

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

Relatório Técnico

“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”

Membros:
(Coordenação) **MME**
CCEE
ONS
EPE
ANEEL
CEPEL

Brasília, 19 de julho de 2013

Índice

1.0	Introdução.....	3
1.1	Impacto na Formação do Preço.....	5
1.2	A Resolução CNPE nº 3/2013	6
2.0	Mecanismos de Aversão a Risco (MAR)	8
2.1	Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco Desenvolvidos e Validados no âmbito da CPAMP	8
2.2	Superfície de Aversão a Risco – SAR.....	8
2.2.1	Incorporação da SAR no Modelo NEWAVE	10
2.2.2	Incorporação da SAR no Modelo DECOMP	14
2.3	Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR.....	14
2.3.1	Incorporação do CVaR no Modelo NEWAVE.....	15
2.3.1.1	Calibração dos parâmetros λ e α	17
2.3.2	Incorporação do CVaR no Modelo DECOMP.....	18
3.0	Testes de Validação das Metodologias de Aversão a Risco Internalizadas nos Programas NEWAVE e DECOMP	19
3.1	Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica.....	19
3.1.1	Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – Regiões Desejáveis e Não Desejáveis	20
3.1.2	Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – PMOs Out2012 e Mar2011	21
3.1.3	Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – PDEs 2019, 2020 e 2021	23
3.1.4	Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – Leilão A-5 2012.....	25
3.2	Violação do Nível Meta versus Custo Esperado Operação – PMOs Out2012 e Mar2011.....	26
3.3	Distribuição de Probabilidades do Custo Marginal de Operação	30

3.3.1	Distribuição de Probabilidades do Custo Marginal de Operação – PMO Out/2012.....	30
3.3.2	Distribuição de Probabilidades do Custo Marginal de Operação – PMO Mar/2011.....	32
3.4	LEN A-5/2012: Casos Reconvergidos	35
3.5	Expansão Necessária para Reconvergência – PDEs 2019, 2020 e 2021.....	36
3.6	Escolha da Metodologia e dos Parâmetros a serem Adotados.....	38
3.7	Comparação da Alternativa MAR Seleccionada com o Mecanismo Vigente	38
3.7.1	Evolução Temporal de Valores Médios Mensais de Algumas Variáveis – PMO Out/2012	39
3.7.2	Evolução Temporal de Valores Médios Mensais de Algumas Variáveis – PMO Mar/2011.....	46
3.7.3	Simulação Sequencial NEWAVE/DECOMP Para os PMOs de Jan/2011 a Dez/2012 – Resultados para algumas Variáveis.....	52
3.7.4	Análise de Atendimento de Energia – Comparação com o Caso sem MAR – PDE 2021	55
3.7.5	Evolução Temporal da Energia Armazenada Final Média Mensal – PDEs 2019, 2020 e 2021	56
3.7.6	Evolução Temporal do Custo Marginal de Operação Médio Mensal – PDEs 2019 e 2020	58
3.7.7	Evolução Temporal da Geração Térmica Média Mensal – PDEs 2019 e 2020.....	60
3.7.8	Impacto nos Custos Marginais de Operação da Introdução de Oferta Adicional – PDE 2021	61
3.7.9	Repartição da Garantia Física entre as Diferentes Fontes de Energia	62
3.7.10	Conclusões das Análises da Alternativa MAR Seleccionada com relação ao Mecanismo Vigente.....	62
4.0	Conclusões e Recomendações	63
4.1	Conclusões.....	63
4.2	Recomendações	64
5.0	Referências.....	66

1.0 Introdução

Com o advento do racionamento de energia elétrica entre 2000 e 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, em seu Relatório de Progresso N° 2, (Janeiro/2002), Tema 21 - Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento, Documento de Apoio C: “Aversão a Risco - Proposta Metodológica” [1], propôs uma metodologia para a consideração de um mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento no cálculo da política ótima de operação do sistema de geração brasileiro, baseado na adoção de uma curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas.

A Resolução GCE nº109, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu que a proposta fosse implementada em duas etapas: (i) computar uma Curva de Alerta ou Curva de Aversão ao Risco (CAR), baseada na adoção de uma curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, e utilizá-la externamente aos modelos computacionais até 31 de dezembro de 2002; e (ii) incorporação desta curva de alerta aos modelos computacionais, i.e., utilização da CAR internamente aos programas computacionais, até 31 de dezembro de 2002.

Nesta metodologia, é definida uma curva de volume mínimo operativo para cada subsistema e também uma penalidade que é aplicada à diferença entre o volume mínimo operativo e a energia armazenada em um subsistema no final de cada mês (estágio), quando esta for inferior ao volume mínimo operativo. Este fator de penalização (R\$/MWh), determinado pela ANEEL, propiciaria, em princípio, o despacho de geração térmica adicional para restabelecer o volume mínimo desejado.

Esta metodologia, aqui denominada de “penalidade fixa”, foi implementada no Programa NEWAVE e disponibilizada ao ONS para testes em Junho de 2002 [2]. Após os testes realizados, concluiu-se que, embora matematicamente consistente, poderia provocar, em diversas situações, uma elevação acentuada nos custos marginais de operação dos subsistemas.

Posteriormente, foi desenvolvida, pelo ONS e seus consultores, uma alternativa metodológica, denominada “penalidade criativa”, que é ajustável ao longo das iterações da programação

dinâmica dual estocástica, a fim de diminuir o efeito cumulativo nos custos marginais de operação, mencionado anteriormente. Este procedimento é atualmente empregado no modelo NEWAVE para a realização dos PMOs. Entretanto, devido a dificuldades técnicas [3], o mesmo não pode ser estendido para o modelo DECOMP.

Por sua vez, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabeleceu na Resolução CNPE nº 10/2003, que o ONS deve observar os seguintes procedimentos na elaboração do PMO:

- (i) Utilizar provisoriamente a CAR interna ao Modelo Computacional de Otimização Hidrotérmica de Médio Prazo - NEWAVE;
- (ii) Utilizar a metodologia vigente externa ao mesmo modelo de otimização;
- (iii) Adotar como critério, dentre as duas opções anteriores, o despacho operativo mais conservador do ponto de vista de segurança.

A aplicação da CAR com “penalidade criativa” tem sido utilizada no modelo NEWAVE desde 2004. Entretanto, com o passar do tempo, a mesma tem se mostrado incapaz de fornecer uma sinalização adequada o suficiente para indicar um despacho térmico mais seguro nos modelos NEWAVE e DECOMP e, conseqüentemente, um maior valor de PLD. Entre os possíveis motivos, podem ser citados:

- a sua não aplicação ao modelo DECOMP, que também faz parte da cadeia de modelos computacionais utilizados para a definição do despacho hidrotérmico e dos intercâmbios de energia entre subsistemas, e também para o cálculo final do PLD;
- redução do valor da água sinalizado pela função de custo futuro construída pelo NEWAVE e utilizada pelo modelo DECOMP, devido ao uso da penalidade criativa.

Adicionalmente, outros vários fatores vêm contribuindo para tornar necessário o acionamento mais frequente de usinas termelétricas para atender à demanda. Dentre eles, destacam-se o aumento da participação de usinas térmicas na matriz do setor elétrico, e a redução da capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas, pela redução relativa da capacidade de armazenamento vis a vis ao crescimento do consumo de energia elétrica.

Com o objetivo de garantir maior segurança no abastecimento e minimizar os riscos de racionamento, o CNPE, por meio da Resolução nº 08 de 20 de dezembro de 2007 [4] estabeleceu que, extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS

poderia despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Determinou também que o despacho de recursos para recuperar o nível de segurança (CAR) não seria computado na formação do PLD.

Posteriormente, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), por meio do Grupo de Trabalho “Revisão da Metodologia do POCP/Nível Meta” [5] aprovou uma sistemática para a determinação do acionamento extraordinário de usinas térmicas por razão de segurança energética, chamados de Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP, os quais são baseados na definição de níveis meta para o mês de novembro de cada ano, nas regiões SE/CO e NE.

1.1 Impacto na Formação do Preço

Neste contexto, é importante observar que o acoplamento temporal das decisões em um sistema hidrotérmico com predominância hidroelétrica, como é o caso do brasileiro, faz com que uma decisão tomada em determinado momento tenha impactos sobre o futuro. Assim, a elevação no nível do armazenamento decorrente da geração termelétrica adicional, por segurança energética, tem efeitos sobre a formação dos preços não só no estágio de tempo atual, como nos estágios temporais subseqüentes.

Visto que a Resolução CNPE nº 08/2007 estabeleceu que o CMSE pode decidir, com vistas à garantia do suprimento energético, que o ONS despache recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mude o sentido do intercâmbio entre submercados, e que esse acionamento extraordinário não formava o preço, é importante analisar o seu impacto no atual modelo de precificação.

Os preços de curto prazo exercem importante papel no funcionamento do mercado de energia elétrica, representando o comprador e o vendedor de última instância e influenciando todos os demais preços do mercado. É também um sinalizador da eficiência econômica, sendo a eficiência de curto prazo associada ao despacho. O distanciamento entre a formação de preços (que se baseia no critério de mínimo custo) e a operação (que incorpora a aversão a risco através da consideração de aspectos adicionais de segurança energética) reduz a sinalização econômica do preço de curto prazo.

Uma influência importante dos mecanismos de despacho extraordinário por segurança energética diz respeito à formação do PLD. A utilização destes mecanismos complementares de acionamento de usinas térmicas influencia o nível de armazenamento dos reservatórios e pode provocar uma redução artificial no PLD nos estágios seguintes, podendo implicar na ocorrência de um ciclo vicioso.

Esta redução no PLD pode estar beneficiando determinados agentes termelétricos proprietários de usinas com CVUs elevados e que estejam contratados. Quando suas usinas não são acionadas, esses agentes adquirem no mercado de curto prazo a energia necessária ao atendimento de seus contratos.

Por outro lado, geradores hidrelétricos podem estar tendo suas receitas diminuídas na parcela de venda ao mercado de curto prazo (principalmente energia secundária). Este mesmo efeito pode ter implicações sobre o incentivo à contratação de longo prazo, dado que sinais de preços artificialmente baixos podem motivar a manutenção de níveis mais elevados de exposição ao mercado de curto prazo por parte de agentes compradores.

Assim, é importante desenvolver e implementar metodologias alternativas para a incorporação de mecanismos de aversão a risco internamente aos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço. Neste sentido, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL vem pesquisando e desenvolvendo este tema há alguns anos.

1.2 A Resolução CNPE nº 3/2013

Foi justamente com este objetivo que o CNPE editou, em 6 de março do corrente ano, a Resolução CNPE nº 3/2013 [6], a qual estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, conforme disposto no seu art. 1º:

“Art. 1º Determinar que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP desenvolva e implemente metodologia para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, realizando os ajustes necessários nas disposições referentes ao atendimento energético, à formação de preço e aos Encargos de Serviços do Sistema.”

§ 1º O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL deverá implementar a metodologia, nos termos definidos no caput, internamente aos programas computacionais até 31 de maio de 2013.

§ 2º A CPAMP realizará os testes de validação da metodologia, definida no caput, e internalizada nos programas computacionais até 31 de julho de 2013.

§ 3º Caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL disciplinar a aplicação das disposições, a que se refere o caput, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Neste sentido, o CEPEL cumpriu, tempestivamente, o determinado no § 1º do art. 1º desta resolução e em 31 de maio de 2013 colocou à disposição da CPAMP uma nova versão do Programa Computacional NEWAVE. Nesta nova versão do Programa NEWAVE, foram desenvolvidas e implementadas internamente ao mesmo, duas metodologias de aversão a risco, denominadas “Superfície de Aversão a Risco – SAR” e “Valor Condicionado a um dado Risco – CVaR”. O CEPEL também implementou as adaptações necessárias no Programa DECOMP para permitir que o mesmo passasse a ler a nova Função de Custo Futuro do NEWAVE, obtida com a utilização destes mecanismos de aversão ao risco.

De posse das novas versões dos Programas NEWAVE e DECOMP, a CPAMP realizou, dentro do prazo estabelecido na Resolução CNPE no 3/2013, os testes de validação das metodologias, cujos principais resultados estão listados neste relatório. A partir dos resultados obtidos, a CPAMP escolheu a metodologia a ser utilizada, assim como os parâmetros associados.

Adicionalmente, o CEPEL desenvolveu e implementou os mecanismo de aversão a risco SAR e CVaR no DECOMP, o que tornará ainda mais efetiva a utilização destes mecanismos no futuro.

2.0 Mecanismos de Aversão a Risco (MAR)

2.1 Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco Desenvolvidos e Validados no âmbito da CPAMP

Nos modelos em uso atualmente, o problema de otimização do despacho hidrotérmico foi concebido com o critério de mínimo custo, onde o objetivo é obter uma política de operação que minimize o valor esperado da geração térmica e eventuais cortes de carga, a qual é avaliada para um dado conjunto de possíveis cenários de afluências futuras aos reservatórios (2.000 cenários na etapa de simulação do Programa NEWAVE). O impacto de cenários hidrológicos mais severos na política de operação é considerado de maneira indireta, por meio de sua contribuição para o valor esperado (média) dos custos operativos. Em decorrência, não há garantia de proteção para os eventos de maior arrependimento que correspondem à ocorrência de séries hidrológicas críticas (muito secas) e à violação de níveis desejáveis de segurança.

Basicamente, duas abordagens podem ser utilizadas para a introdução de mecanismos de aversão a risco nos modelos de otimização do despacho hidrotérmico: modificação nas restrições do problema de otimização ou modificação em sua função objetivo. No primeiro grupo se enquadram a já mencionada Curva de Aversão a Risco - CAR e a “Superfície de Aversão a Risco – SAR”, uma das alternativas metodológicas apresentadas nesse relatório. Já a alternativa metodológica “Valor Condicionado a um Dado Risco – CVaR”, também apresentada neste relatório, pertence à segunda família.

As metodologias SAR e CVaR são descritas a seguir.

2.2 Superfície de Aversão a Risco – SAR

A primeira alternativa metodológica avaliada pela CPAMP para a introdução de mecanismos de aversão a risco nos modelos de otimização do despacho hidrotérmico é a Superfície de Aversão a Risco – SAR, que foi inicialmente proposta em [7]. A análise desta proposta conduzida pelo CEPEL verificou a necessidade de aprimorá-la e estendê-la para viabilizar a sua aplicação, conforme apresentado em [8].

A Superfície de Aversão a Risco - SAR é uma forma mais acurada do que a CAR e o POCP de estabelecer níveis mínimos seguros para energia armazenada nos subsistemas [10], uma vez que:

- leva em consideração a operação interligada dos subsistemas, ao invés de utilizar níveis individuais mensais para cada subsistema; e
- a sua construção pode ser internalizada, ao longo do processo de resolução do problema, nos modelos de planejamento da operação.

Em linhas gerais, a SAR é uma extensão, para o caso multivariado, das restrições de armazenamento mínimo de energia nos subsistemas, como ilustra a Figura 2.1, para um exemplo envolvendo os subsistemas Sudeste (SE) e Nordeste (NE).

Nessa figura, a variável β indica o nível de ocorrência de déficit no futuro (para uma série ou um conjunto de séries hidrológicas pré-estabelecidas)¹ em função não apenas dos níveis individuais de energia armazenada (Earm) de cada subsistema (retas vertical e horizontal na figura à direita), mas também em função da energia total do subsistema (reta inclinada). A restrição inclinada atua no intervalo de valores de Earm para os quais o intercâmbio entre os subsistemas não está no limite, enquanto as retas vertical e horizontal representam os requisitos mínimos individuais de Earm de cada subsistema, devido ao limite no recebimento de energia por intercâmbio. Caso mais de dois subsistemas sejam considerados, a SAR poderia conter planos envolvendo um, dois ou mais subsistemas na restrição.

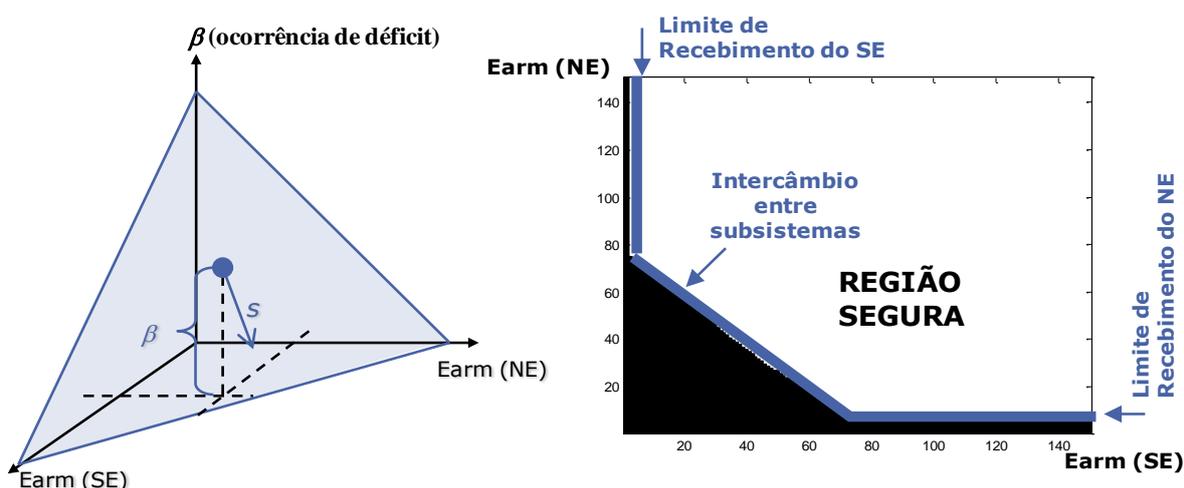


Figura 2.1 – Esquema ilustrativo da região de segurança definida pela SAR

¹ Na implementação da metodologia, introduziu-se também uma penalidade para não atendimento ao nível SAR.

2.2.1 Incorporação da SAR no Modelo NEWAVE

Em cada estágio t , para cada estado x_t (armazenamento e afluências passadas) e cenário (abertura) s do problema de otimização resolvido pelo modelo NEWAVE, resolve-se um subproblema determinístico de otimização (“subproblema da SAR”). O objetivo é verificar se o nível SAR de cada subsistema ao final de, por exemplo, novembro (período final T , fornecido pelo usuário) pode ser atingido a partir dos resultados de níveis de armazenamento do subproblema no referido estado, para uma série pré-estabelecida. A Figura 2.2 ilustra esse procedimento.



Figura 2.2 – Relação entre o subproblema do NEWAVE e o problema determinístico da SAR

As restrições da SAR serão construídas apenas para os estados visitados que resultariam em violação do nível SAR do subproblema determinístico. As restrições construídas em cada estado e cenário podem ser compartilhadas para todos os estados e cenários do mesmo estágio visitados nas próximas iterações da Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE. O problema determinístico da SAR é resolvido em todos os estados e cenários da recursão backward e em todos os cenários da simulação forward da PDDE.

Ressalta-se que pode ser necessário resolver mais de uma vez o subproblema do NEWAVE no processo de cálculo da restrição da SAR, conforme ilustra o fluxograma da Figura 2.3:

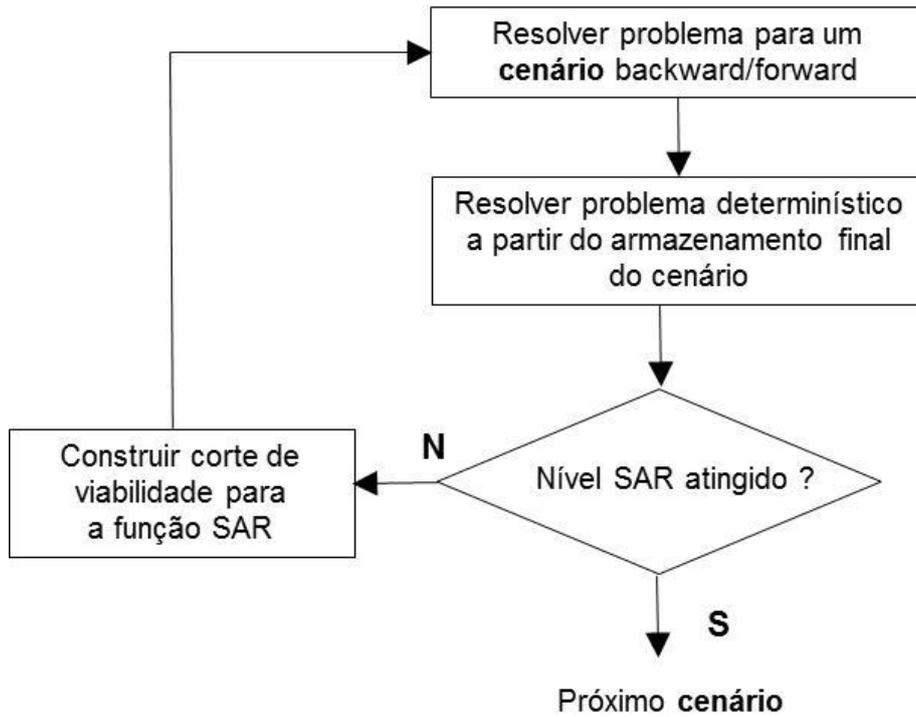


Figura 2.3 – Processo iterativo de consideração da SAR em um subproblema do NEWAVE

Apresentam-se a seguir as formulações do subproblema determinístico (que será utilizado para construir as restrições da SAR) e do subproblema do NEWAVE (que utilizará essas restrições).

