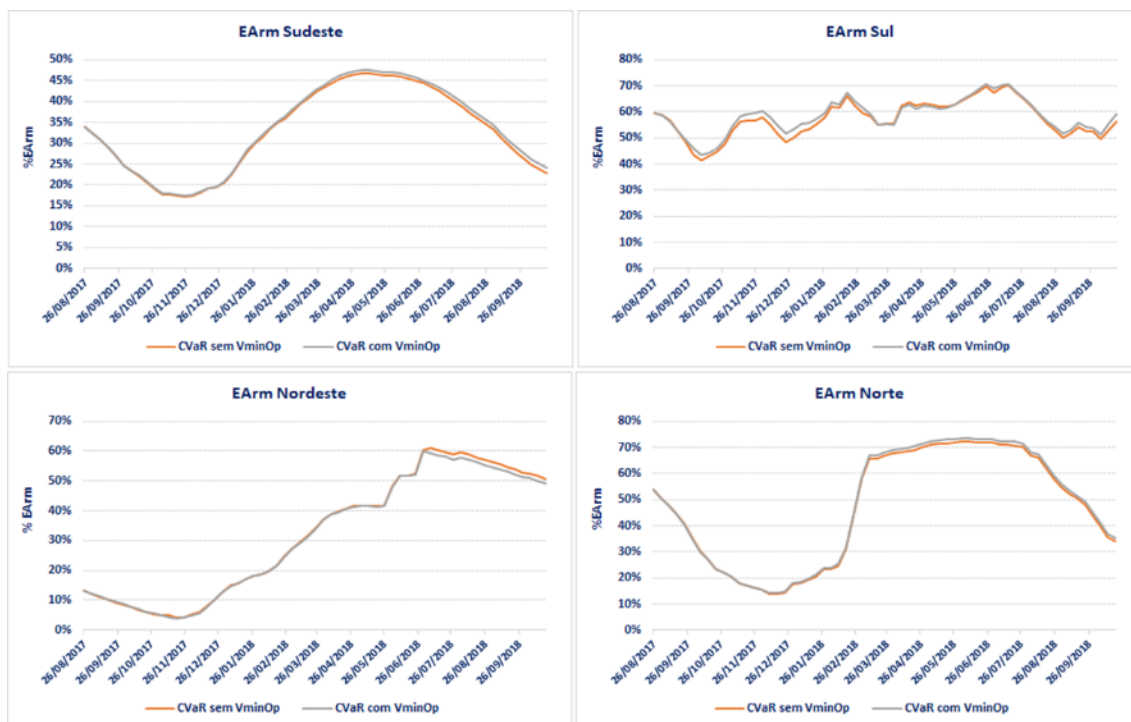


Figura 3-107: Níveis de Armazenamento por submercado – DECOMP

3.5.1.5 Geração Térmica – NEWAVE

Analisando a média das 2.000 séries de geração térmica, resultantes do processamento do NEWAVE de outubro de 2017, se observa elevação em quase todos os meses, sendo a mais significativa já no primeiro mês do horizonte de estudo (+ 573 MW médios), seguidas pelas gerações do período de fevereiro a

setembro de 2018 (+ 145 MW médios), isso em função dos baixos níveis dos reservatórios e baixas afluições que antecedem novembro.

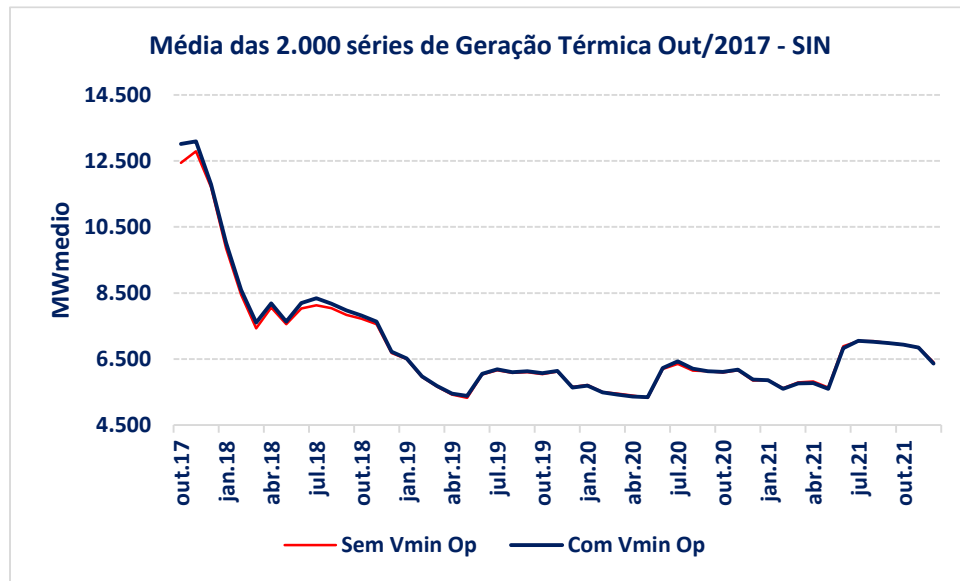


Figura 3-108: Média das 2.000 Séries de GT do SIN em outubro de 2017 – PMO Out/2017

Quando analisamos a permanência da GT do sistema, resultante do processamento do NEWAVE de outubro de 2017, observamos que o despacho térmico foi em média 3% maior com a consideração do VMinOp.