Subproblema da SAR

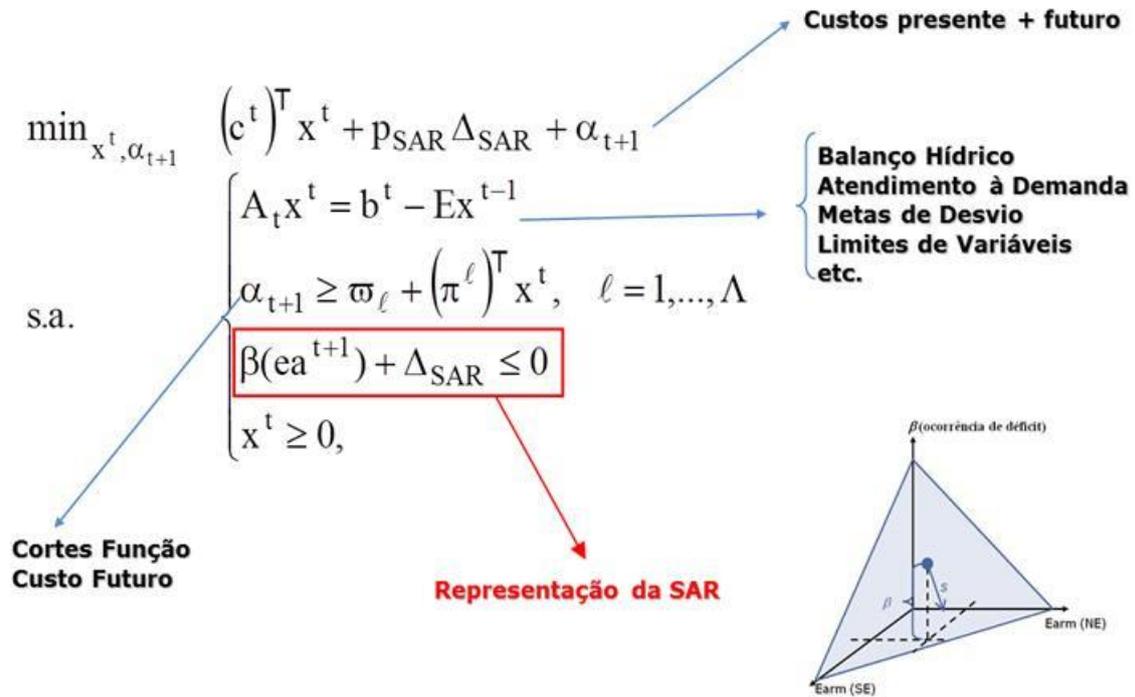
$$\beta(ea_i^\tau) = \min_{z, ea, gh, gt, f} \sum_{i=1}^{NSIS} \left[\sum_{\tau=t+1}^T z_i^\tau + f_i \right]$$

Corte de carga + violação do nível SAR

$$\begin{aligned}
 &ea_i^{\tau+1} + gh_i^\tau = ea_i^\tau + EAF_i^\tau, & i = 1, \dots, NSIS, \\
 & & \tau = t+1, \dots, T \\
 &gh_i^\tau + gt_i^\tau + \sum_{j \in \Omega_i} (f_{j,i}^\tau - f_{i,j}^\tau) + z_i^\tau = D_i^\tau, & i = 1, \dots, NSIS, \\
 & & \tau = t+1, \dots, T \\
 &z^\tau, ea^\tau, gh^\tau, gt^\tau, f^\tau \geq 0, & \tau = t+1, \dots, T \\
 >^\tau \leq gt_{\max}^\tau & \tau = t+1, \dots, T, \\
 &ea_i^T + f_i \geq Meta_i^T
 \end{aligned}$$

Nível SAR

Subproblema do NEWAVE



A Figura 2.4 ilustra o processo iterativo geral do modelo NEWAVE, com a incorporação do subprocesso iterativo de cada subproblema, para construção das restrições da SAR.

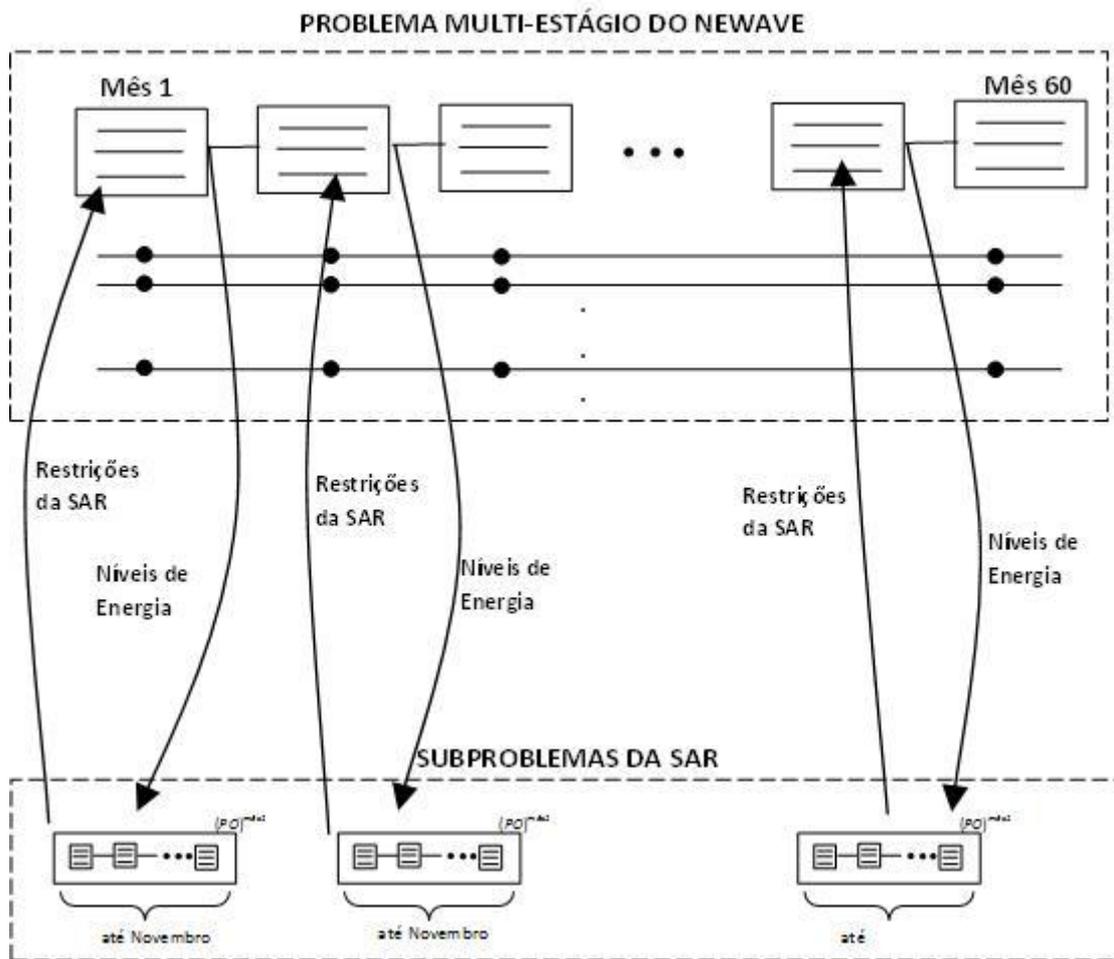


Figura 2.4 – Processo iterativo geral de consideração da SAR no problema NEWAVE

A série hidrológica que será considerada no horizonte do problema determinístico de construção das restrições da SAR pode ser condicionada ou não condicionada.

No 1o caso, a série hidrológica é construída para cada um dos cenários de todos os estados da simulação backward e para cada um dos cenários da simulação forward, com base nas afluições passadas em cada um dos respectivos cenários. Neste caso, as restrições da SAR, além de serem função dos armazenamentos em cada um dos subsistemas, são também função das afluições passadas. No caso de série hidrológica não condicionada às afluições passadas pode se escolher, por exemplo, uma série do histórico de afluições, que será utilizada em todos os cenários e estados da simulação backward e em todos os cenários da simulação forward. Neste caso, as restrições da SAR são função apenas dos armazenamentos em cada um dos subsistemas.

2.2.2 Incorporação da SAR no Modelo DECOMP

A função de custo futuro utilizada pelo modelo DECOMP ao final do seu horizonte de planejamento já incorpora implicitamente, através de valores da água mais elevados, uma medida de aversão a risco para o horizonte do NEWAVE. Entretanto, a fim de incorporar informações mais detalhadas referentes ao estado operativo do sistema, pode-se adotar duas alternativas:

- a aplicação do mesmo processo iterativo descrito na seção 2.2.1 para os subproblemas do DECOMP. Neste caso, a SAR seria função do vetor de armazenamentos dos reservatórios das usinas hidroelétricas, e o subproblema da SAR seria similar ao problema de “PL-Único” resolvido atualmente durante o POCP;
- pode-se inserir, no modelo DECOMP, o conjunto de restrições da SAR construídos pelo modelo NEWAVE a nível de reservatório equivalente, para os meses compreendidos no horizonte do DECOMP.

A Nota Técnica “Superfície de Aversão a Risco no Modelo DECOMP” detalha os dois procedimentos listados acima.

2.3 Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR

Conforme mencionado anteriormente, nos modelos em uso atualmente, o problema de otimização tem sido concebido com o critério de mínimo custo, onde o objetivo é obter uma política de operação que minimize o valor esperado da geração térmica e eventuais cortes de carga, considerando-se um dado conjunto de possíveis cenários de aflúncias futuras aos reservatórios. Recentemente, vide revisão bibliográfica em [11], tem sido proposto introduzir uma medida de risco adicional denominada Valor Condicionado a um Dado Risco ou Conditioned Value at Risk – CVaR no contexto da programação dinâmica dual estocástica (PDDE), seja através do uso de variáveis artificiais [12-13] ou por uma abordagem direta [11]. Atualmente, parece haver um consenso de que a abordagem direta, por ser bastante intuitiva e de fácil implementação, é mais eficiente para resolver esse problema, visto que também tem sido adotada em outros trabalhos relacionados ao planejamento da operação [14-15].

Nesta seção, é descrito o mecanismo de aversão a risco Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR, como proposto em [11] e [16-17].

O mecanismo de aversão a risco CVaR visa dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação, da seguinte forma:

- a função objetivo, além de minimizar o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso $(1-\lambda)$, considera também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ ;
- o conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro α , relacionado ao nível de proteção e que indica o percentual do total dos cenários daquele período que será considerado com custo adicional na função objetivo, como ilustrado em vermelho à direita na Figura 2.5.

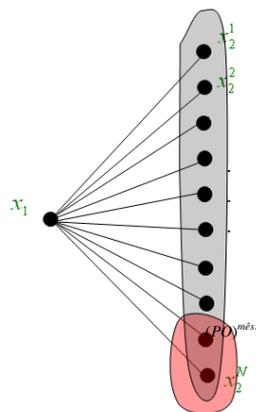


Figura 2.5 – Indicação dos cenários mais críticos em cada estado do modelo NEWAVE

2.3.1 Incorporação do CVaR no Modelo NEWAVE

A expressão a seguir mostra a função objetivo do problema com os termos referentes ao $CVaR$, considerando, para facilitar a exposição, o caso simples de um problema de dois estágios, onde $c_t x_t$ corresponde ao custo de geração térmica + déficit no estágio t .

$$\min_{x_1} \left[c_1 x_1 + \boxed{(1-\lambda) E \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right]} + \boxed{\lambda CVaR_{\alpha} \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right]} \right]$$

Peso para o valor esperado (apontando para o termo $(1-\lambda)E[\dots]$)
 Peso para o CVaR (apontando para o termo $\lambda CVaR_{\alpha}[\dots]$)
 Nível de proteção (apontando para o símbolo α no subíndice de $CVaR$)

Uma vez definidos os valores dos parâmetros λ e α , pode-se aplicar diretamente a metodologia de PDDE **no modelo NEWAVE** para resolver o problema multi-estágio de planejamento da operação, de acordo com o seguinte procedimento:

- resolver os subproblemas para todos os K cenários *backward*;
- identificar os $\alpha\%$ maiores valores de custo ($z_{t,w}$);
- Construir cortes levando em consideração tanto o valor esperado como o *CVaR*;

A Figura 2.6 ilustra o procedimento de cálculo dos cortes de Benders, onde os termos em vermelho indicam a participação dos cenários mais críticos no cálculo dos coeficientes.

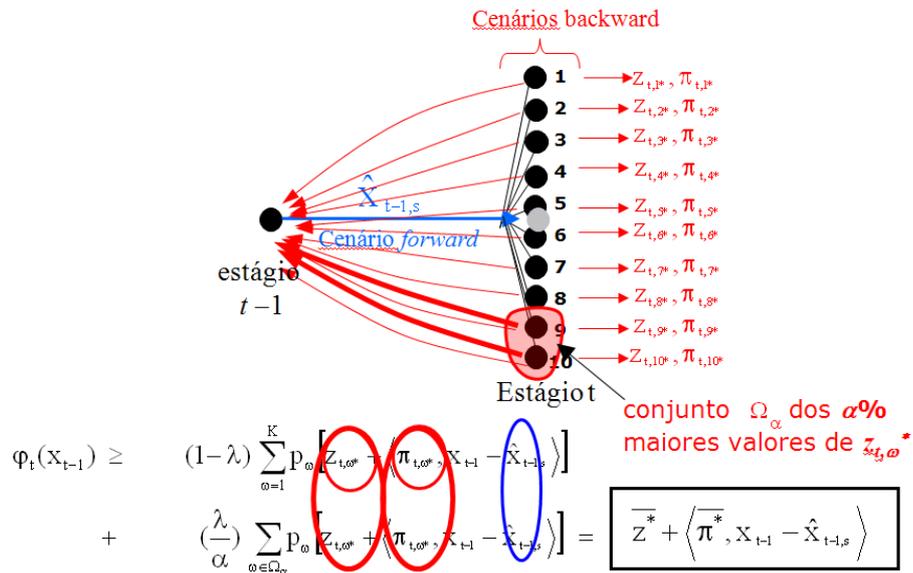


Figura 2.6 – procedimento de cálculo dos cortes de Benders

Observa-se que, apesar da função de custo futuro ter a mesma estrutura em relação à minimização do valor esperado (vide expressão no retângulo), os valores da água naturalmente serão mais elevados na abordagem *CVaR*, visto que os termos que

correspondem aos cenários mais críticos, dos quais se quer proteger, possuem peso bem maior em relação aos demais.

2.3.1.1 Calibração dos parâmetros λ e α

A determinação dos valores dos parâmetros λ e α estão associadas ao maior ou menor grau de aversão a risco que se deseja adotar. A política de operação se torna tanto mais avessa ao risco quanto mais o valor de λ se aproximar de 1, e quanto mais o percentual α se aproximar de zero. Ressalta-se que, no caso multi-estágio, o nível α não corresponde à interpretação usual de serem os $\alpha\%$ cenários mais críticos utilizados em simulações com o modelo, do primeiro ao último ano do horizonte de planejamento. A cada estágio, este parâmetro corresponde aos $\alpha\%$ cenários mais críticos do próprio estágio. Portanto, no caso de CVaR puro ($\lambda=1$), a aplicação do fator α em um contexto multi-estágio de T períodos leva a um nível de proteção de α^T , conforme ilustrado na Figura 2.7, para um exemplo com $T=4$ e $\alpha=25\%$.

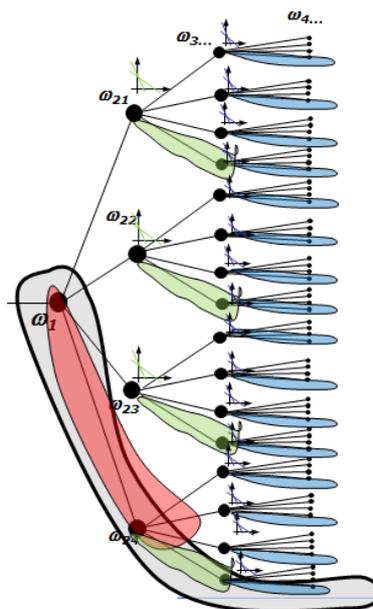


Figura 2.7 – Aspecto acumulativo do fator α na modelagem do CVaR.

Nesta figura, o fator de proteção para um período é de 25%, porém o efeito acumulativo da aplicação de α leva a um nível de proteção de $(0,25)^4 \sim 1,6\%$ do conjunto de cenários em um horizonte de 4 estágios. Em um contexto do planejamento de operação com $T = 60$ estágios, com aplicação de CVaR puro, um nível de proteção para 5% dos cenários multi-período corresponderia a um fator de proteção por período de $\alpha = 97,5\%$.

2.3.2 Incorporação do CVaR no Modelo DECOMP

A metodologia CVaR pode ser aplicada no modelo DECOMP de forma similar à do modelo NEWAVE, dando-se um peso maior para os $\alpha\%$ cenários mais críticos do 2º mês no cálculo da função de custo futuro para o primeiro mês.

A Nota Técnica “Valor Condicionado a um Dado Risco no Modelo DECOMP” detalha o procedimento listado acima.

3.0 Testes de Validação das Metodologias de Aversão a Risco Internalizadas nos Programas NEWAVE e DECOMP

Os testes de validação das metodologias SAR e CVaR foram realizados por uma força-tarefa composta por cerca de 60 técnicos do CEPEL, MME, ONS, EPE e CCEE. Nesta seção, são apresentados os principais resultados obtidos.

Os elementos considerados para a escolha do MAR a ser adotado, bem como dos parâmetros associados, foram: geração térmica, déficits de energia (risco e valor esperado), níveis de armazenamento dos reservatórios, trajetórias do sistema por níveis de armazenamentos indesejáveis, custos marginais de operação (CMOs) e vertimentos. Adicionalmente, foram considerados, nessas análises, elementos do planejamento da expansão de geração, tais como carga crítica do SIN e expansão adicional aos casos do Plano Decenal de Energia necessária para o atendimento aos critérios de planejamento, em função da introdução dos mecanismos de aversão ao risco. É importante ressaltar que tanto no caso da SAR quanto no caso do CVaR, os valores dos elementos a serem considerados para a escolha do MAR a ser adotado serão obtidos por meio de uma análise paramétrica.

Os testes foram realizados considerando casos utilizados no planejamento da operação e na formação do preço (PMO), no planejamento da expansão (PDE) e no cálculo da garantia física (leilão de energia nova), de forma a verificar os resultados obtidos com as metodologias em todas as aplicações onde o modelo NEWAVE é empregado. Também foram avaliados os PMOs de janeiro de 2011 a dezembro de 2012 e suas revisões semanais, através de uma simulação encadeada com os modelos NEWAVE e DECOMP; ressalta-se que, para esta análise, o modelo DECOMP não contemplou diretamente os mecanismos de aversão a risco, apenas considerou a leitura da nova função de custo futuro produzida pelo NEWAVE.

3.1 Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica

Foram avaliados os resultados do modelo NEWAVE, considerando o PMO de março de 2011, de forma a contemplar uma análise em condições hidrológicas favoráveis, e o PMO de outubro de 2012, em condições hidrológicas desfavoráveis. Também foram analisados os três últimos Planos Decenais de Expansão (PDE 2019, PDE 2020 e PDE 2021) e um caso de Leilão A-5 (LENA5-2012).

3.1.1 Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – Regiões Desejáveis e Não Desejáveis

Na Figura 3.1 abaixo são apresentados os valores esperados dos custos de déficit (eixo Y) e geração térmica (eixo X) obtidos na simulação final, considerando todo o horizonte de planejamento, para o PMO de outubro de 2012 e diversas alternativas de MARs (metodologias e parâmetros). O ponto em destaque, que será utilizado como referência, indica o resultado obtido com o mecanismo de aversão ao risco utilizado na época em que este PMO foi elaborado (CAR 2 anos).

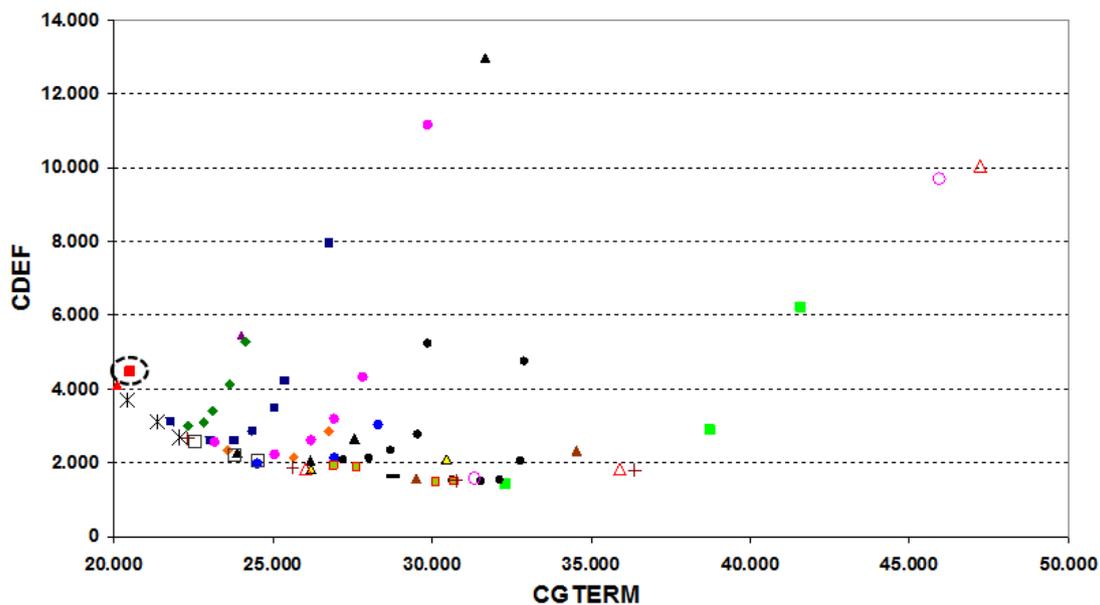


Figura 3.1 – Trade-off entre custo de déficit (CDEF) e custo de geração térmica (CGTERM) para o conjunto de soluções avaliadas – PMO Outubro 2012.

É possível observar que existem resultados onde tanto o custo de geração térmica quanto o custo de déficit aumentam. A elevação do custo de geração térmica é esperada quando são aplicados os MARs, porém um acréscimo no custo de déficit não é desejável. Desta forma, a região que contém estes resultados foi classificada como uma região não desejável.

Por outro lado, existem resultados de diversas alternativas localizados em uma região desejável, isto é, casos onde o custo de geração térmica aumenta, mas o custo de déficit diminui.

Na tabela abaixo, estão listados as cinco alternativas de MAR que foram selecionadas por não serem dominadas por outras alternativas e por apresentarem valores equivalentes de redução

de custo de déficit, mas para incrementos distintos de custo de geração térmica. Nessa tabela, NS representa o Nível SAR e Pen, o valor da penalidade, tendo ainda sido considerada nessas alternativas a opção série hidrológica SAR condicionada. Essas alternativas de MAR serão analisadas com maior detalhe nas próximas seções.

Mecanismo de aversão	Parâmetros
CAR2 (referência)	
CVaR	$\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$
CVaR	$\alpha=25\%$ e $\lambda=25\%$
CVaR	$\alpha=20\%$ e $\lambda=20\%$
SAR	NS=70% (SE e NE) e Pen=50
SAR	NS=47% (SE), NS=30% (NE) e Pen=100

3.1.2 Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – PMOs Out2012 e Mar2011

Nesta seção, são apresentados os resultados para os PMOs de outubro de 2012 e março de 2011, para as alternativas selecionadas anteriormente, conforme Figuras 3.2 e 3.3. Na legenda, nos casos CVaR, A corresponde ao parâmetro α , e L corresponde a λ .

Adicionalmente aos custos de geração térmica e déficit, nas figuras abaixo é mostrado para cada opção avaliada um índice de desempenho que reflete a relação entre a diferença dos custos com relação à opção de referência (CAR2).

$$indice_i = \left| \frac{cterm_i - cterm_{ref}}{cdef_{ref} - cdef_i} \right|, \text{ onde o índice } i \text{ varre as alternativas analisadas.}$$

É possível verificar que para ambos os casos analisados a opção que apresenta o melhor desempenho, segundo o índice descrito acima, é a opção CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$. O segundo melhor desempenho foi apresentado pela opção SAR condicionada, NS=47% (SE), NS=30% (NE) e Pen=100. A última colocação para este indicador foi a opção CVaR com os parâmetros $\alpha=25\%$ e $\lambda=25\%$, no PMO de outubro de 2012, e SAR condicionada, NS=70% (SE e NE) e Pen=50, no PMO de março de 2011.

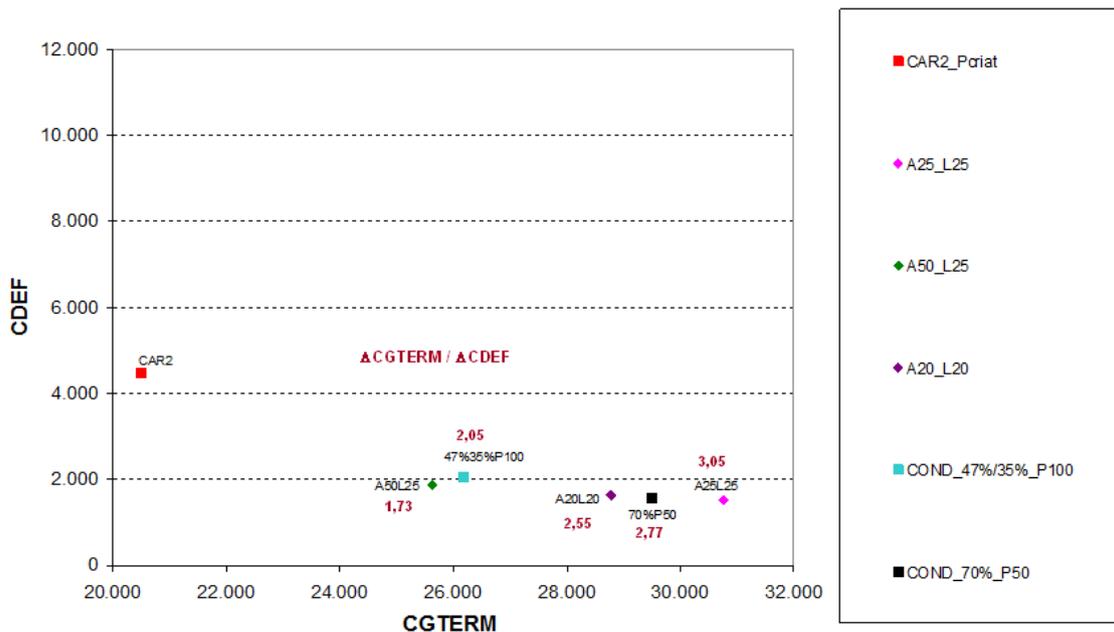


Figura 3.2 – Região desejada para o trade-off entre custo de déficit (CDEF) e custo de geração térmica (CGTERM) para o conjunto de soluções avaliadas –PMO Outubro 2012.

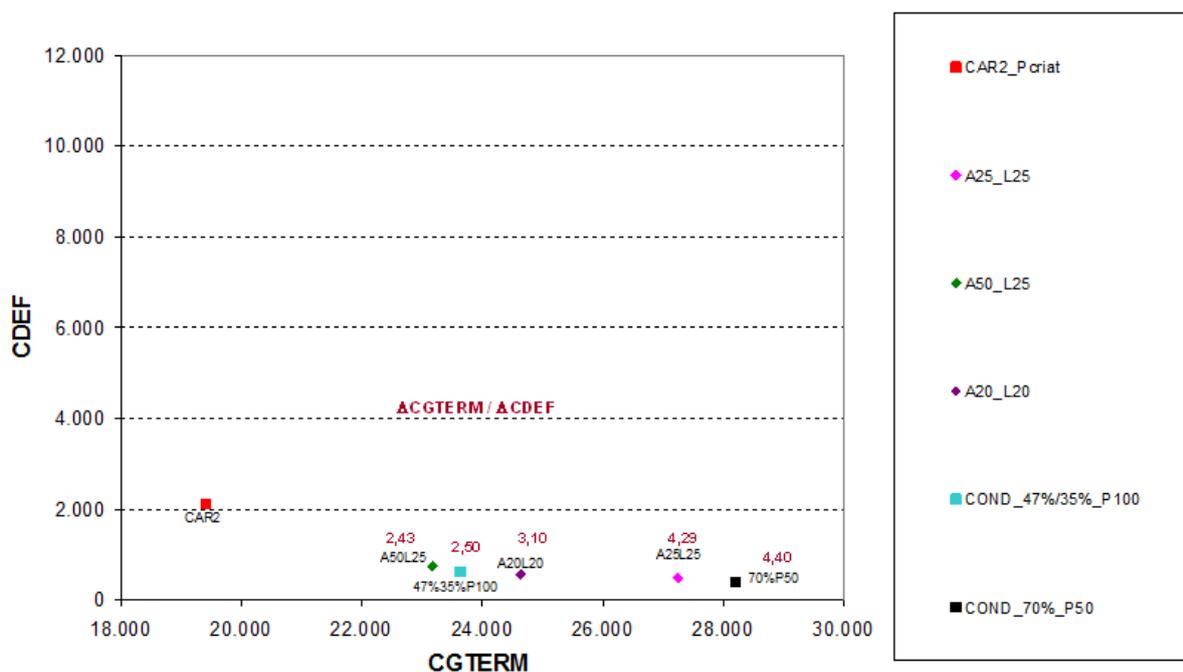


Figura 3.3 – Região desejada para o trade-off entre custo de déficit (CDEF) e custo de geração térmica (CGTERM) para o conjunto de soluções avaliadas –PMO Março 2011.

3.1.3 Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – PDEs 2019, 2020 e 2021

A seguir são apresentados, nas Figuras 3.4 a 3.6, os custos de geração térmica e déficit, assim como o índice de desempenho, que mede a relação entre os custos em comparação com o caso referência, para os Planos Decenais de Expansão. Neste estudo, o caso de referência não considera mecanismos de aversão ao risco (Sem MAR).

Da mesma forma como observado nos casos de PMO, a alternativa que apresenta o melhor desempenho é a opção CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$. O segundo melhor desempenho foi apresentado pela opção SAR condicionada, NS=47% (SE), NS=30% (NE) e Pen=100. A última colocação para este indicador foi a opção SAR condicionada, NS=70% (SE e NE) e Pen=50, no PMO de março de 2011.

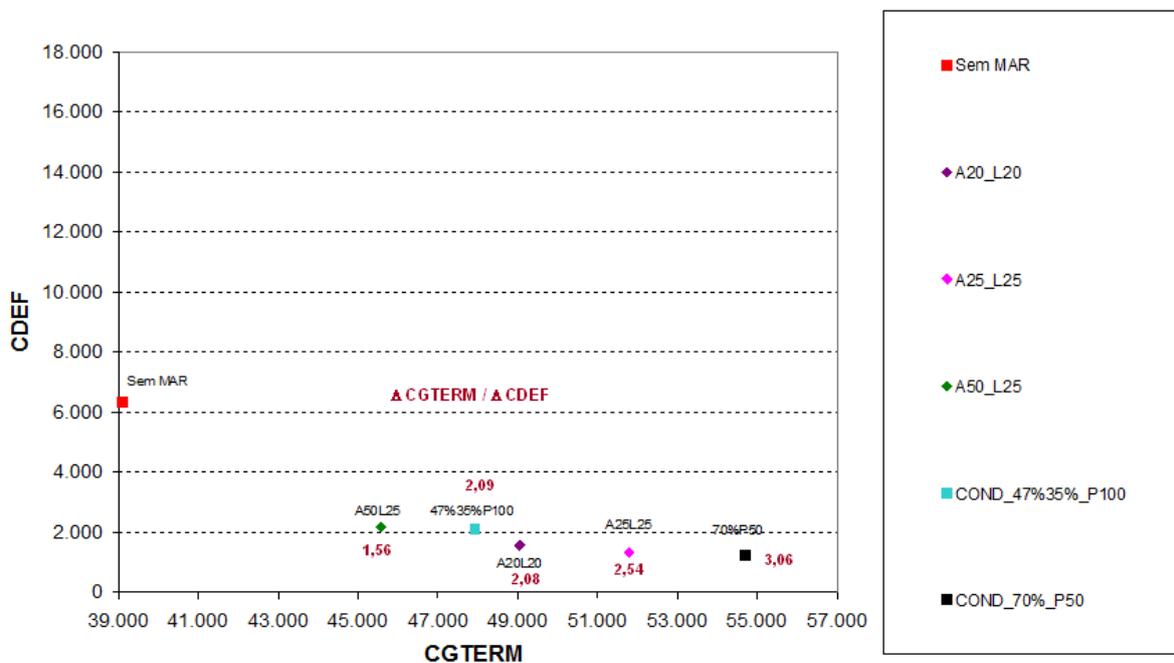


Figura 3.4 – Região desejada para o trade-off entre custo de déficit (CDEF) e custo de geração térmica (CGTERM) para o conjunto de soluções avaliadas –PDE 2019.

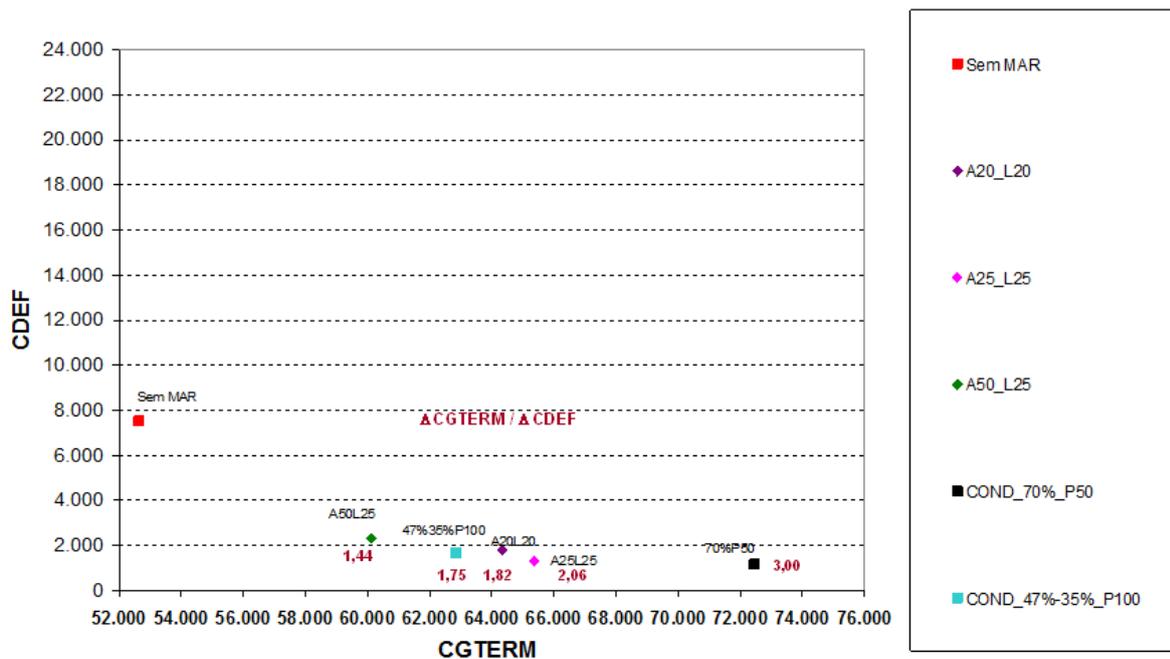


Figura 3.5 – Região desejada para o trade-off entre custo de déficit (CDEF) e custo de geração térmica (CGTERM) para o conjunto de soluções avaliadas –PDE 2020.

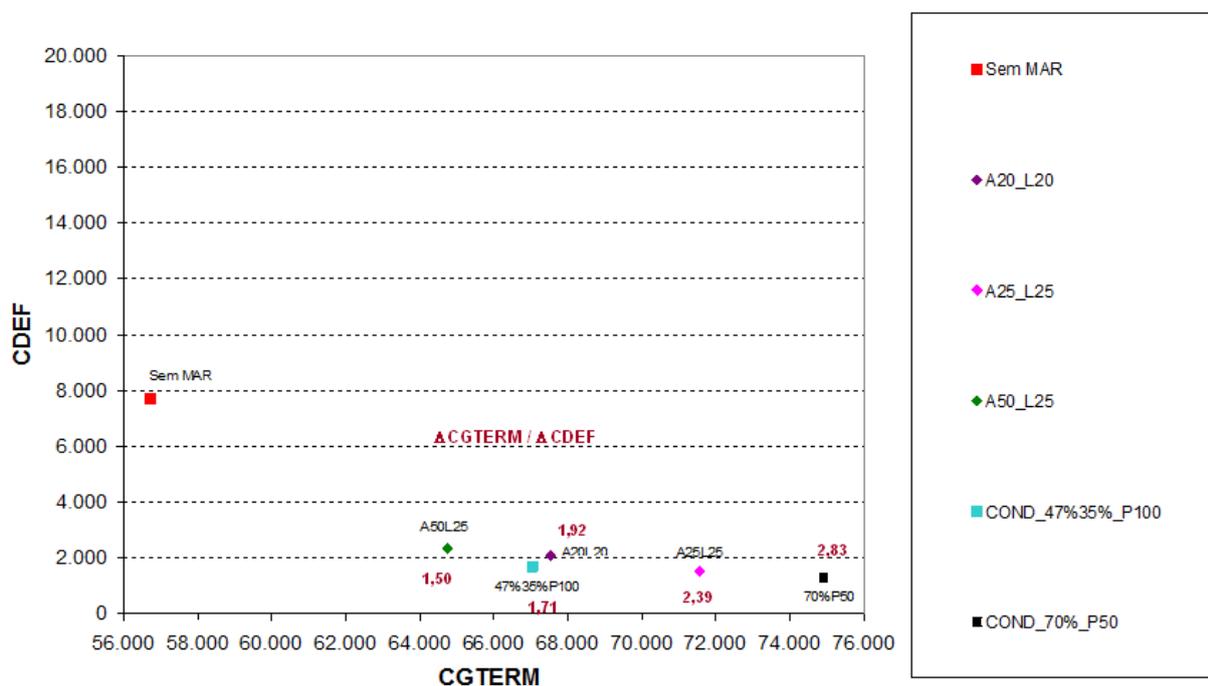


Figura 3.6 – Região desejada para o trade-off entre custo de déficit (CDEF) e custo de geração térmica (CGTERM) para o conjunto de soluções avaliadas –PDE 2021.

3.1.4 Custo Esperado do Déficit versus Custo Esperado de Geração Térmica – Leilão A-5 2012

Nesta seção, é apresentada a análise dos custos para o caso de cálculo da energia garantida. Neste estudo, o caso de referência também não considera mecanismos de aversão ao risco.

Para este caso, a alternativa que apresenta o melhor desempenho é a alternativa SAR condicionada, NS=47% (SE), NS=30% (NE) e Pen=100. Esta opção é seguida pela alternativa CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$. A última colocação para este indicador foi a opção CVaR com os parâmetros $\alpha=25\%$ e $\lambda=25\%$. Na seção 3.4, será mostrado que a diferença entre primeira e a segunda opção de melhor desempenho não é significativa quando se observa outros indicadores.

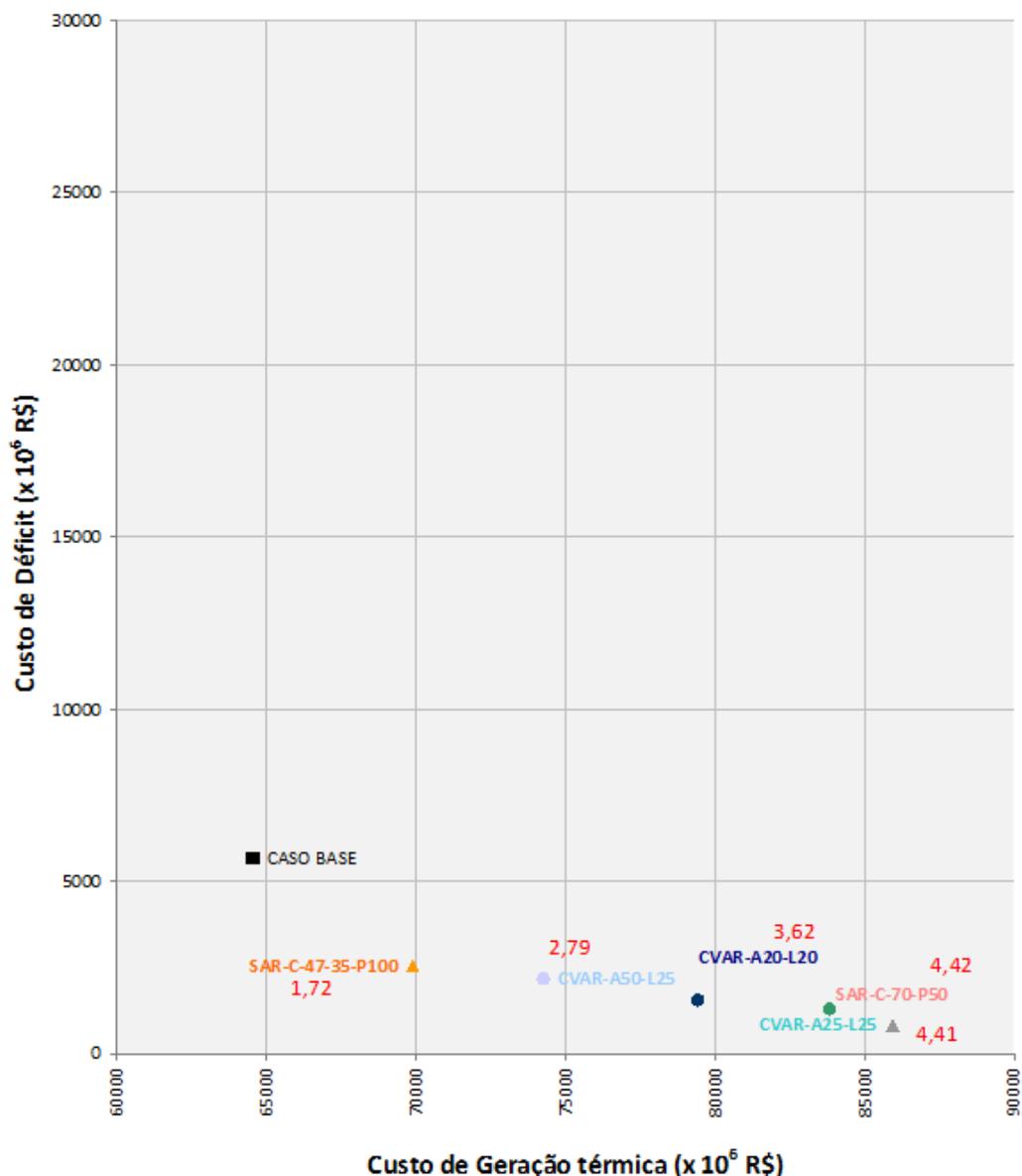


Figura 3.7 – Região desejada para o trade-off entre custo de déficit e custo de geração térmica para o conjunto de soluções avaliadas LEN A-5/2012

3.2 Violação do Nível Meta versus Custo Esperado Operação – PMOs Out2012 e Mar2011

Nesta seção, são apresentados gráficos que relacionam a probabilidade de violação do nível meta vigente para o ano de 2013 (47% SE e 30% NE) e o custo de geração térmica para os subsistemas Sudeste e Nordeste, para todas as alternativas selecionadas, considerando o caso PMO de outubro de 2012. A probabilidade de invasão do nível meta é calculada considerando os 5 anos da simulação final.