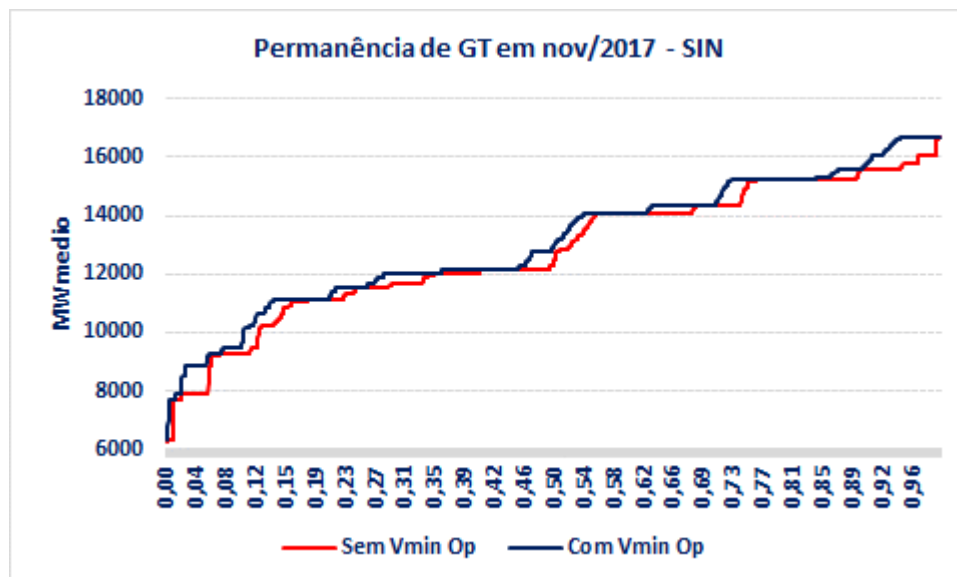


Figura 3-109: Curva de Permanência da GT do SIN em novembro de 2017 – PMO Out/17

Considerando que no período de simulação os níveis de armazenamento do Nordeste eram os mais críticos, incluímos neste relatório, nos mesmos

moldes das análises apresentadas para o SIN, a análise da geração térmica deste submercado.

Na Figura 3-110, observa-se a elevação da geração térmica no 1º mês do horizonte de estudo do processamento de outubro de 2017, porém, a diferença da geração térmica com e sem a consideração do VMinOp é baixa, uma vez que os níveis de armazenamento do Nordeste e ENA já eram baixos, tornando necessário o elevado despacho térmico independente do VMinOp. Ressalta-se que a GT do Nordeste segue o mesmo comportamento da GT do SIN.

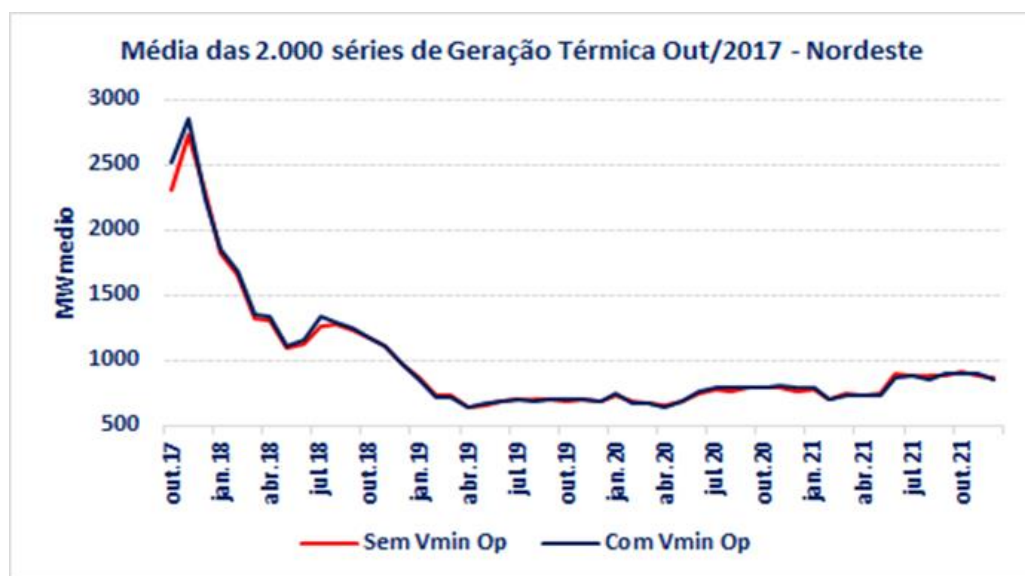


Figura 3-110: Média das 2.000 Séries de GT do Nordeste em outubro de 2017 – PMO Out/2017

Na curva de permanência, ilustrada na Figura 3-111, observamos o aumento da geração térmica no Nordeste na maior parte das séries. Quando analisamos a permanência da GT do Nordeste, observamos que o despacho térmico no Nordeste foi em média 10% maior com a consideração do VMinOp.