Pode-se observar na Figura 3.8 que todas as alternativas analisadas de CVaR e SAR reduzem a probabilidade de violação no nível meta com relação à alternativa vigente à época (CAR2).

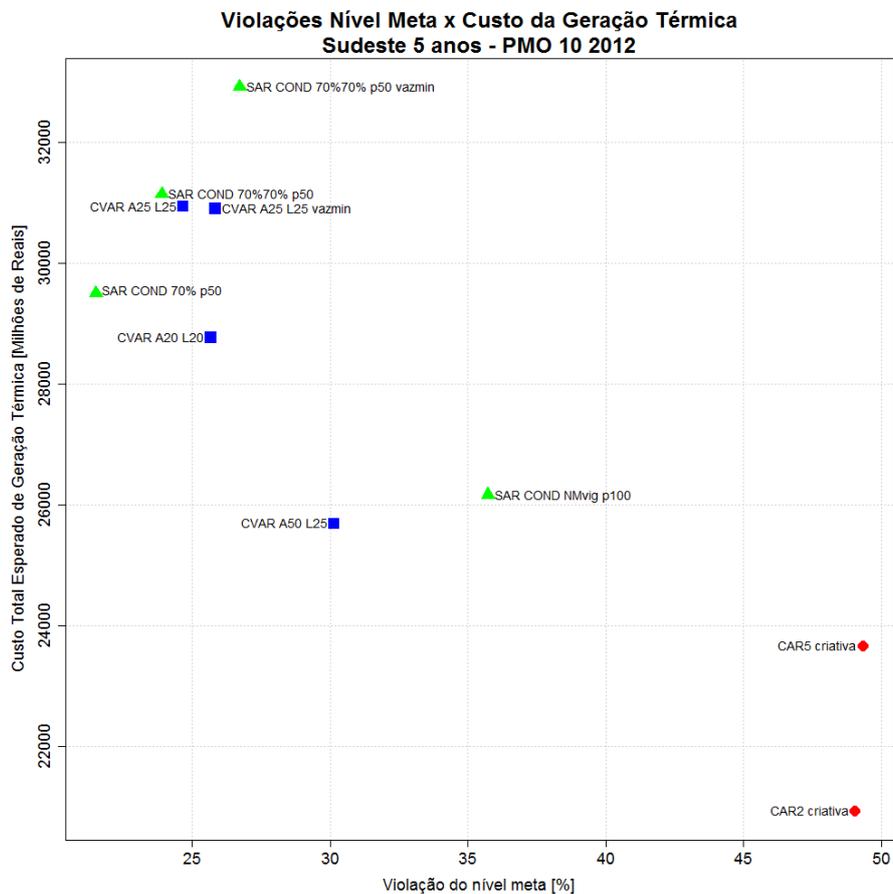


Figura 3.8 – Violação Nível Meta X Custo de geração térmica - PMO Out/2012 - Sudeste.

No caso do subsistema Nordeste, a redução é menos acentuada, conforme mostrado na Figura 3.9, onde também se observa que reduções significativas da probabilidade de violação do nível meta somente são conseguidas com aumento expressivo no custo de geração térmica. Isto ocorre pelo fato deste subsistema ter uma meta de vazão mínima obrigatória bastante elevada e, atualmente, tal restrição não é considerada no cálculo da política de operação. Desta forma, a função de custo futuro construída não traz consigo a informação sobre este requisito, que é levado em conta apenas na simulação final.

A metodologia necessária para considerar tal restrição no cálculo da política de operação está disponível no modelo NEWAVE, sendo necessário para utilizá-la a definição de uma penalidade a ser aplicada nas violações do requisito de vazão mínima, cujo valor ainda não foi homologado.

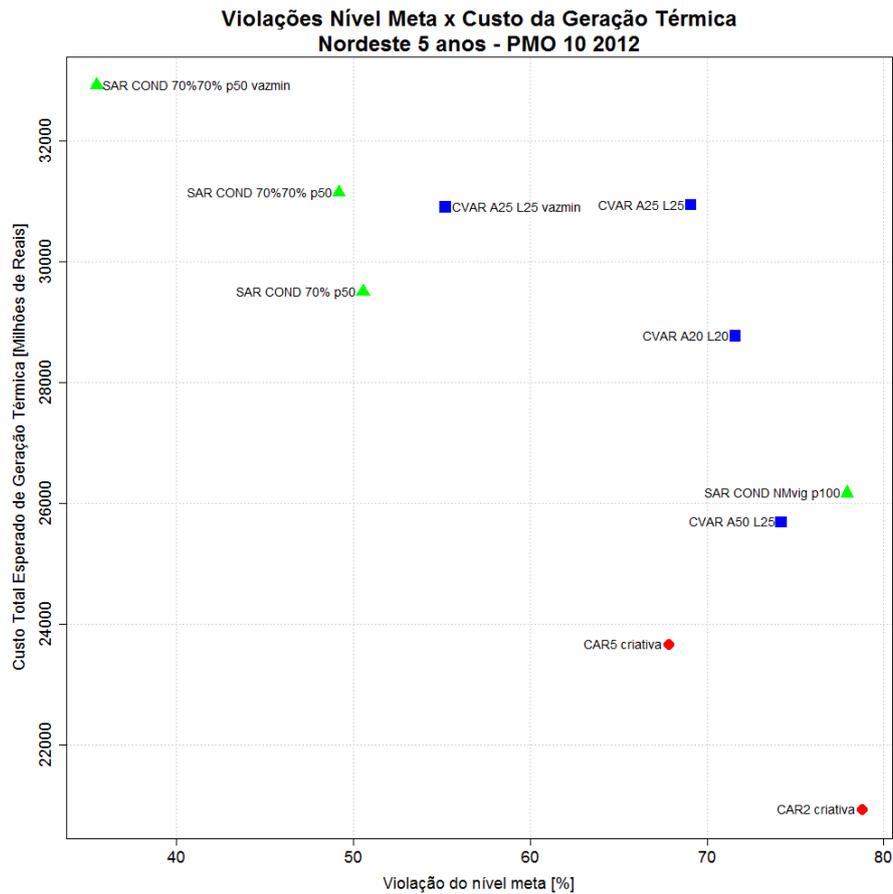


Figura 3.9 – Violação Nível Meta X Custo de geração térmica - PMO Out/2012 - Nordeste.

Foi realizado um exercício para verificar o impacto da consideração da restrição de vazão mínima no cálculo da política ótima de operação, considerando a opção CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$. As Figuras 3.10 e 3.11 apresentam os resultados (sinalizados com a descrição “vazmin”). No caso do subsistema Nordeste, observa-se reduções significativas na probabilidade de violação do nível meta, com um ligeiro acréscimo no custo de geração térmica.

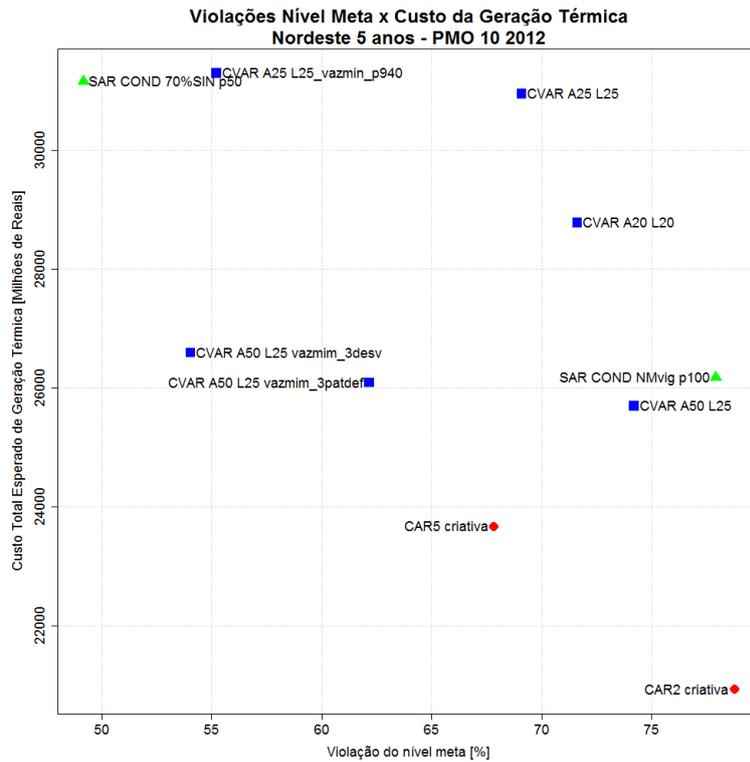


Figura 3.10 – Violação Nível Meta X Custo de geração térmica - PMO Out/2012 com restrição de Vazão Mínima - Nordeste.

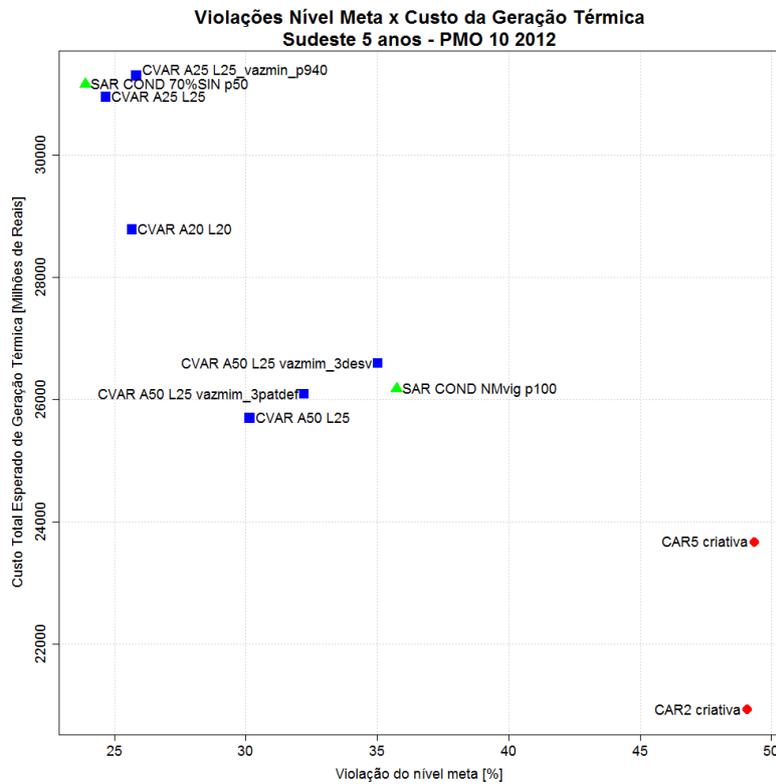


Figura 3.11 – Violação Nível Meta X Custo de geração térmica - PMO Out/2012 com restrição de Vazão Mínima - Sudeste.

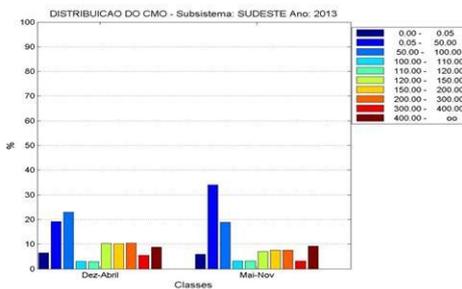
3.3 Distribuição de Probabilidades do Custo Marginal de Operação

3.3.1 Distribuição de Probabilidades do Custo Marginal de Operação – PMO Out/2012

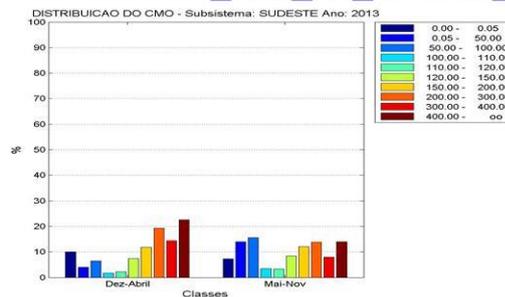
De forma a avaliar o impacto no Custo Marginal de Operação – CMO de cada uma das metodologias e parâmetros, as Figuras 3.12 a 3.13 mostram a distribuição do CMO, por faixas, para o ano de 2013 do PMO de outubro de 2012. Cada gráfico apresenta as distribuições segmentadas pelos períodos de dezembro a abril (período úmido) e maio a novembro (período seco), tendo sempre a CAR como referência.

Pode-se observar uma frequência maior de valores mais elevados de CMO para as alternativas selecionadas em comparação com o caso de referência (CAR2). Entretanto, opção CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$ é aquela que apresenta a menor frequência de valores de CMO na faixa mais elevada.

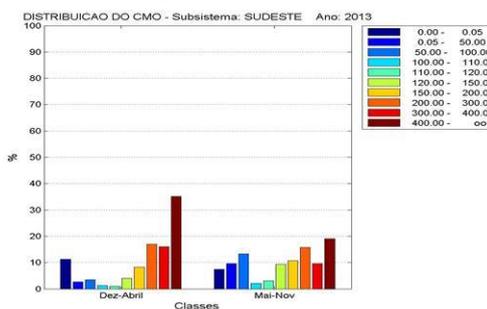
PMO-2012-10_CAR2_PenCriat



PMO-2012-10_alfa_50_lambda_25



PMO-2012-10_alfa_20_lambda_20



PMO-2012-10_alfa_25_lambda_25

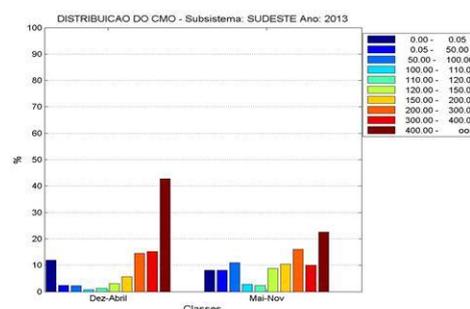
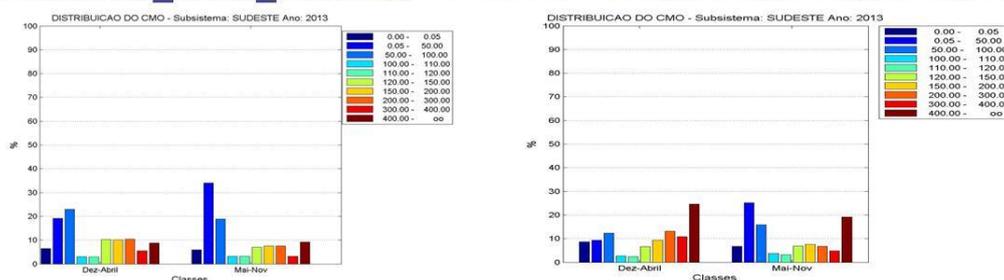


Figura 3.12 – Distribuição do CMO para CVaR, PMO de outubro de 2012, para o ano de 2013.

PMO-2012-10_CAR2_PenCriat PMO-2012-10_Cond_47%_35%_P100



PMO-2012-10_Cond_70%_PEN50

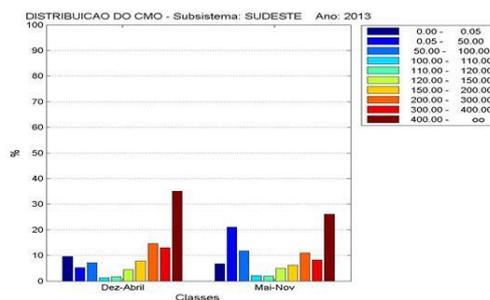
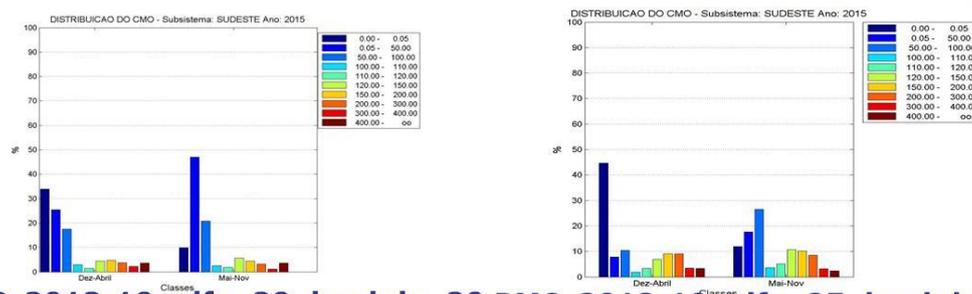


Figura 3.13 – Distribuição do CMO para SAR, PMO de outubro de 2012, para o ano de 2013.

Nas figuras 3.14 e 3.15 são apresentadas as distribuições de CMO para o ano de 2015, terceiro ano do horizonte de planejamento. Neste caso, a elevação dos CMOs das classes mais elevadas foi muito menos significativa quando comparada com o ano de 2013. A opção CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$ continuou a apresentar bom desempenho.

PMO-2012-10_CAR2_PenCriat PMO-2012-10_alfa_50_lambda_25



PMO-2012-10_alfa_20_lambda_20 PMO-2012-10_alfa_25_lambda_25

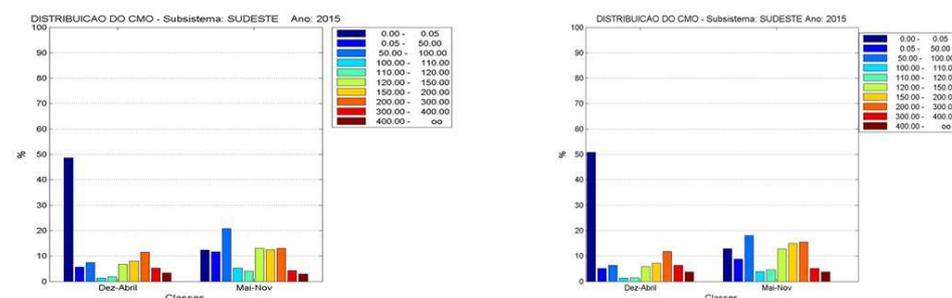
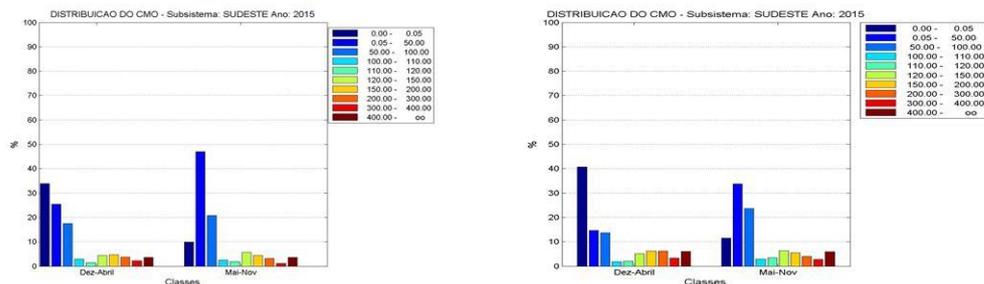


Figura 3.14 – Distribuição do CMO para CVaR, PMO outubro de 2012, para o ano de 2015.

PMO-2012-10_CAR2_PenCriat PMO-2012-10_Cond_47%_35%_P100



PMO-2012-10_Cond_70%_PEN50

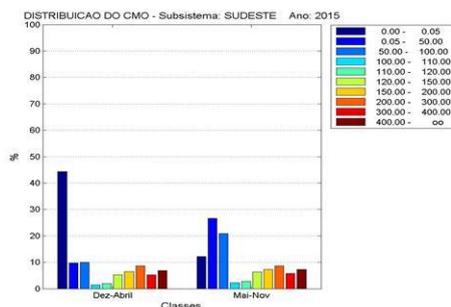


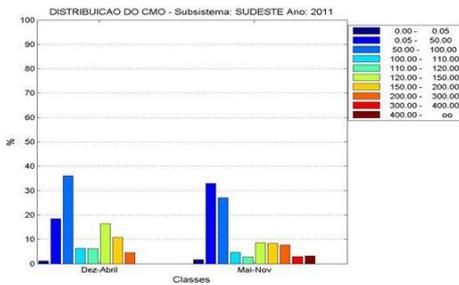
Figura 3.15 – Distribuição do CMO para SAR, PMO de outubro de 2012, para o ano de 2015.

3.3.2 Distribuição de Probabilidades do Custo Marginal de Operação – PMO Mar/2011

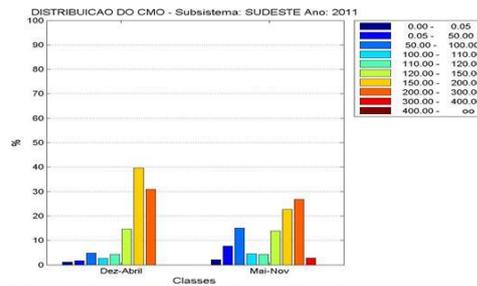
Nesta seção, são apresentadas as distribuições do custo marginal de operação do subsistema Sudeste para o PMO de março de 2011. As mesmas observações realizadas na seção anterior, para o PMO de outubro de 2012, continuam válidas.

As Figuras 3.16 e 3.17 abaixo apresentam as distribuições para o ano de 2011. Conforme esperado, observa-se uma elevação de valores mais altos de CMO se comparado com o caso de referência.

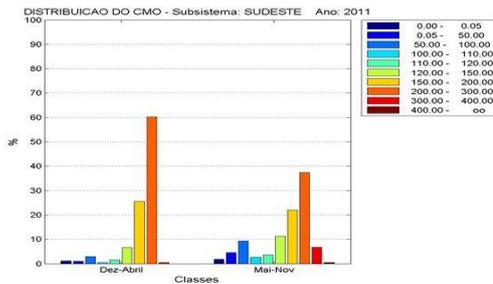
PMO-2011-03_CAR5_PenCriat



PMO-2011-03_alfa_50_lambda_25



PMO-2011-03-A20-L20



PMO-2011-03_alfa_25_lambda_25

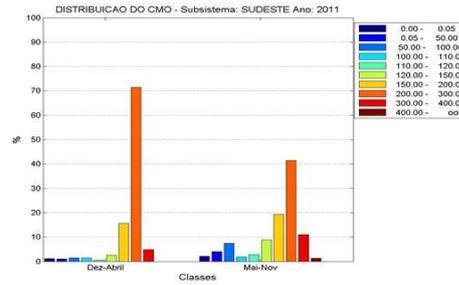
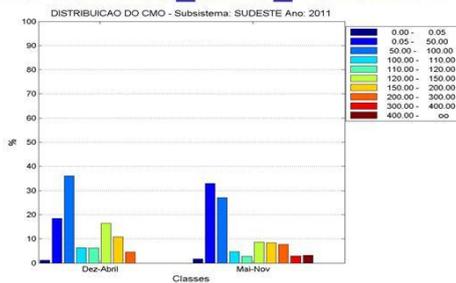
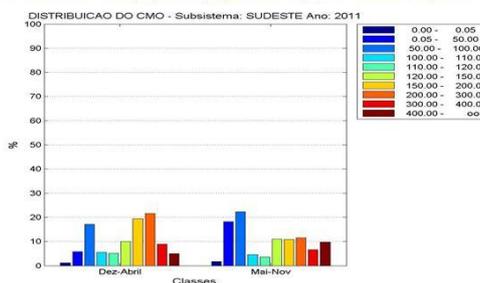


Figura 3.16 – Distribuição do CMO para CVaR, PMO março de 2011, para o ano de 2011.

PMO-2011-03_CAR5_PenCriat



PMO-2011-03_SAR_COND_47%SE_35%NE_P100



PMO-2011-03_SAR_COND_70%(SE/NE)_Pen50

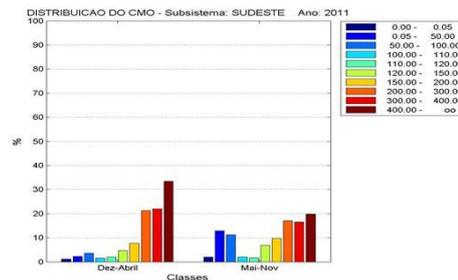
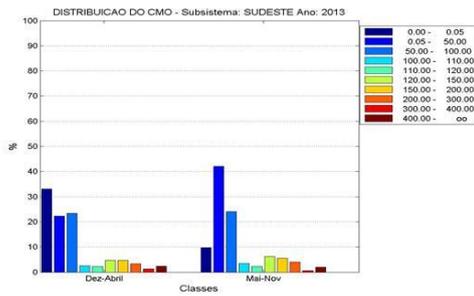


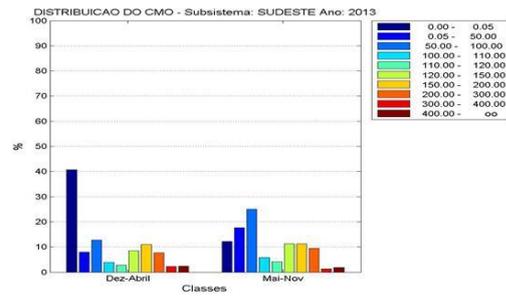
Figura 3.17 – Distribuição do CMO para SAR, PMO março de 2011, para o ano de 2011.

As distribuições para o ano de 2013 (terceiro ano do horizonte de planejamento) são mostradas a seguir, nas Figuras 3.18 e 3.19. Novamente, observa-se uma elevação de valores nas classes mais altas de CMO, porém menos acentuada do que a observada nas distribuições do ano de 2011.

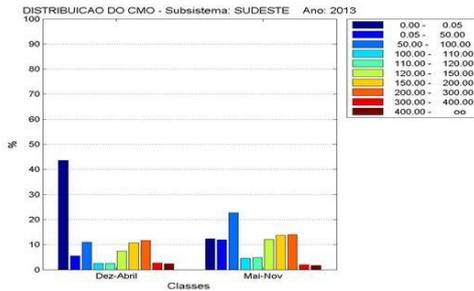
PMO-2011-03_CAR5_PenCriat



PMO-2011-03_alfa_50_lambda_25



PMO-2011-03-A20-L20



PMO-2011-03_alfa_25_lambda_25

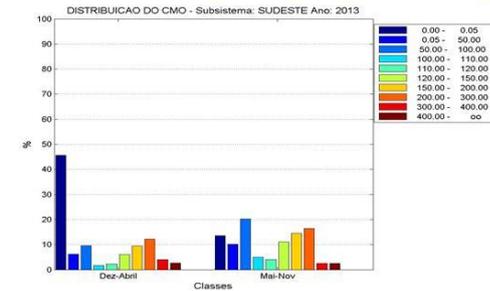
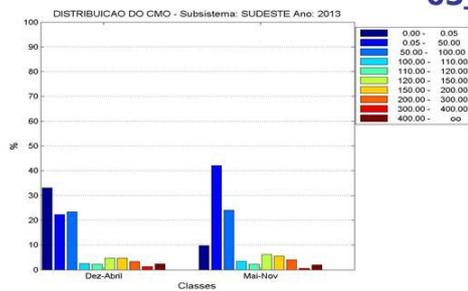
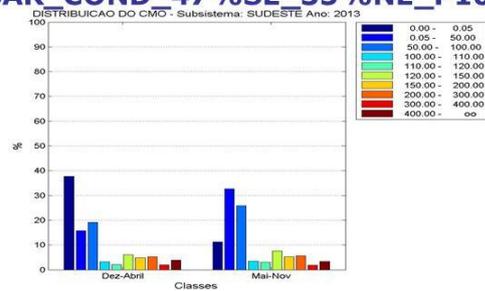


Figura 3.18 – Distribuição do CMO para CVaR, PMO março de 2011, para o ano de 2013.

PMO-2011-03_CAR5_PenCriat



PMO-2011-03_SAR_COND_47%SE_35%NE_P100



PMO-2011-03_SAR_COND_70%(SE/NE)_Pen50

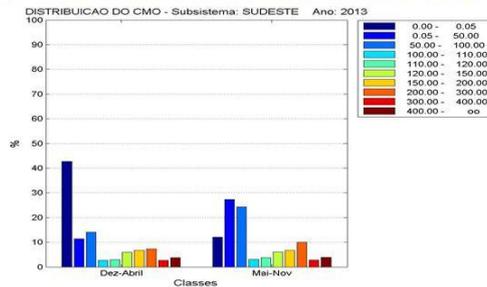


Figura 3.19 – Distribuição do CMO para SAR, PMO março de 2011, para o ano de 2013.

3.4 LEN A-5/2012: Casos Reconvergidos

Na Figura 3.20, é mostrada a variação absoluta e percentual da carga crítica, do caso de cálculo de energia garantida, para as diversas alternativas analisadas. Os resultados apresentados foram obtidos considerando os casos convergidos novamente.

Observa-se dos resultados obtidos das simulações de análise da carga crítica do sistema, que as variações observadas são marginais para todas as metodologias. Destaque-se, no entanto, que os resultados para a CVaR A50 L25, há um pequeno aumento na garantia física das hidrelétricas e das termelétricas de CVU menores. Já as termelétricas de CVU elevados apresentam redução nos valores de suas garantias físicas.

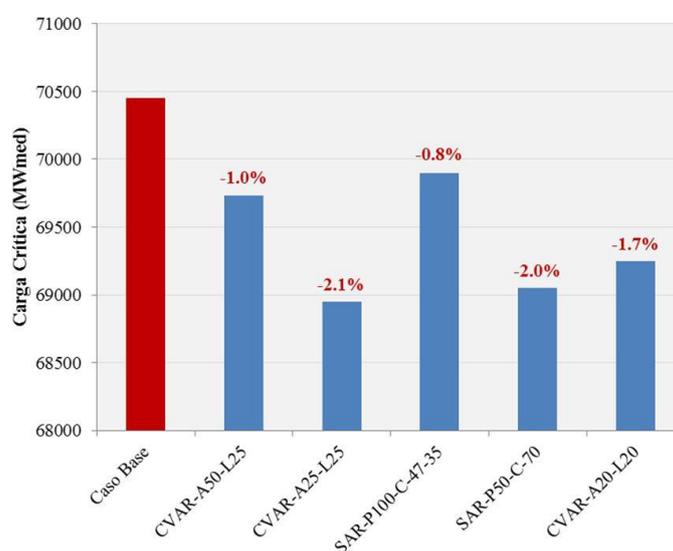


Figura 3.20 – Variação da carga crítica nos casos de energia garantia – Caso base e alternativas CVaR e SAR.

São apresentados na Figura 3.21 o custo marginal de operação médio anual e o risco médio de déficit do subsistema Sudeste, para as alternativas analisadas. Observa-se que, quando comparado com o caso de referência (caso base – sem mecanismo de aversão), todas as alternativas apresentam menor risco de déficit e maior custo marginal de operação.

Analisando estes resultados e aqueles apresentados anteriormente, pode-se verificar que a opção que apresenta o melhor custo-benefício para o caso de cálculo de energia garantida é a alternativa CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$.

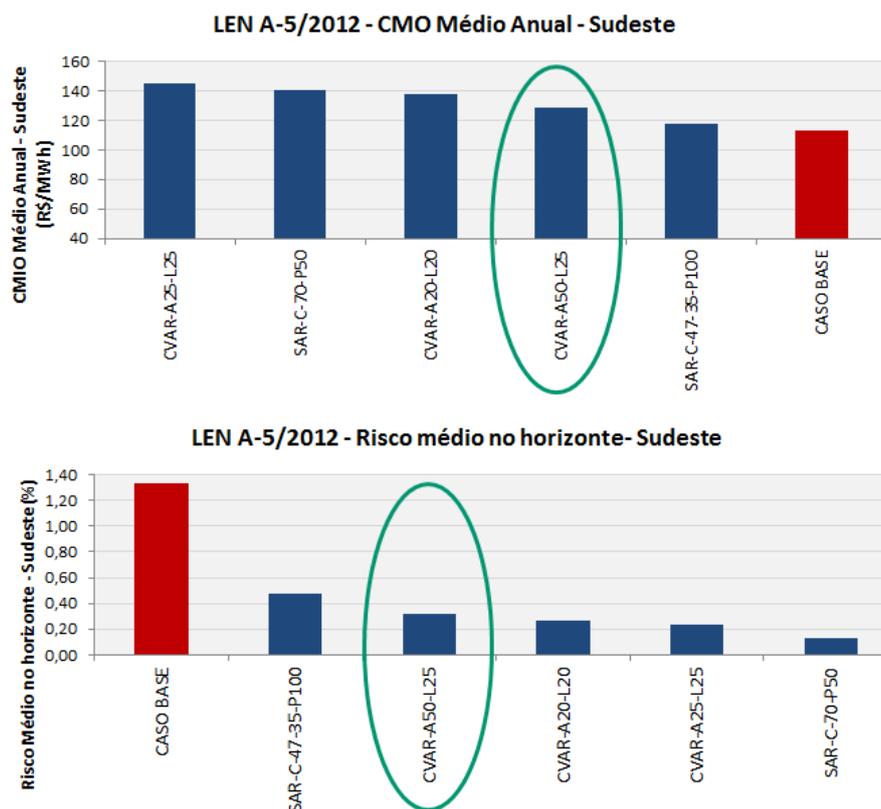


Figura 3.21 – Custo marginal de operação médio anual e risco médio de déficit – Caso LEN - Sudeste.

3.5 Expansão Necessária para Reconvergência – PDEs 2019, 2020 e 2021

Na tabela abaixo, é apresentada a expansão adicional necessária nos PDEs de 2019, 2020 e 2021 para todas as alternativas selecionadas. Nas análises realizadas simulando as expansões de cada plano decenal de geração, com os seus parâmetros específicos, verificou-se que a oferta de geração necessária para reconvergir os casos de modo a mantê-los atendendo os critérios de garantia de suprimento vigentes, foram de pequena monta (1.500MW em um total de mais de 60.000 MW). Destaque-se que o menor valor observado foi para a opção CVAR $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$.

MAR	PDE 2019			PDE 2020			PDE 2021		
	Expansão (MW)	Ano	Local	Expansão (MW)	Ano	Local	Expansão (MW)	Ano	Local
A50 L25	0	-	-	0	-	-	200 200	2015 2019	Sudeste Sul
A20 L20	250	2018	Sul	600	2020	Sudeste	250	2015	Sudeste
				200	2020	Sul	250	2015	Sul
				300	2025	Nordeste	250	2019	Sudeste
A25 L25	1000	2013	Sudeste	750	2020	Sudeste	600	2015	Sudeste
				300	2020	Sul			
				300	2020	Nordeste	500	2015	Sul
				200	2020	Norte			
47%-35% P100	0	-	-	0	-	-	200	2015	Sudeste
							200	2015	Sul
							300	2019	Sudeste
							300	2019	Sul
70% P50	1000	2018	Sudeste	450	2020	Sudeste	750	2015	Sudeste
				200	2020	Sul	750	2015	Sul

Nas Figuras 3.22 e 3.23, são apresentados o risco médio anual de déficit e o custo marginal de operação do subsistema Sudeste para o PDE 2021. Pode-se observar que para todas as alternativas analisadas houve uma redução expressiva do risco de déficit, porém a opção CVaR $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$ apresentou níveis de redução mais razoáveis.

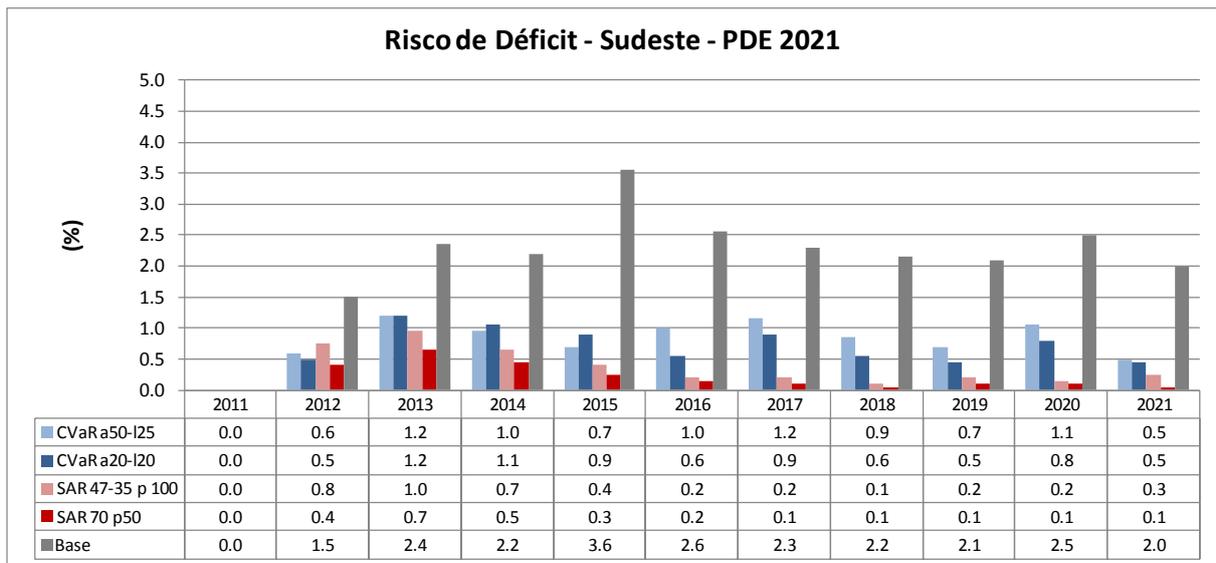


Figura 3.22 – Risco médio anual de déficit – Sudeste – caso PDE 2021.

Na Figura 3.23, observa-se que, com a adoção de MARs, há um aumento de CMOs nos primeiros anos do horizonte de planejamento. Esta elevação pode ser resolvida por meio de oferta adicional, conforme apresentado na seção 3.7.8. Pode-se verificar ainda que após os primeiros anos, o CMO médio se estabiliza em valores próximos aos valores do caso referência (caso base), como consequência de um ajuste natural do sistema à utilização de MARs.

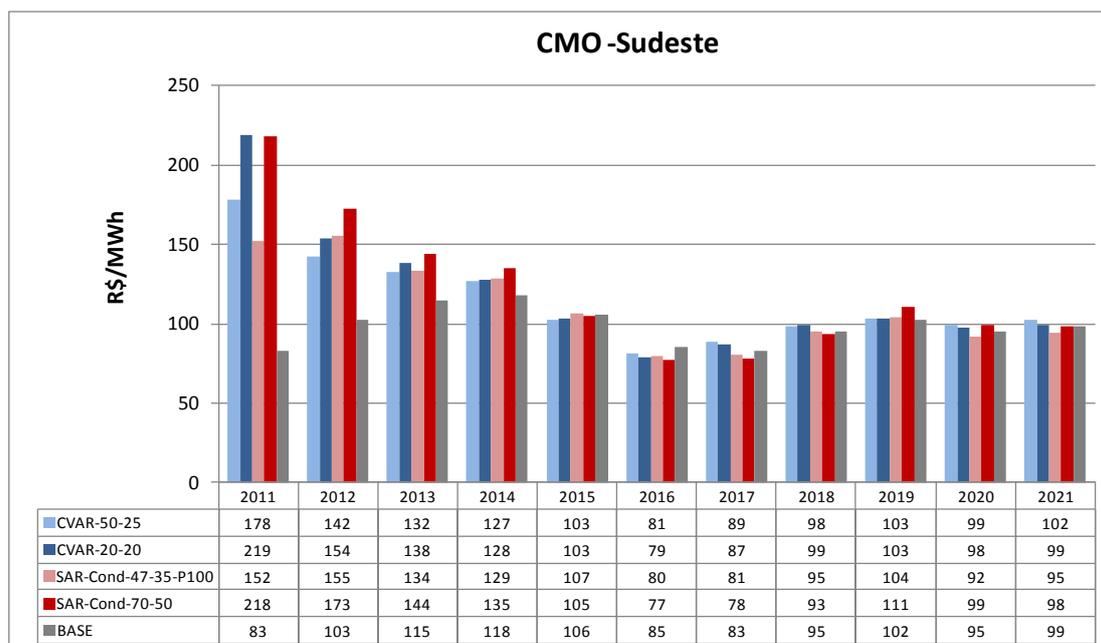


Figura 3.23 – Custo marginal de operação – Sudeste – caso PDE 2021.

3.6 Escolha da Metodologia e dos Parâmetros a serem Adotados

Ambas as metodologias, SAR e CVaR, apresentaram bom desempenho. Com base nos estudos mostrados nos itens 3.1 e 3.2, o mecanismo de aversão a risco que apresentou o melhor compromisso entre o aumento da segurança e o impacto no custo do sistema é o CVaR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$. Os próximos itens trazem análises complementares para esta opção selecionada, comparada sempre com a metodologia vigente à época.

3.7 Comparação da Alternativa MAR Selecionada com o Mecanismo Vigente

Nesta seção, são comparados os resultados da metodologia vigente (CAR 2 anos, denominada de “CAR2”) com o mecanismo de aversão a risco CVaR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$ (denominada de “A50-L25”), que foi a selecionada para ser adotada, por apresentar o melhor compromisso entre o aumento da segurança e os impactos nos custos do sistema. As análises se dividem da seguinte forma:

- seções 3.7.1 e 3.7.2: aplicação dos dois mecanismos para estudos com o modelo NEWAVE, para os PMOs de Outubro de 2012 e Março de 2011, comparando-se os resultados de geração térmica, custo marginal de operação, energia armazenada e vertimento;
- seção 3.7.3: aplicação dos dois mecanismos na simulação Sequencial NEWAVE/DECOMP para os PMOs de Janeiro de 2011 a Dezembro de 2012, observando-se o comportamento de geração térmica, custo marginal de operação e energia armazenada;
- seções 3.7.4 a 3.7.8: comparação do mecanismo CVaR para estudos de PDEs realizados em 2019, 2020 e 2021, e para o Leilão A-5 2012, observando-se os resultados de geração de cada tipo de fonte, energia armazenada, custo marginal e geração térmica.