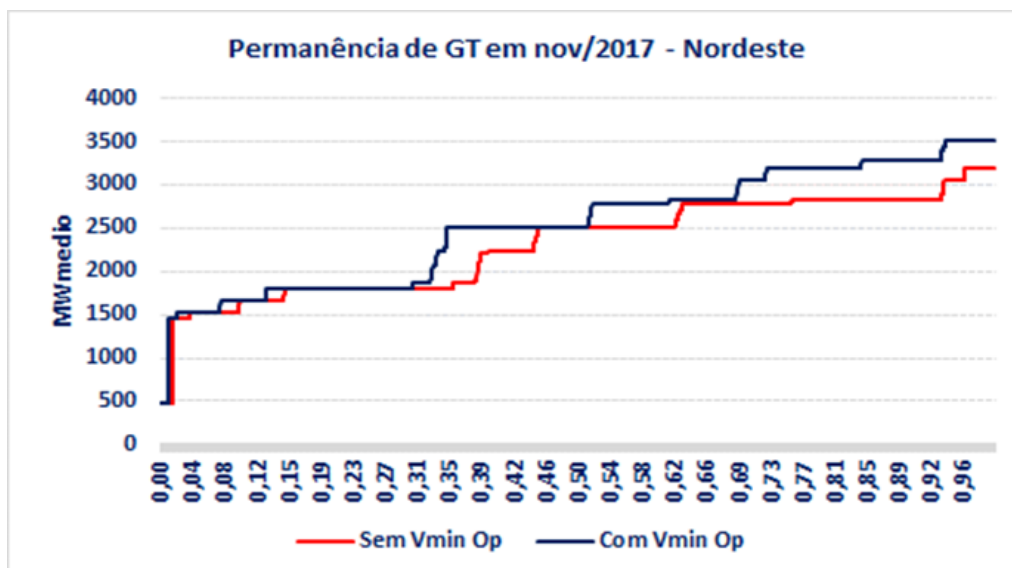


Figura 3-111: Curva de Permanência da GT do Nordeste em novembro de 2017 – PMO Out/17

3.5.1.6 Geração Térmica – DECOMP

Analisando a geração térmica do sistema, ilustrada na Figura 3-112, notamos elevação em quase todas as semanas, sendo as principais observadas nos períodos que antecedem a consideração do VMinOp. Em setembro de 2017, a elevação da geração chega a 1.400 MWmédios, sendo a mais significativa no Sudeste, 840 MWmédios. Mais uma vez, essa significativa elevação decorre do pouco tempo que o modelo teve para recuperar os reservatórios.

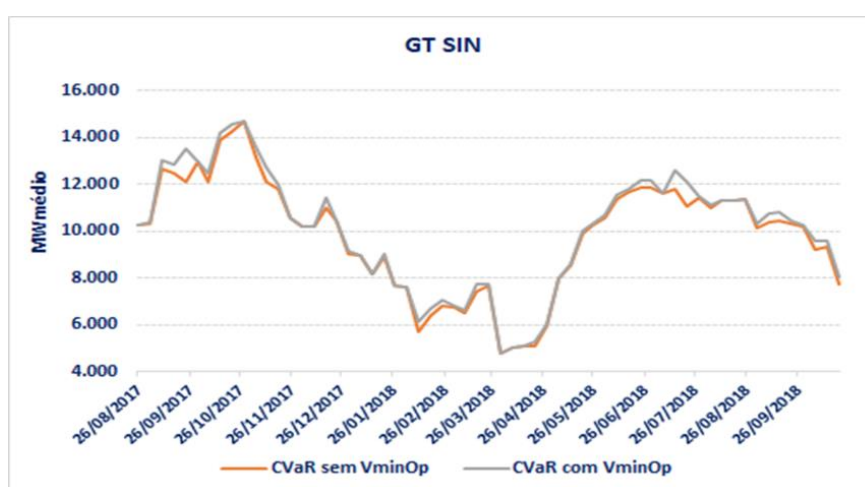


Figura 3-112: Geração Térmica do SIN - DECOMP



Figura 3-113: Geração Térmica por submercados - DECOMP

3.5.1.7 Custo Total de Operação – NEWAVE

Analisando as diferenças entre os Custos Totais de Operação com e sem a consideração do VMinOp, observa-se uma elevação no mesmo, sendo a principal causa o custo decorrente da penalidade por violação do VMinOp. A penalização é mais alta no início do horizonte de estudo, uma vez que os reservatórios não teriam “tempo” de atingir no nível mínimo.