3.7.1 Evolução Temporal de Valores Médios Mensais de Algumas Variáveis – PMO Out/2012

Nesta seção, mostra-se a evolução, ao longo do horizonte de interesse do modelo NEWAVE, dos valores médios mensais de geração térmica, custo marginal de operação, energia armazenada e energia vertida, calculados considerando os 2000 cenários da simulação final do modelo.

Geração Térmica

A Figura 3.24 mostra a evolução temporal da geração térmica média (MW_{med}) do SIN. Pode-se perceber o CVaR foi capaz de elevar de forma persistente a geração térmica ao longo do horizonte de interesse do modelo NEWAVE, em valores que oscilaram entre cerca de 500 MWmês a mais de 3000 MWmês.

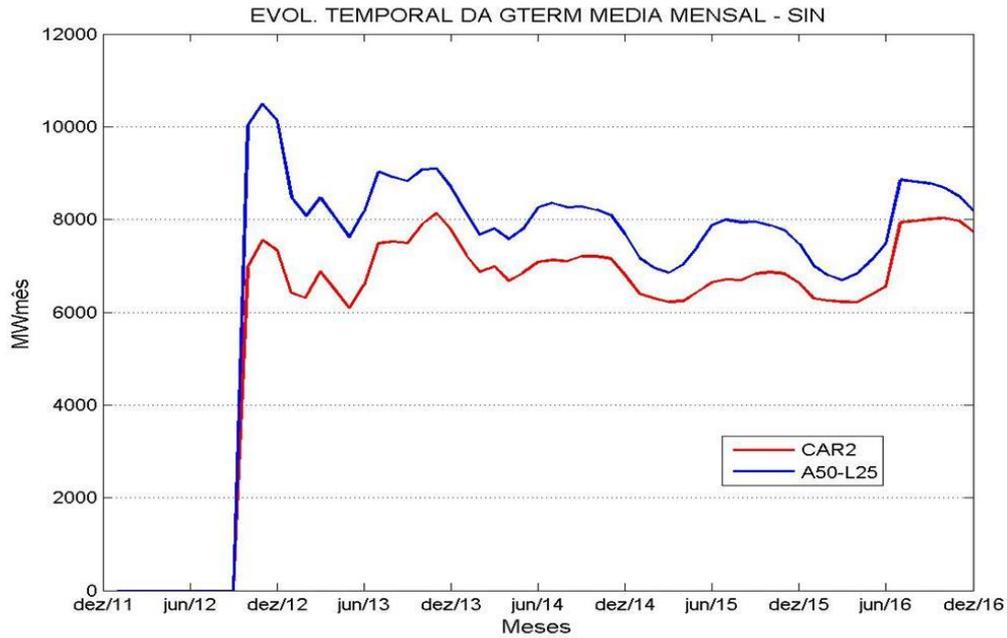


Figura 3.24 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, geração térmica do SIN.

Custo Marginal de Operação

Em seguida, mostra-se na Figura 3.25 a evolução do custo marginal de operação (CMO) para o subsistema Sudeste, onde se percebe uma elevação mais significativa ao longo dos primeiros meses do estudo para o caso com CVaR, em relação à metodologia vigente. Nos meses posteriores o CMO também é quase sempre maior, porém as diferenças diminuem para valores entre 0 e 30 R\$/MWh, aproximadamente.

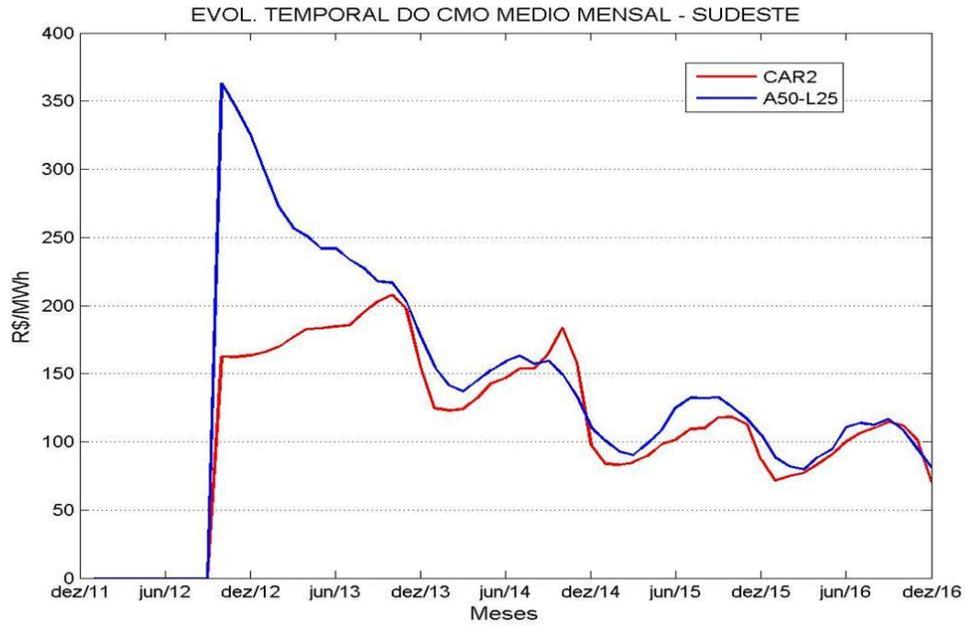


Figura 3.25 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, CMO do Sudeste.

Para o subsistema Nordeste (Figura 3.26), a elevação do CMO no caso com CVaR é mais notável e ocorre ao longo de todo o horizonte de interesse do NEWAVE. Assim como no subsistema Sudeste, as maiores elevações se dão nos primeiros meses, em torno de 50 a 200 R\$/MWh, sendo que nos demais meses o acréscimo de CMO oscila entre 10 e 50 R\$/MWh.

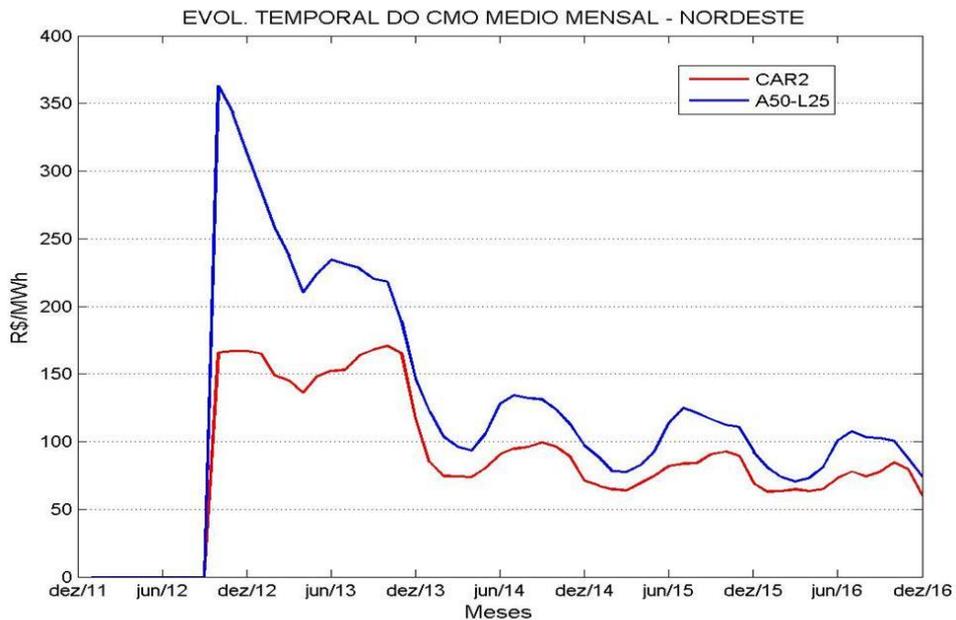


Figura 3.26 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, CMO do Nordeste.

Energia Armazenada

Os quatro gráficos na sequência (Figuras 3.27 a 3.31) mostram a evolução da energia armazenada média mensal ao longo do horizonte de interesse do NEWAVE, em percentual de energia armazenada máxima, para os quatro subsistemas considerados no estudo e para o SIN. Pode-se observar que:

- para o subsistema Sudeste, há um acréscimo de energia armazenada no caso de CVaR ao longo de todo o estudo, sendo esse acréscimo menor no primeiro ano de estudo;
- para o subsistema sul, também houve um acréscimo de armazenamento no caso com CVaR, exceto em alguns meses do segundo semestre do ano de 2016, onde os valores de energia armazenada dos dois casos praticamente se equivalem;

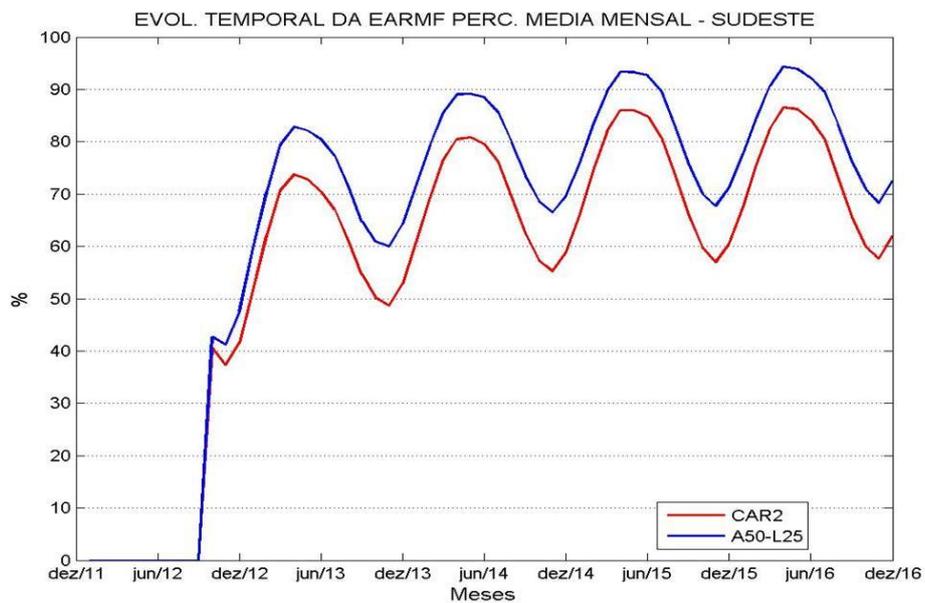


Figura 3.27 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, EAR do Sudeste.

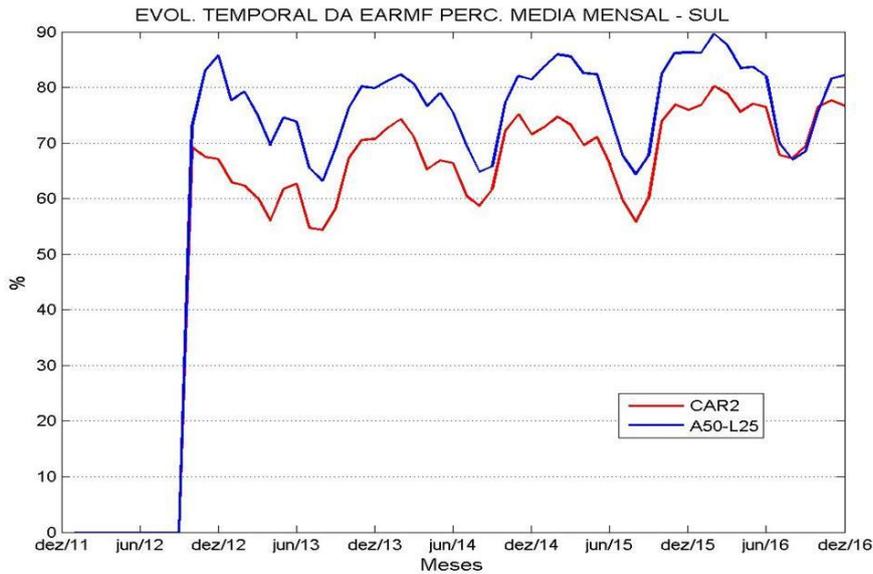


Figura 3.28 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, EAR do Sul.

- para o subsistema Nordeste, o caso com a metodologia CVAR apresentou um menor armazenamento até o mês de dezembro de 2013. A partir de então, o armazenamento no caso com CVaR foi sempre maior;
- para o subsistema Norte o armazenamento com o CVaR foi também sempre maior, exceto no entorno dos meses de Junho, quando ambas os casos com CVaR e com CAR2 apresentam armazenamentos muito próximos do limite de armazenamento do subsistema.

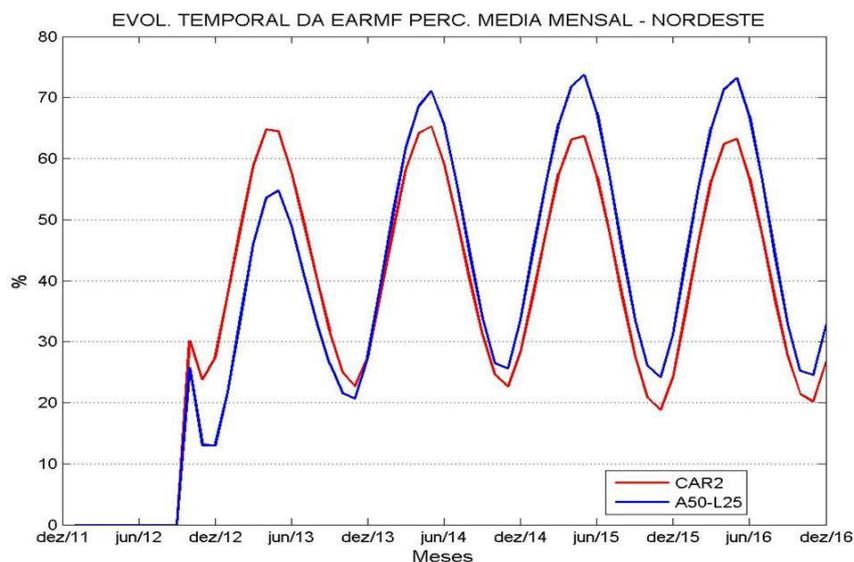


Figura 3.29 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, EAR do Nordeste.

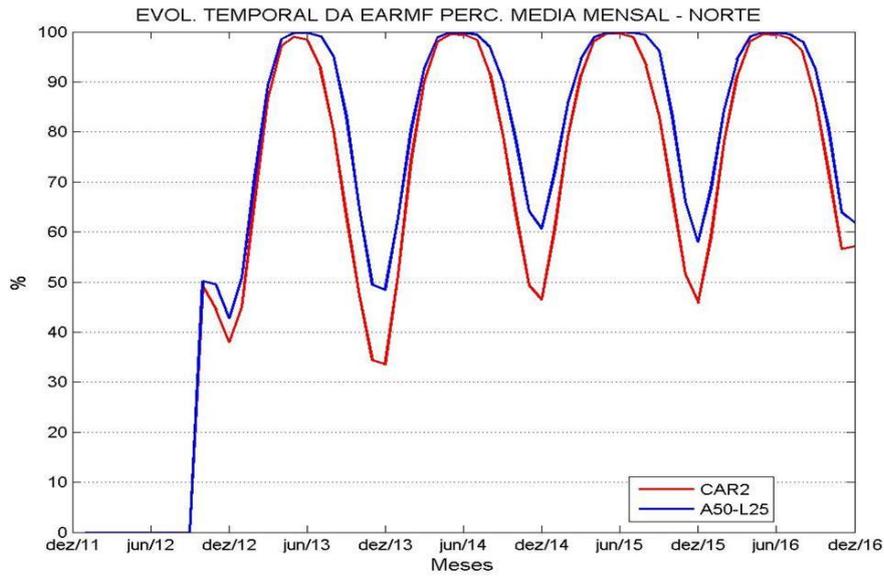


Figura 3.30 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, EAR do Norte.

O gráfico da Figura 3.31 compara os valores de energia armazenada total do SIN em ambos os casos, ao longo dos meses. O acréscimo resultante proporcionado pelo caso com CVaR oscila até valores próximos de 10% em alguns meses.

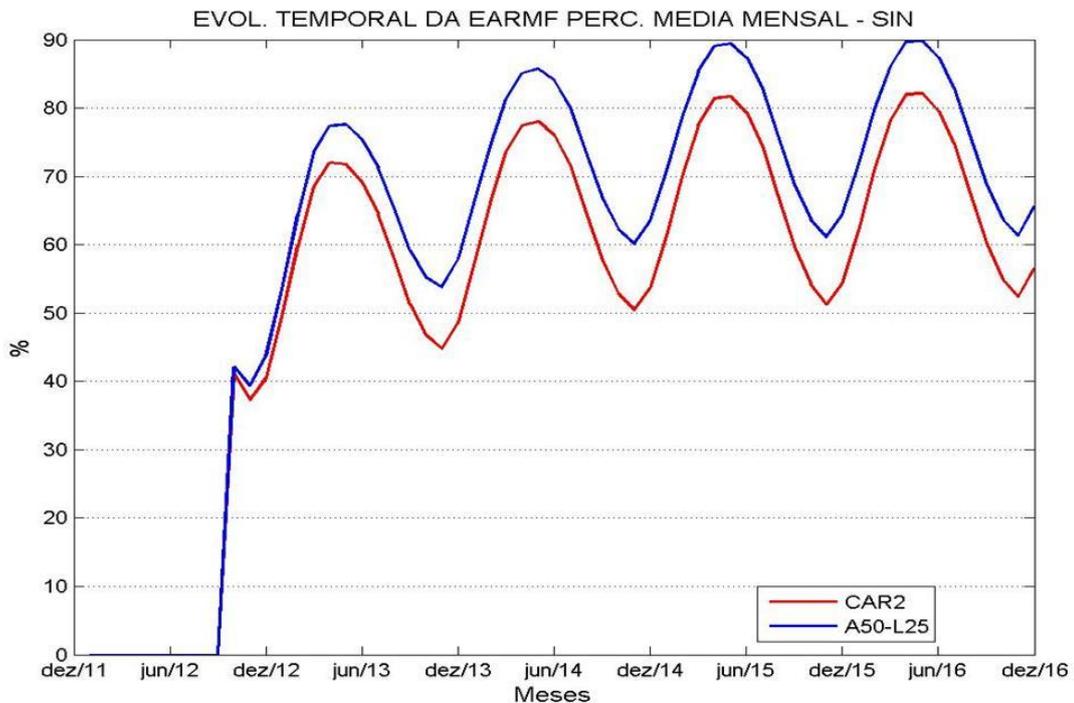


Figura 3.31 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, EAR do SIN.

Em seguida, verifica-se na Figura 3.32 a evolução do percentual de séries, dentre as 2000 consideradas na simulação final do modelo NEWAVE, que apresentaram armazenamento inferior a 47% no subsistema Sudeste. Percebe-se que ambos os casos apresentam percentuais altos para os meses no final de 2012, com pequena redução desse índice para o caso com CVaR. Entre os anos de 2013 a 2016, observa-se uma redução persistente no percentual de armazenamentos abaixo desse nível no caso com CVaR, sendo essa redução de até cerca de 20% para o segundo semestre e de até quase 10% no primeiro semestre.

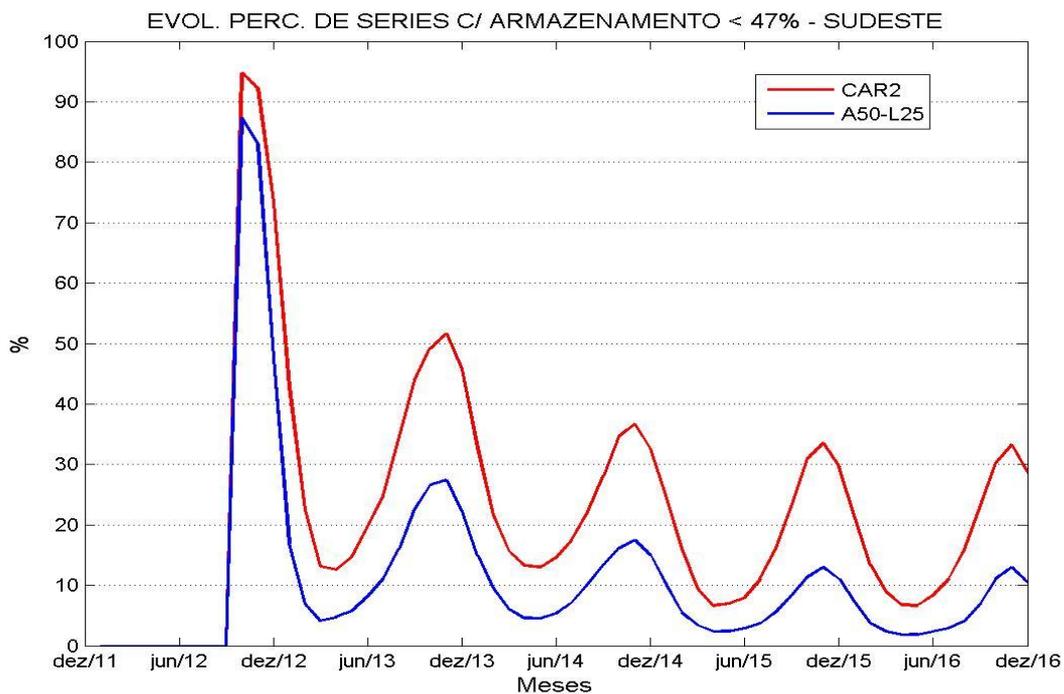


Figura 3.32 – PMO outubro 2012, percentual de séries com armazenamento inferior a 47% - Subsistema Sudeste.

Vertimento

Avalia-se no gráfico da Figura 3.33 abaixo o comportamento médio dos vertimentos totais e perdas a fio d'água no SIN ao longo dos meses do horizonte de interesse do NEWAVE. Devido ao fato de possuir maiores níveis médios de armazenamento, o caso CVAR A50_L25 acarretou um pequeno acréscimo nos vertimentos.

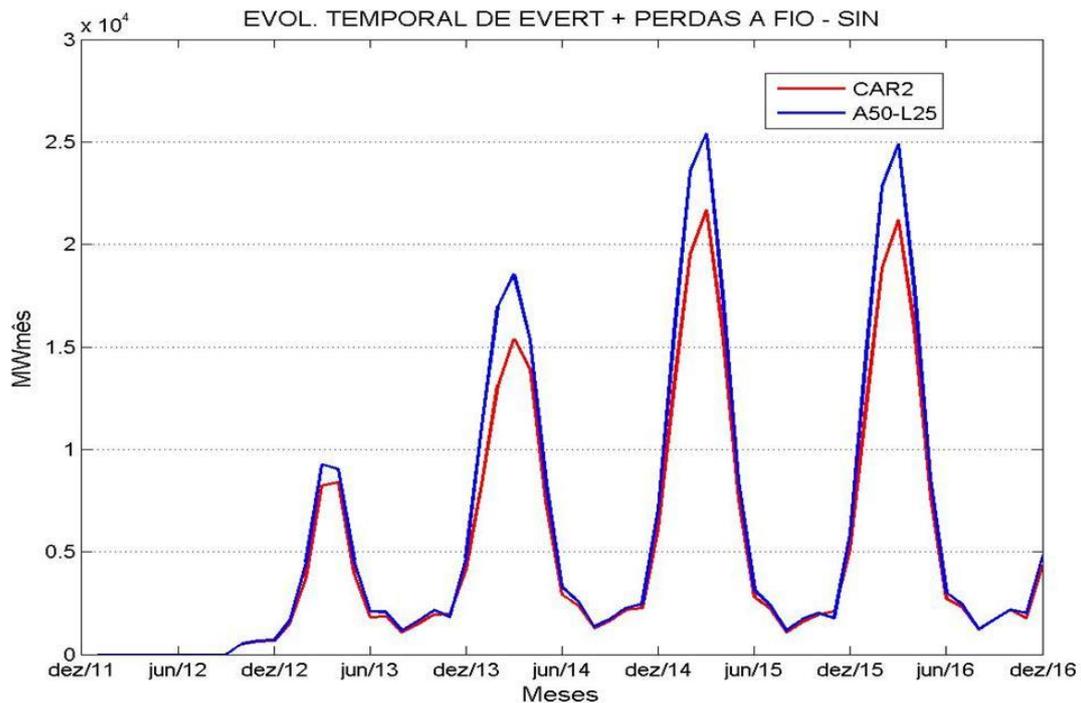


Figura 3.33 – PMO outubro 2012, evolução de valores médios mensais, vertimento do SIN.

3.7.2 Evolução Temporal de Valores Médios Mensais de Algumas Variáveis – PMO Mar/2011

Nesta seção, apresenta-se o mesmo tipo de análise realizado na seção anterior, para o caso do PMO de Março de 2011. As conclusões são em geral semelhantes às do PMO de outubro de 2012.

Na Figura 3.34, verifica-se que houve uma elevação nos valores de geração térmica para o SIN ao longo de todo o horizonte de interesse do NEWAVE.

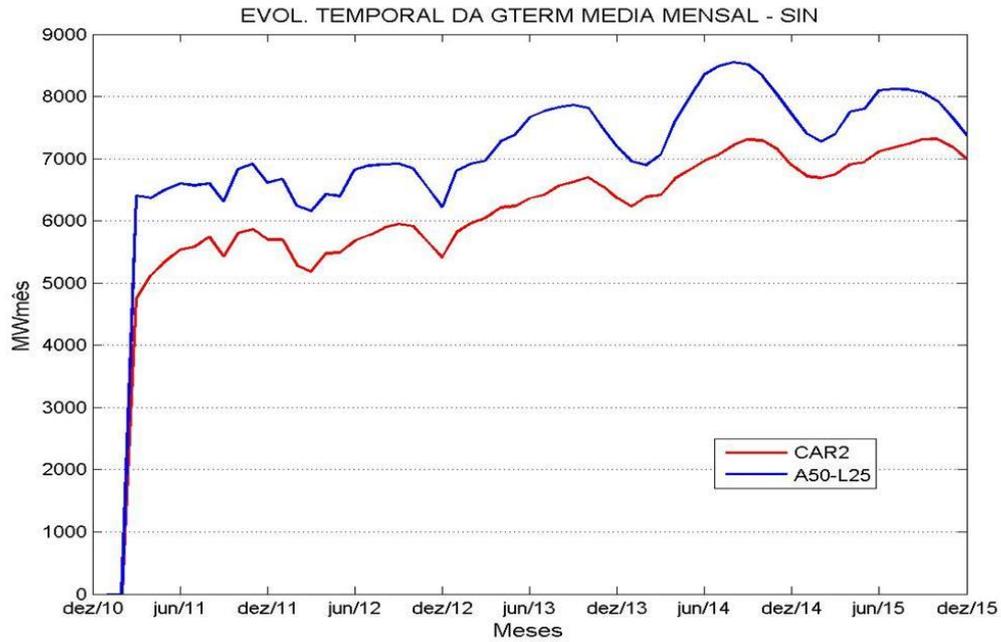


Figura 3.34 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, geração térmica do SIN.

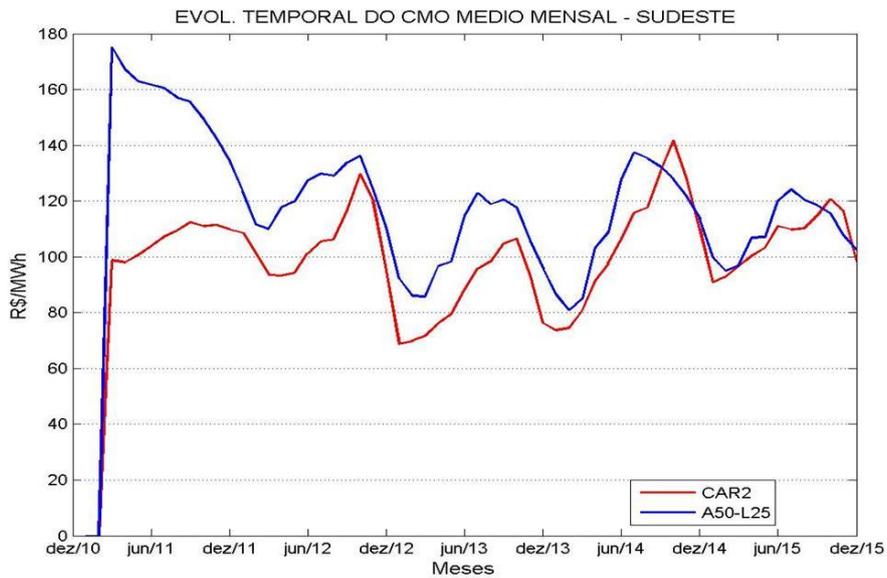


Figura 3.35 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, CMO do Sudeste.

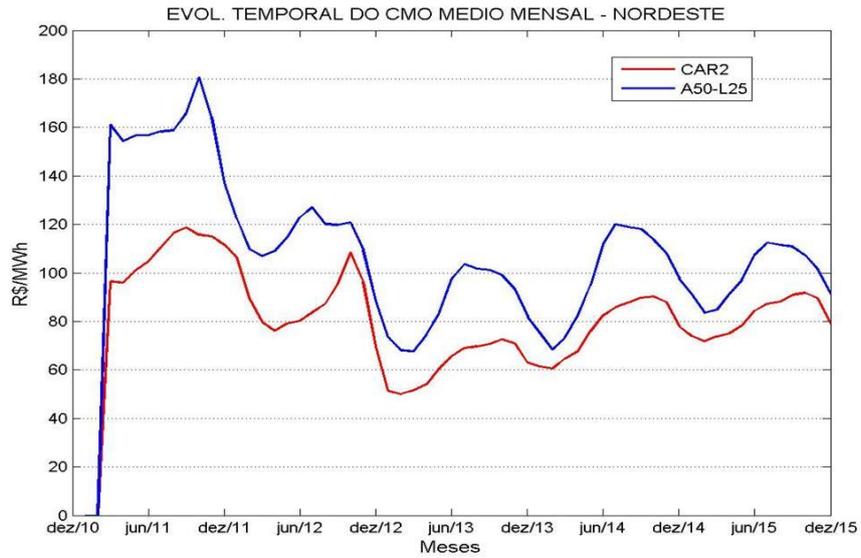


Figura 3.36 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, CMO do Nordeste.

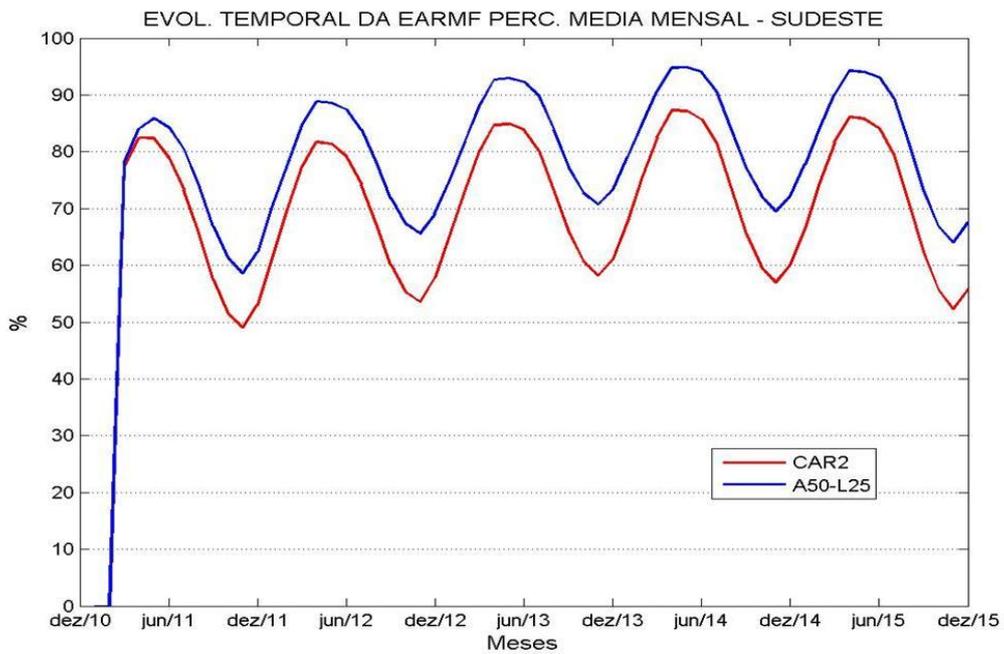


Figura 3.376.14 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, EAR do Sudeste.

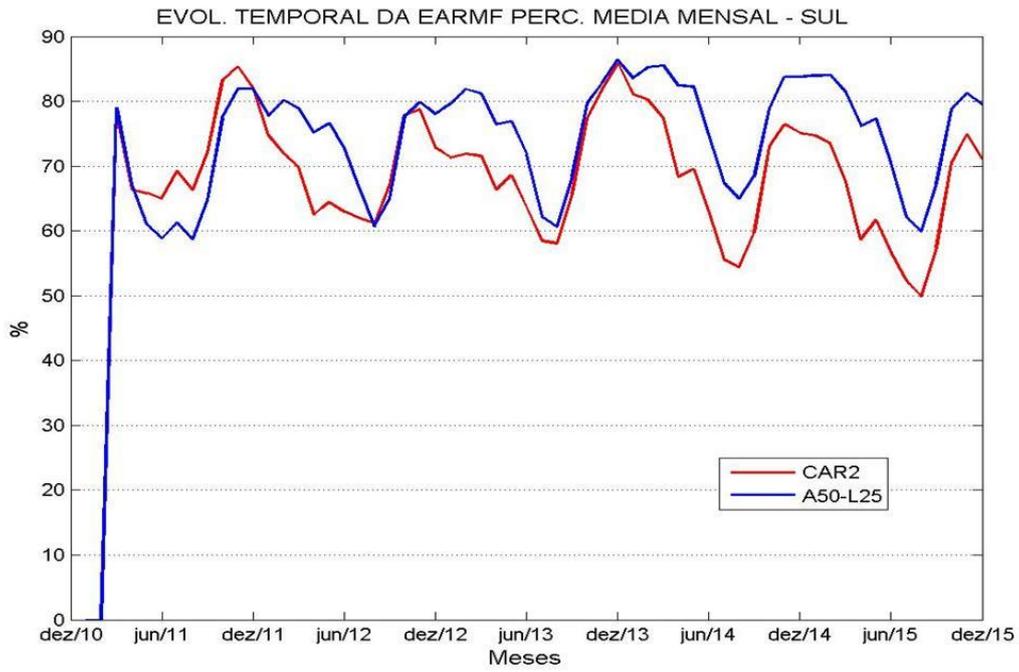


Figura 3.38 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, EAR do Sul.

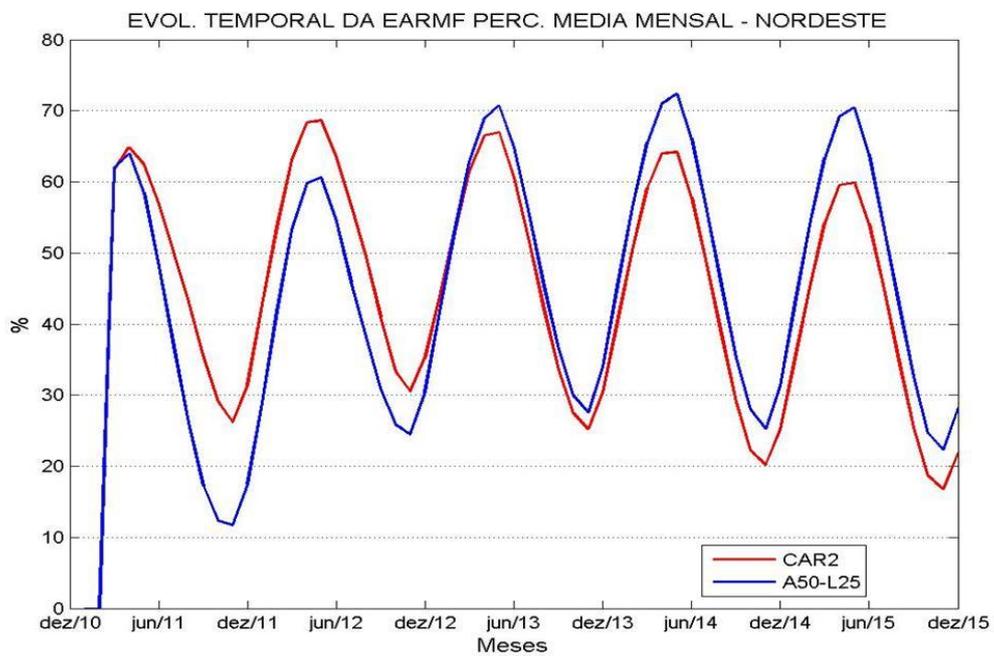


Figura 3.39 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, EAR do Nordeste.

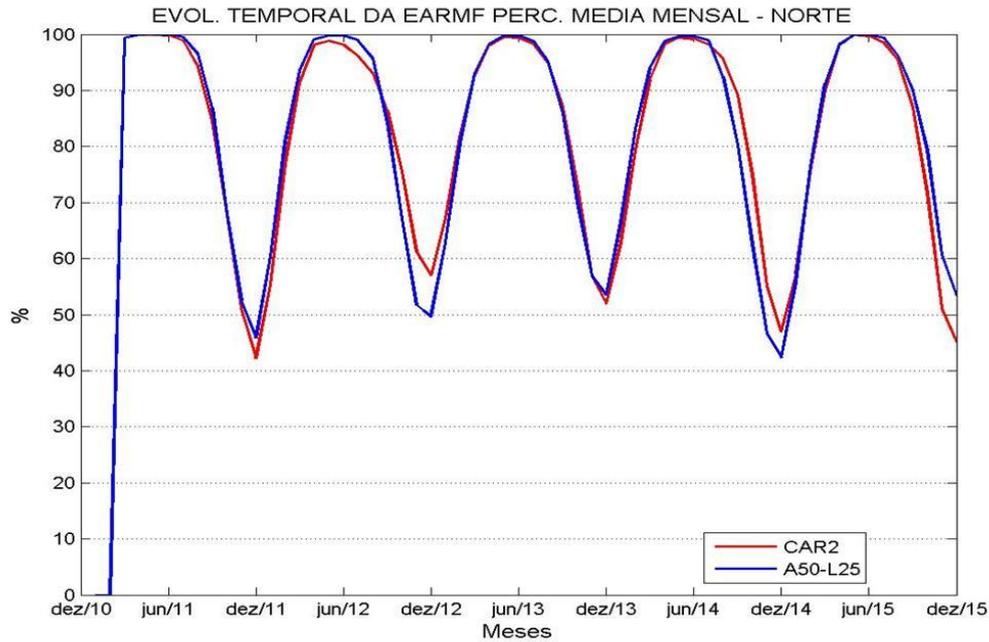


Figura 3.40 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, EAR do Norte.

Finalmente, percebe-se também, para o caso com metodologia de aversão a risco CVAR A50_L25, uma elevação no armazenamento médio total do SIN (Figura 3.41), uma redução no percentual de séries da simulação final do modelo NEWAVE que ficaram com níveis abaixo de 47% no subsistema Sudeste (Figura 3.42), além de uma pequena elevação nos vertimentos médios e perdas a fio d'água no SIN (Figura 3.43).

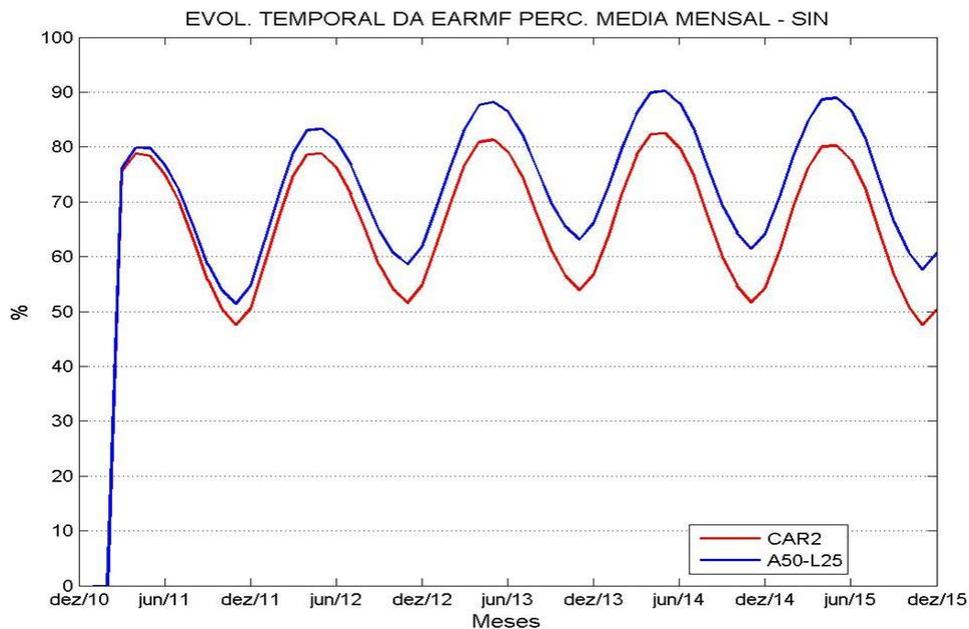


Figura 3.41 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, EAR do SIN.

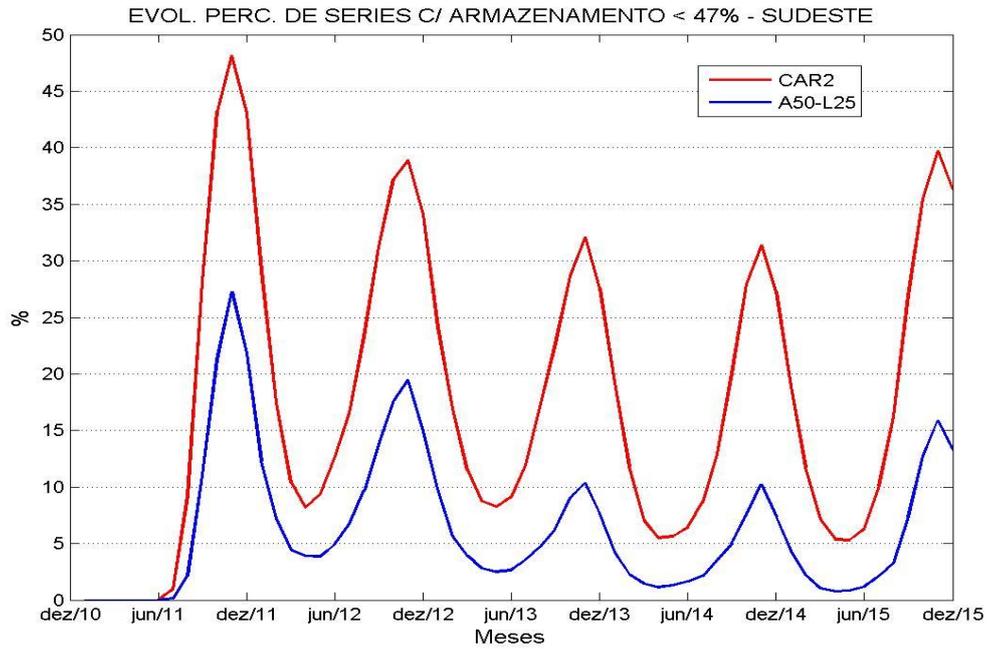


Figura 3.42 – PMO março 2011, percentual de séries com armazenamento inferior a 47% - Subsistema Sudeste.