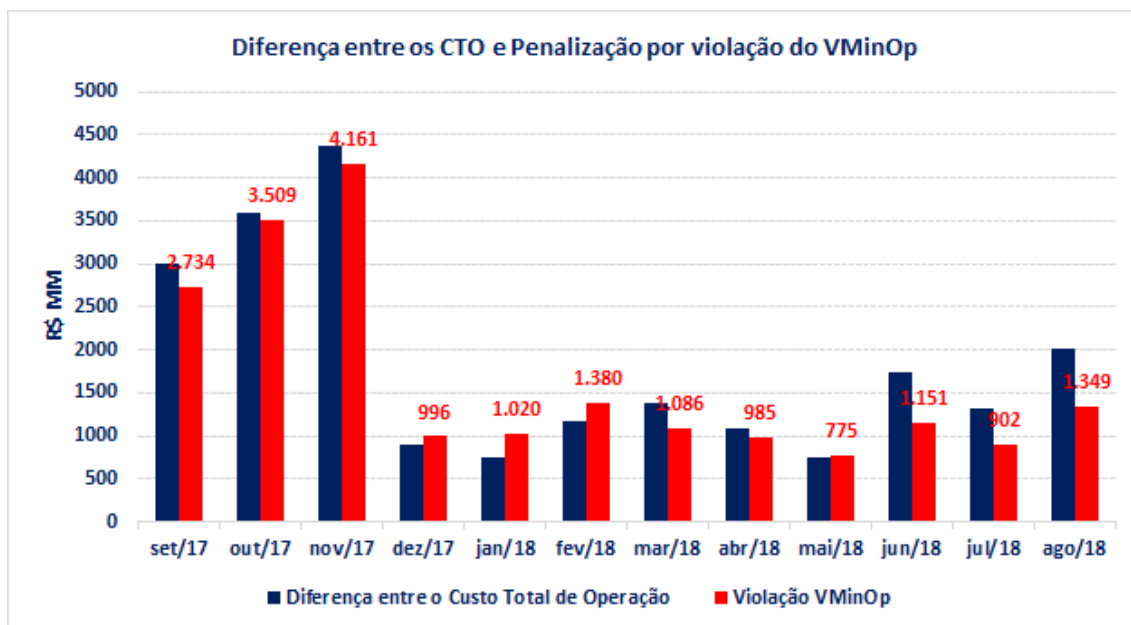


Figura 3-114: Diferenças entre os Custo Total de Operação – NEWAVE

Analisando isoladamente os custos totais de operação do processamento do mês de outubro de 2017, observamos a elevação do mesmo, ocasionado principalmente pelas penalizações pelo não atingimento do nível mínimo no Nordeste no final de novembro do mesmo ano.

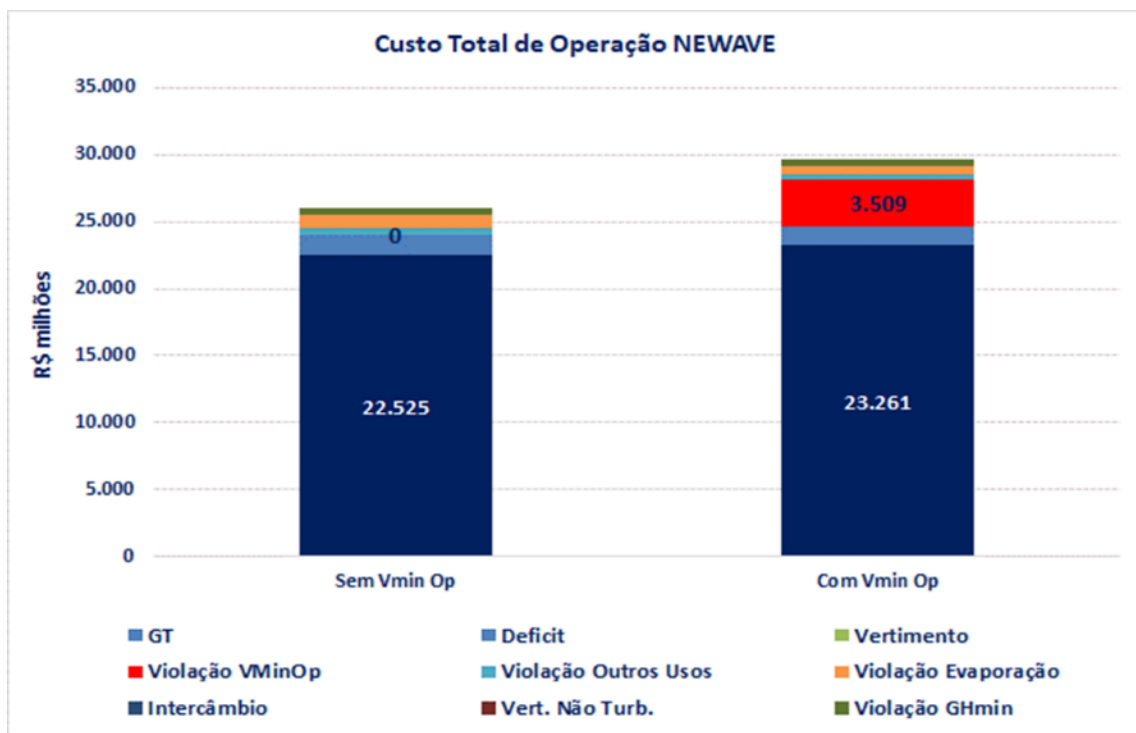


Figura 3-115: Custo Total de Operação – NEWAVE de outubro/2017

4 Avaliação dos Parâmetros de CVaR Considerando Restrições de Volume Mínimo Operativo

Neste capítulo é feita uma análise do mecanismo de Volume Mínimo Operativo no modelo NEWAVE sob a ótica do problema de decisão do planejamento da operação energética e formação de preço de liquidação de diferenças, focando na reavaliação dos parâmetros do CVaR, em vigor no modelo NEWAVE, em função da inclusão das novas restrições de segurança.

Conforme discutido em CPAMP (2013) e CPAMP (2016), o problema de decisão do planejamento da operação energética do SIN foi definido em duas dimensões: Custo de Operação, representado pelo atributo custo de geração termoelétrica, e Segurança, representado pelo atributo custo de déficit. Naturalmente existe um *trade-off* entre esses atributos e a preferência do decisor (ou decisores) foi incorporada aos modelos de otimização energética através da introdução, na função objetivo, do *Conditional Value at Risk* – CvaR, na forma de uma combinação linear com valor esperado do custo total de operação. Esta alteração na formulação introduz ao modelo uma característica de representação de aversão ao risco e as variáveis de controle formuladas são os parâmetros denominados α , que corresponde aos estados considerados para a estimativa do *Corte de Benders*”, e λ , que corresponde ao peso do CVaR, na função objetivo, em relação ao valor esperado do custo total de operação. Na Figura 4-1, a seguir, é apresentado um gráfico conceitual deste problema multicritério de decisão.

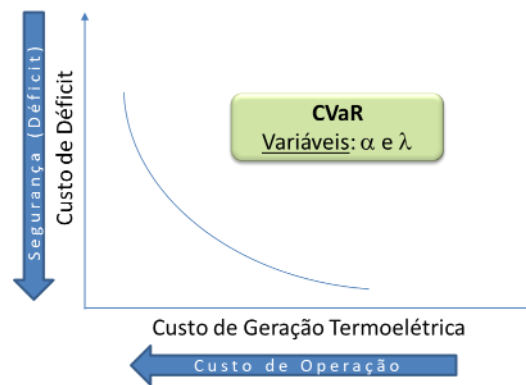


Figura 4-1: Representação conceitual do problema multicritério

O processo para a definição dos parâmetros α e λ adotado em 2016 (CPAMP, 2016) consistiu, principalmente, de diversas avaliações de sensibilidade, com destaque para a comparação das diferentes alternativas para α e λ em um gráfico de custo de geração termoelétrica *versus* custo do déficit, onde foram elencadas as alternativas que resultaram em um desempenho do modelo mais aderentes à preferência dos decisores. A escolha final foi $\alpha = 50$ e $\lambda = 40$. A Figura 4-2, a seguir, apresenta um exemplo de uma análise de sensibilidade da forma que foi realizada em 2016. Neste gráfico são apresentados os resultados obtidos usando o PMO de janeiro de 2018.

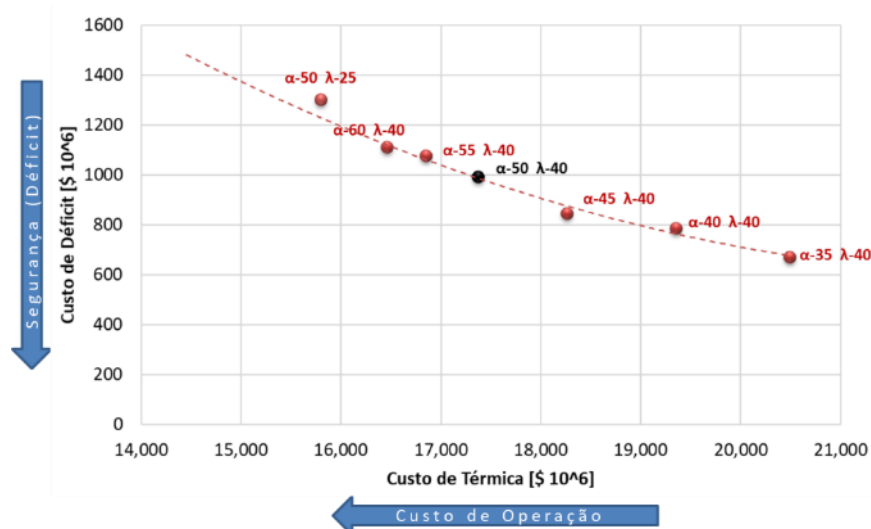


Figura 4-2: Sensibilidade aos parâmetros do CVaR

A metodologia apresentada no presente Relatório Técnico consiste, do ponto de vista de problemas de decisão, na introdução de mais uma dimensão no problema de decisão: a manutenção dos níveis de armazenamento nos reservatórios. Essa dimensão também pode ser vista como sendo um atributo de

segurança, porém não associada apenas a ocorrência de déficit, mas também à manutenção das condições de controlabilidade dos reservatórios do sistema. A Figura 4-3, a seguir, representa, conceitualmente, este novo problema de decisão. Assim como o mecanismo adotado nas dimensões Custo de operação e segurança (déficit) foi o CVaR, as restrições de volume mínimo operativo no NEWAVE são o mecanismo adotado na dimensão de armazenamento para a representação das preferências do decisor no modelo de otimização. As setas em azul representam a direção associada à preferência do decisor, em cada um dos eixos do gráfico.

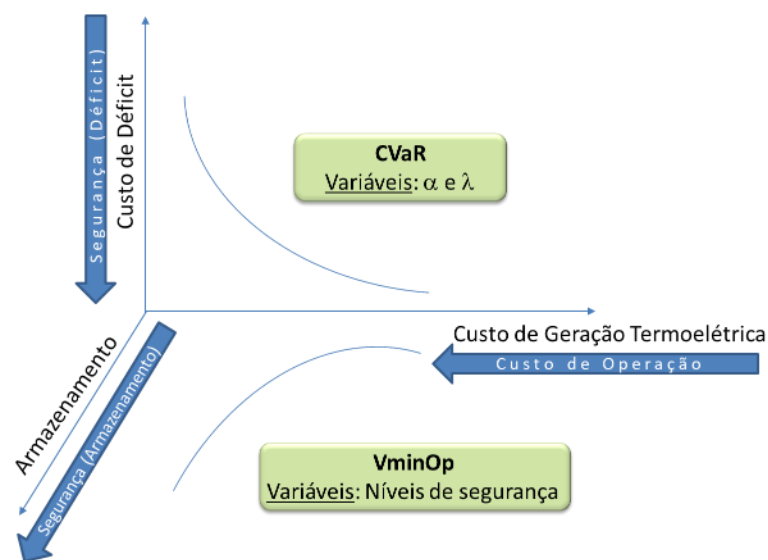


Figura 4-3: Representação conceitual do problema multicritério (inclusão de outra dimensão)

O processo adotado em 2013 e 2016 para a calibração dos parâmetros de CVaR à preferência do decisor poderia, a princípio, ser repetido agora, considerando-se as restrições de volume mínimo operativo. O gráfico da Figura 4-4, a seguir, apresenta parte dos resultados obtidos da aplicação deste processo. Os pontos em vermelho são os mesmos apresentados na Figura 4-3 e os pontos em azul são resultantes de nova execução do modelo NEWAVE, considerando a restrição de volume mínimo operativo. Cada um desses pontos corresponde ao resultado médio estimado a partir da simulação com 2.000 séries sintéticas de energia natural afluyente.

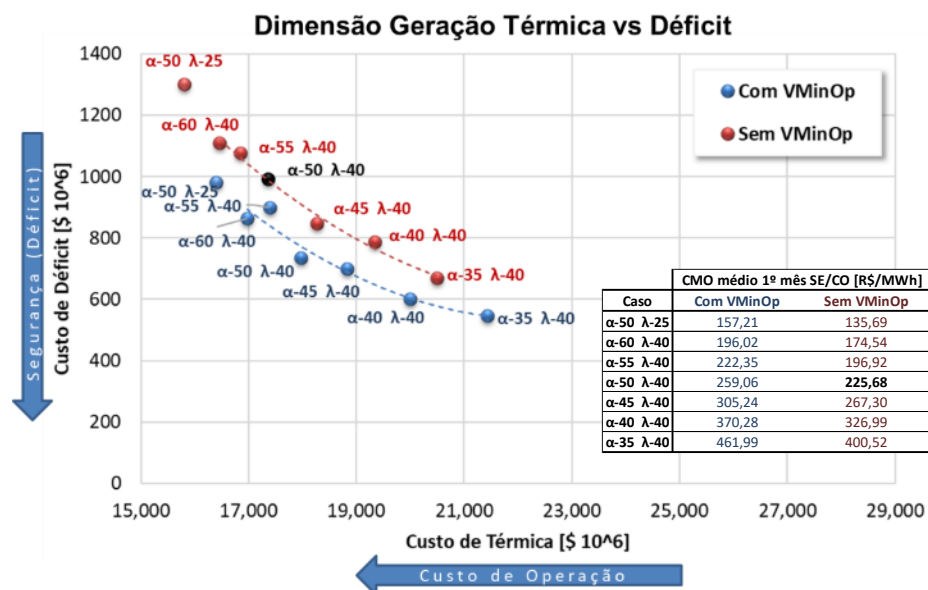


Figura 4-4: Sensibilidade aos parâmetros do CVaR considerando o uso de VMinOp (dimensão Custo de Operação vs Déficit)

Do gráfico da Figura 4-4, anterior, observa-se que, para um mesmo conjunto de parâmetros de CVaR, os casos com o uso das restrições de volume mínimo operativo apresentam custos médios de operação superiores aos obtidos pela simulação sem a adoção destas restrições. Essa elevação dos custos está associada à elevação do valor da água nos cenários em que o armazenamento está baixo, decorrente da penalidade associada às violações da restrição. Por outro lado, o custo do déficit é menor nos casos onde o volume mínimo operativo é adotado. Este resultado é esperado, pois a função desta restrição é o aumento do armazenamento, principalmente nos cenários mais críticos.

Realizando-se uma avaliação de todos os pontos da Figura 4-4, pode-se observar que existem pontos da nova curva (com a adoção das restrições de volume mínimo) que dominam o ponto $\alpha = 50$ e $\lambda = 40$ (vigente). Por exemplo, o ponto $\alpha = 60$ e $\lambda = 40$ apresenta menor custo de operação e um menor custo de déficit. Logo, o decisor poderia chegar à conclusão que este novo ponto é preferível ao que é vigente.

Entretanto, é importante ressaltar que o problema de decisão mudou. Ou seja, foi introduzida uma nova dimensão (armazenamento) que também deve ser avaliada. Portanto, se antes, para a reavaliação dos parâmetros do CVaR

avaliava-se o impacto indireto nos níveis de armazenamento, agora, com a consideração de um mecanismo de segurança em relação à energia armazenada, esse impacto deve continuar sendo avaliado, porém de forma direta. Dessa forma, na Figura 4-5, a seguir, é apresentado um gráfico, análogo ao gráfico da figura anterior, porém projetado na dimensão Custo de Operação e Armazenamento. Neste gráfico, o eixo denominado EAR corresponde ao armazenamento médio do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no mês de novembro do primeiro ano. Ressalta-se que este eixo está com sua escala invertida, ou seja, os valores de maior armazenamento encontram-se na parte inferior do gráfico.

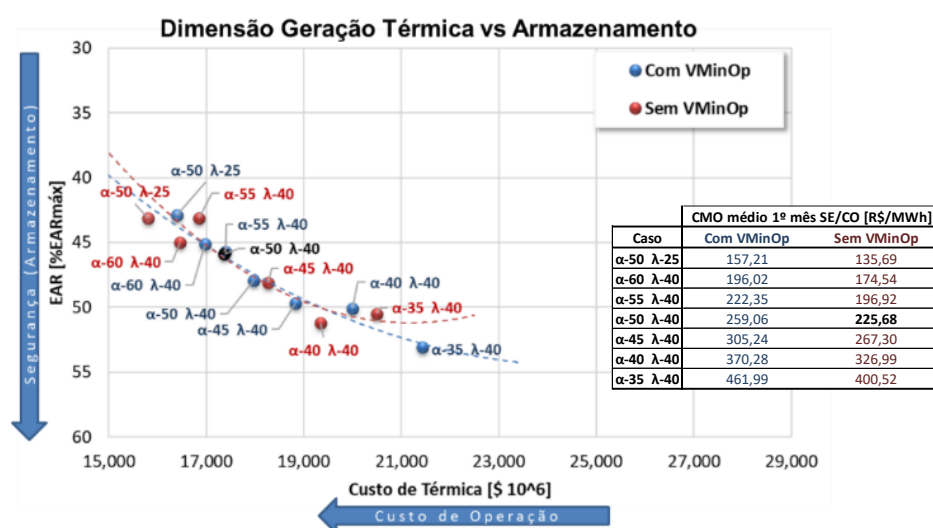


Figura 4-5: Sensibilidade aos parâmetros do CVaR considerando o uso de VMinOp (dimensão Custo de Operação vs Armazenamento)

Observa-se, da Figura 4-5, anterior, que a o ponto $\alpha = 60$ e $\lambda = 40$ possui um valor esperado de energia armazenada em novembro inferior ao obtido com a alternativa $\alpha = 50$ e $\lambda = 40$. Ou seja, neste novo espaço tridimensional, não há relação de dominância entre o ponto $\alpha = 60$ e $\lambda = 40$ e o ponto $\alpha = 50$ e $\lambda = 40$.

Considerando a introdução do Volume Mínimo Operativo no problema de otimização de médio prazo como uma forma de se representar as preferências do decisor em relação à uma terceira dimensão introduzida ao problema de tomada de decisão: Segurança operativa em relação à Energia Armazenada, um novo ajuste ao CVaR (dimensão custo de operação vs custo de

déficit) deve ser realizada observando-se o problema em todas as suas dimensões. Como existe uma agenda do GTMET/CPAMP para 2019 que contempla um conjunto importante de aprimoramentos aos modelos de otimização, recomenda-se que uma eventual recalibração dos parâmetros de aversão ao risco seja feita ao final de todas essas atividades do GTMET/CPAMP, de forma que se mantenha a aderência entre desempenho destes modelos de otimização e as preferências do decisor em relação à segurança de operação, tanto nos processos de planejamento da operação energética, quanto nos processos de formação de preços de liquidação das diferenças e de planejamento da expansão da geração.

5 Conclusão

Neste Relatório Técnico foram apresentados os impactos de se considerar a restrição de volume mínimo operativo (V_{minOp}) no modelo de planejamento energético de médio prazo para aplicação no plano anual e no programa mensal da operação do SIN, cujos valores adotados foram os Níveis de Segurança do Período Seco – NSPS definidos pelo Operador, apenas nos meses de novembro do horizonte de planejamento de cinco anos. Os impactos apresentados foram avaliados através de simulações com os modelos NEWAVE e DECOMP, e as análises foram feitas tanto nos subsistemas equivalentes de energia quanto nos reservatórios de cabeceira das principais bacias hidrográficas do SIN.

Observando os resultados da simulação das 2.000 séries sintéticas de energia natural afluyente e das séries históricas, há impactos da adoção do V_{minOp} 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. Esse comportamento fica mais evidente nas simulações com conjunturas mais severas, ou seja, com afluências passadas mais baixas. Conforme o esperado, esse impacto se reflete no modelo DECOMP, cujas simulações em cenários mais críticos mostram ganhos de armazenamento tanto nos subsistemas equivalentes, como, principalmente, em reservatórios em cabeceiras de bacias hidrográficas com capacidade de armazenamento relevantes para o SIN. Por outro lado, as simulações com o modelo DECOMP de conjunturas mais próximas à normalidade não tiveram seus resultados alterados de forma significativa pela introdução deste novo mecanismo no modelo NEWAVE.

Outra avaliação realizada neste documento foi a necessidade de se realizar uma nova calibração dos parâmetros de aversão ao risco do mecanismo incorporado ao modelo NEWAVE (CVaR). Neste aspecto, observa-se que, do

ponto de vista do problema de tomada de decisão relativo à operação energética do SIN, a representação de restrições de volumes mínimos de segurança no modelo de otimização de médio prazo corresponde à introdução de uma nova dimensão ao problema de decisão, que era formulado inicialmente com um problema em duas dimensões: Custo de Operação (geração termoelétrica) e de Segurança no Suprimento Energético (déficit de energia), e passa a ser formulado considerando uma outra dimensão (ou dimensões): Segurança da Operação, sob a ótica do armazenamento de água nos reservatórios do SIN.

Desta forma, estudos para um novo ajuste ao CVaR (dimensão custo de operação vs custo de déficit) devem ser realizados observando-se o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e na segurança operativa, avaliando a preferência do Operador com relação à segurança da operação dados os resultados do modelo, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia. Como existe uma agenda do GTMET/CPAMP para 2019 que contempla um conjunto importante de aprimoramentos aos modelos de otimização, recomenda-se que uma eventual recalibração dos parâmetros de aversão ao risco seja feita ao final de todas essas atividades do GTMET/CPAMP, de forma que se mantenha a aderência entre desempenho destes modelos de otimização e as preferências do decisor em relação à segurança de operação, tanto nos processos de planejamento da operação energética, quanto nos processos de formação de preços de liquidação das diferenças e de planejamento da expansão da geração.

No entanto, nesta etapa do estudo objeto deste relatório, o propósito da inclusão do mecanismo VminOp, no ciclo anual de 2019, é a realização de uma operação sombra para subsidiar eventuais decisões do CMSE para despacho de geração termoelétrica além daquela definida por mérito econômico pelos modelos de otimização, a comparação de resultados com execuções dos modelos com e sem a adoção de VminOp seria inconsistente se essas execuções fossem realizadas com parametrizações diferentes para o CVaR.

Destaca-se, por fim, que deverá ser dada continuidade aos estudos relacionados à inclusão do VminOp no primeiro semestre de 2019 e, para tanto, estão previstas mais duas etapas: (i) consideração de restrições de níveis

mínimos de armazenamento para todos os meses do ano nos estudos de planejamento da operação e formação de preço com a nova versão do modelo NEWAVE que tem um tratamento nas penalidades que permite o uso do VminOp ao longo de todo horizonte de simulação, sem o efeito colateral de uma possível múltipla penalização, penalizando assim apenas a máxima violação verificada no ano; e (ii) avaliação da extensão da aplicação do VminOp nos estudos de planejamento da expansão (Plano Decenal de Expansão e Cálculo de Garantia Física).

Do ponto de vista regulatório, a aplicação do mecanismo VminOp como subsídio à tomada de decisão do CMSE, enquanto ferramenta de suporte ao acionamento de despacho termelétrico em volumes superiores aos patamares preconizados pela ordem de mérito econômica ordinária não traz impactos significativos. O despacho fora da ordem de mérito é ação discricionária do CMSE, prevista pela Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013⁷ e com suporte legal na Lei nº 10.848/2004, art. 1º, §4º, inciso III, cujos efeitos econômicos decorrentes, junto ao segmento hidrelétrico, encontram-se neutralizados desde a promulgação da Resolução Normativa ANEEL nº 764, de 18 de abril de 2017.

Todavia, a implantação deste mecanismo na cadeia de planejamento e programação da operação e formação do PLD merece atenção em relação às suas consequências alocativas no mercado, tendo em mente o atual contexto regulatório aplicável ao segmento hidrelétrico. Avalia-se que essa medida deverá ser analisada de maneira integrada aos demais aprimoramentos metodológicos presentes no ciclo de trabalho do GT-Metodologia, ao final tendo como diretriz precípua a compatibilização dos graus de aversão a risco finais observados pelo planejamento e programação da operação e o planejamento da expansão, sobretudo levando-se em conta a dinâmica e os requisitos afetos à revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, previstos no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

⁷ A Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007, substituída pela Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, também já previa o despacho extraordinário pelo CMSE.

6 Recomendações

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

- 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 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.

7 Referências

CPAMP. "Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço". Relatório Técnico. 2013.

CPAMP. "Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física". Relatório Técnico. 2016.

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.

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.

ONS. "Curvas Quinquenais de Aversão ao Risco para o Sistema Interligado Nacional - CAR5 2013/2017". Nota Técnica NT ONS 033/2013. 2013.

ONS. "Definição do armazenamento mínimo para região Sul, a ser considerado nos estudos de planejamento energético". Nota Técnica ONS NT 0145/2018. 2018.