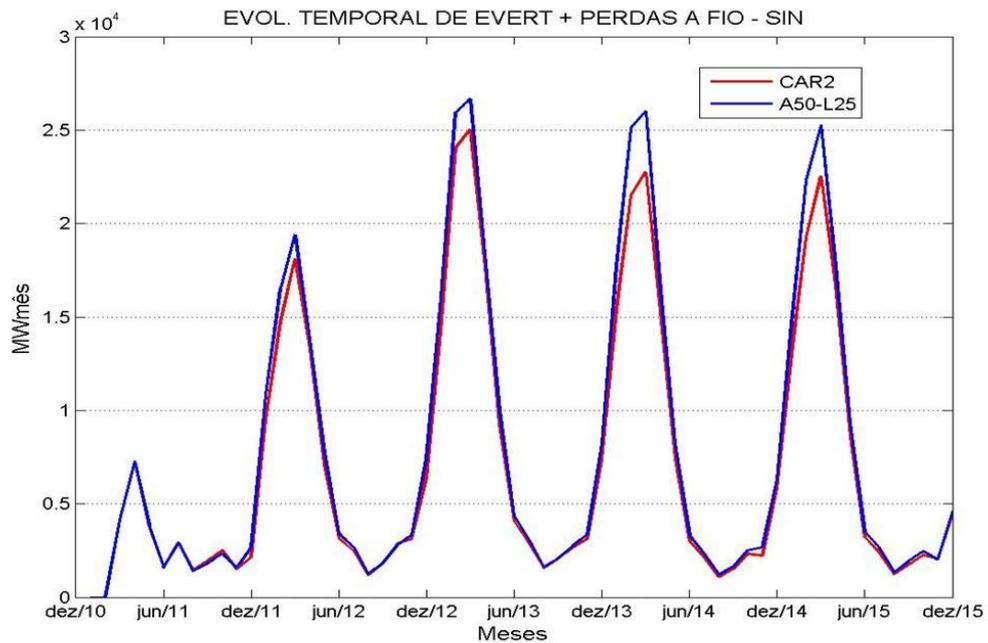


Figura 3.43 – PMO março 2011, evolução de valores médios mensais, vertimento do SIN.

3.7.3 Simulação Sequencial NEWAVE/DECOMP Para os PMOs de Jan/2011 a Dez/2012 – Resultados para algumas Variáveis

Nesta seção, mostram-se os resultados de um estudo prospectivo com os modelos NEWAVE e DECOMP, onde se simula a realização dos PMOs e suas revisões, utilizando de forma sequencial os modelos NEWAVE e DECOMP. Ressalta-se que o modelo DECOMP foi executado semana a semana considerando a função de custo futuro avessa ao risco do NEWAVE ao final do segundo mês correspondente, porém sem incorporar no seu próprio horizonte de estudo a metodologia CVaR. As principais diferenças entre os resultados de aplicação do MAR e a metodologia vigente são apresentadas a seguir.

Geração Térmica

Conforme Figura 3.44, verifica-se em geral um aumento de geração térmica com aplicação do CVaR, sendo esse acréscimo variável de acordo com o PMO considerado. Os menores acréscimos foram nos últimos meses de 2011, onde as gerações de ambos as metodologias foram muito parecidas, e os maiores acréscimos ocorreram entre os meses de abril e junho de 2012.

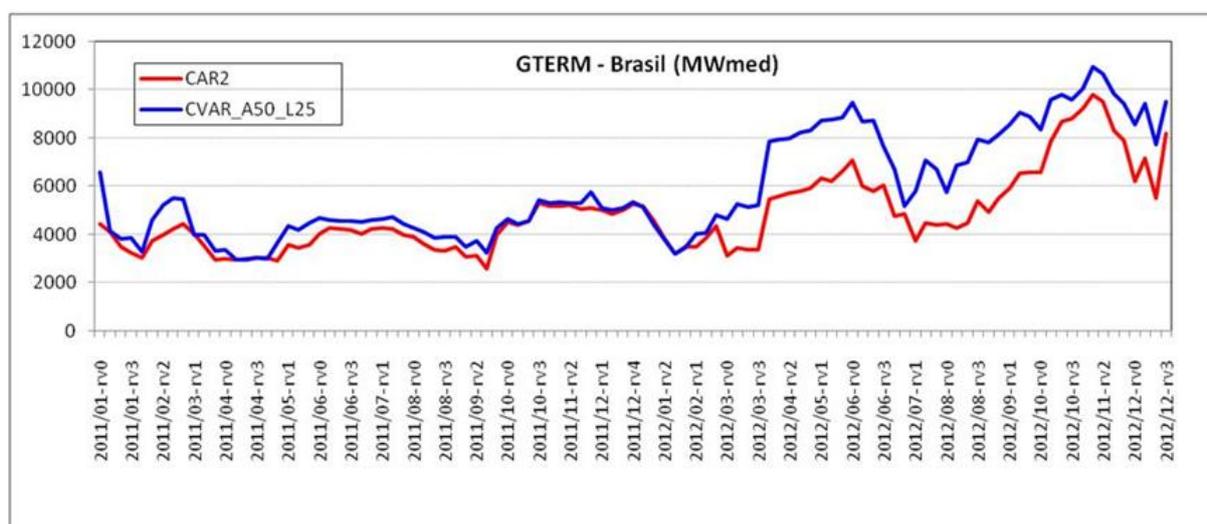


Figura 3.44 – Evolução PMO/DECOMP de jan/2011 a dez/2012 – Geração térmica do SIN.

Custo Marginal de Operação

Conforme esperado, as Figuras 3.45 e 3.46 mostram que houve um aumento no custo marginal de operação (CMO) com a aplicação da metodologia de aversão a risco CVAR A50_L25, tendo esse acréscimo oscilado na faixa entre 50 e 150 R\$/MWh na maioria das

semanas. Nos poucos períodos em que o CMO chegou a valores praticamente nulos na metodologia vigente, o mesmo comportamento se verificou no caso com CVaR. Devido à utilização do intercâmbio de energia entre os subsistemas, as curvas de CMO dos quatro subsistemas são muito semelhantes.

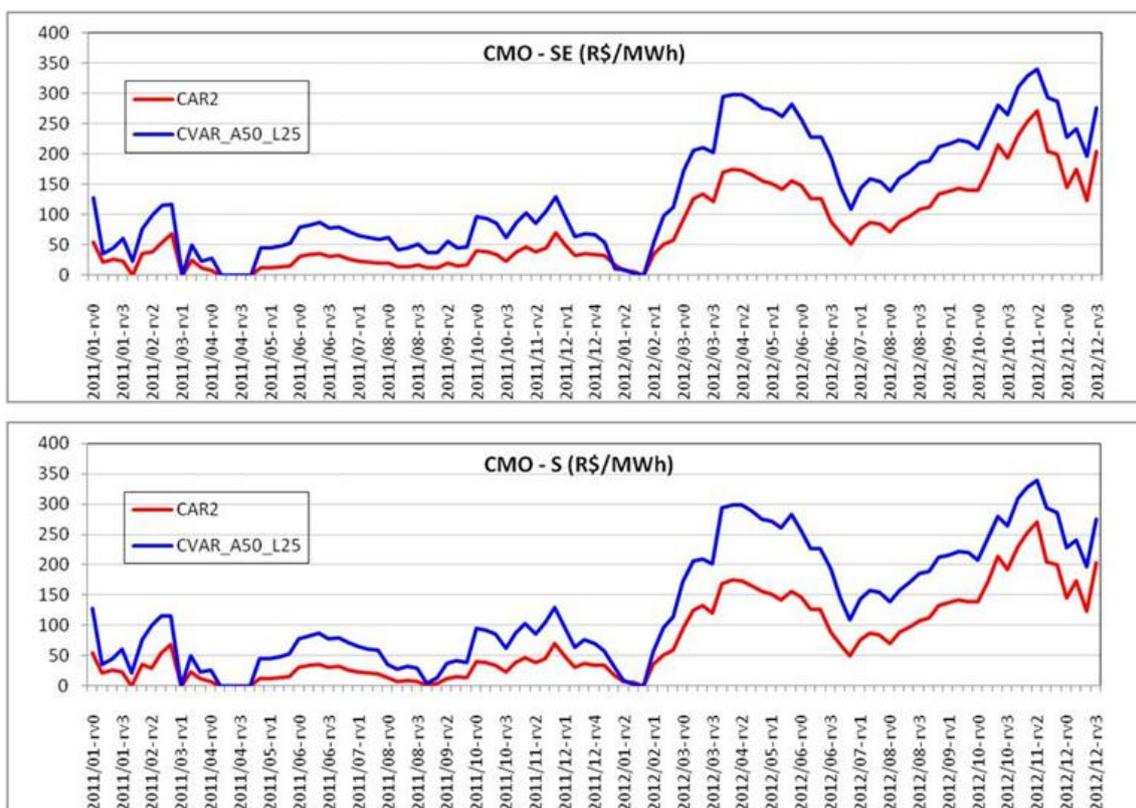


Figura 3.45 – Evolução PMO/DECOMP de jan/2011 a dez/2012 – CMO Sudeste e Sul

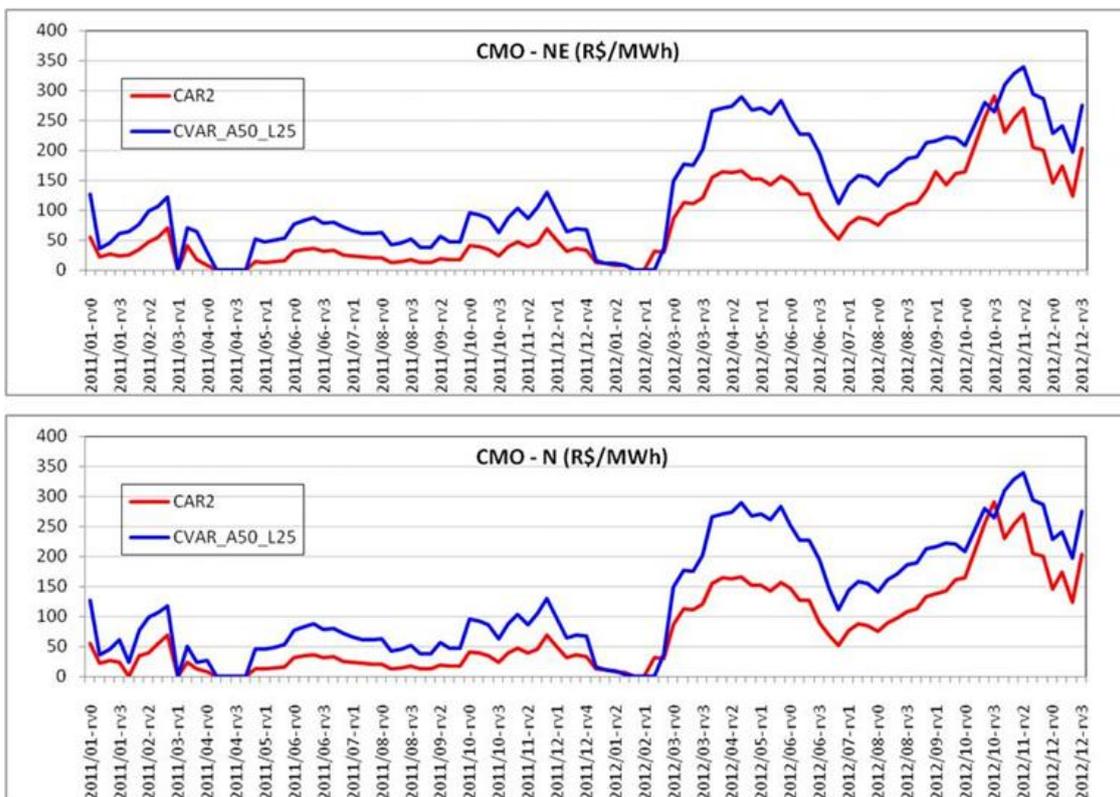


Figura 3.46 – Evolução PMO/DECOMP de jan/2011 a dez/2012 – CMO Nordeste e Norte.

Energia Armazenada Final

Os gráficos da Figura 3.47 abaixo comparam a evolução de energia armazenada ao final das semanas, para os subsistemas Sudeste e Nordeste. Verifica-se quase sempre um acréscimo de armazenamento de energia nos subsistemas com a aplicação do CVaR, tendo sido mais consistente para o subsistema Sudeste. No subsistema Nordeste, houve um decréscimo de energia armazenada no caso com CVAR A50_L25 nos primeiros meses de 2011 e nos meses finais de 2012.

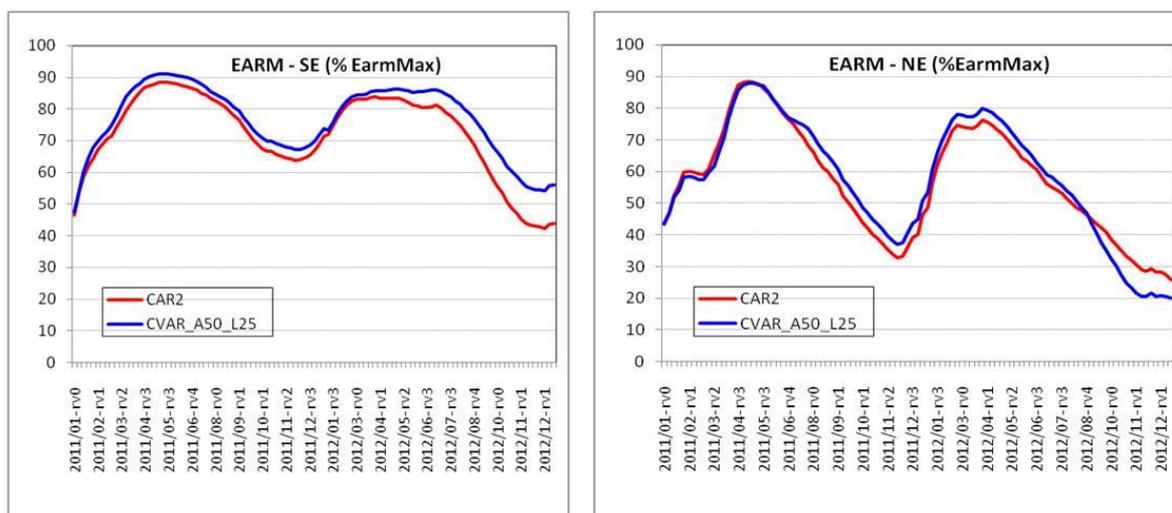


Figura 3.47 – Evolução PMO/DECOMP de jan/2011 a dez/2012 – EAR Sudeste e Nordeste (% EARmax).

3.7.4 Análise de Atendimento de Energia – Comparação com o Caso sem MAR – PDE 2021

Os gráficos da Figura 3.48 mostram uma análise comparativa do atendimento de energia nos subsistemas para o caso PDE 2021 com aplicação do mecanismo de aversão a risco CVAR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$, em relação ao caso base, que não considera mecanismo de aversão a risco. As barras de cor vermelha e azul representam o acréscimo ou decréscimo de geração das fontes térmica e hidráulica, respectivamente, com a aplicação do CVaR e a barra de cor amarela a variação média no intercâmbio líquido para o subsistema em questão.

Pode-se observar uma elevação consistente no montante de geração térmica ao longo de todos os anos, com conseqüente diminuição da geração das fontes de origem hidráulica e dos intercâmbios entre os subsistemas. Observou-se aumento de geração hidroelétrica com alguma frequência apenas para os Subsistemas Sul e Norte, tendo sido, porém, o valor médio ao longo do horizonte menor no caso CVaR em relação ao caso-base.

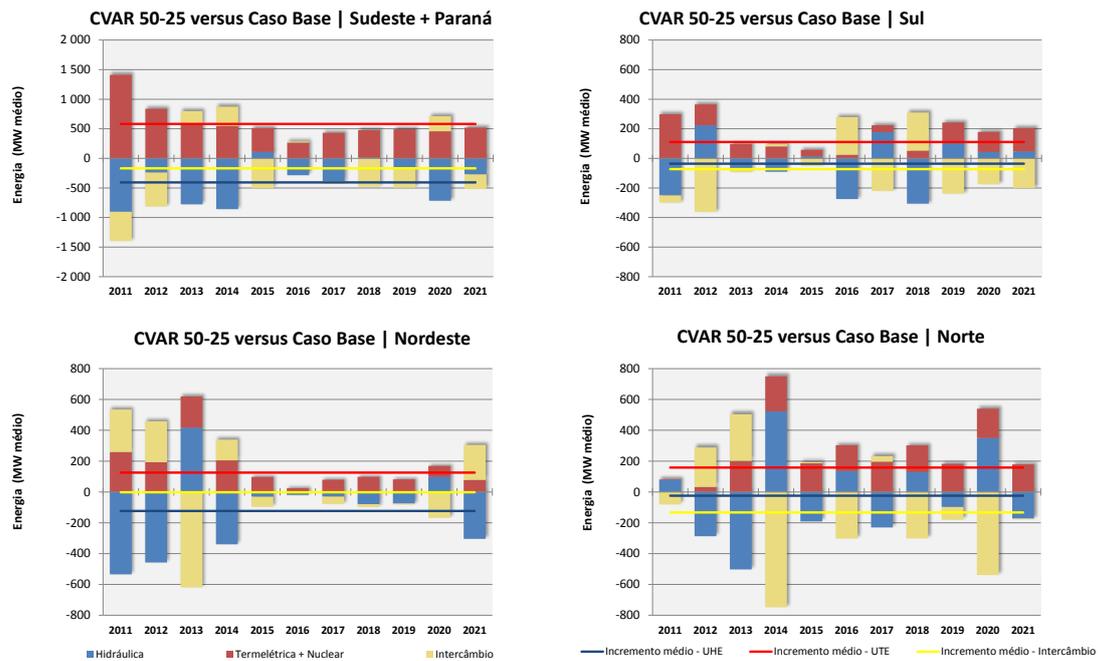


Figura 3.48 – Geração de cada tipo de fonte e Intercâmbios – PDE 2021.

3.7.5 Evolução Temporal da Energia Armazenada Final Média Mensal – PDEs 2019, 2020 e 2021

A seguir comparam-se nas Figuras 3.49 a 3.51 as energias armazenadas finais médias mensais dos casos com CVaR e com a metodologia vigente, para os PDEs de 2019, 2020 e 2021. Conforme esperado, houve um acréscimo persistente de energia armazenada para a metodologia CVaR ao longo de todos os anos, para os três PDEs.

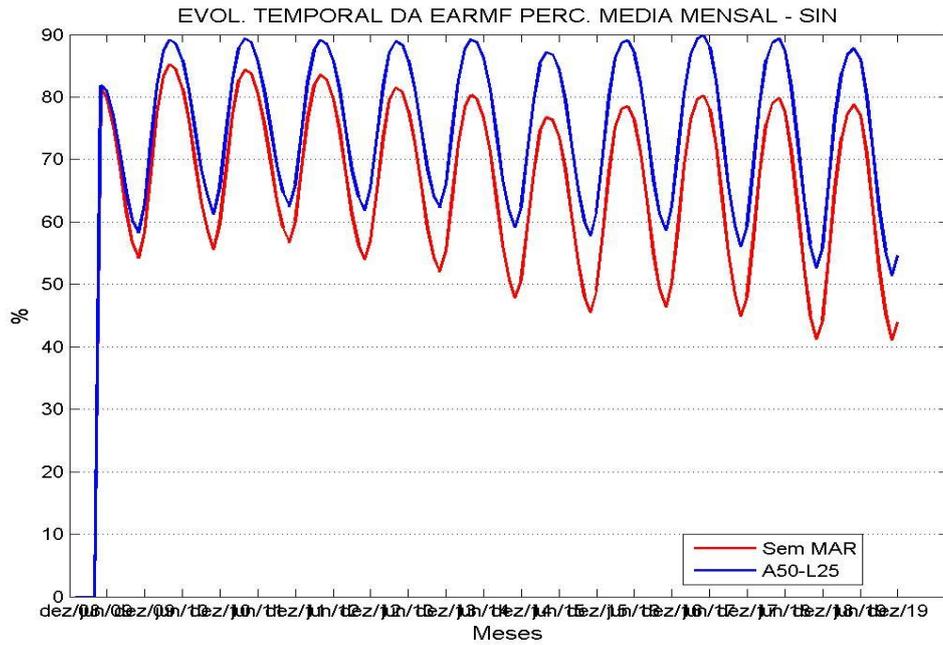


Figura 3.49 – Evolução da Energia Armazenada Final no SIN – PDE 2019.

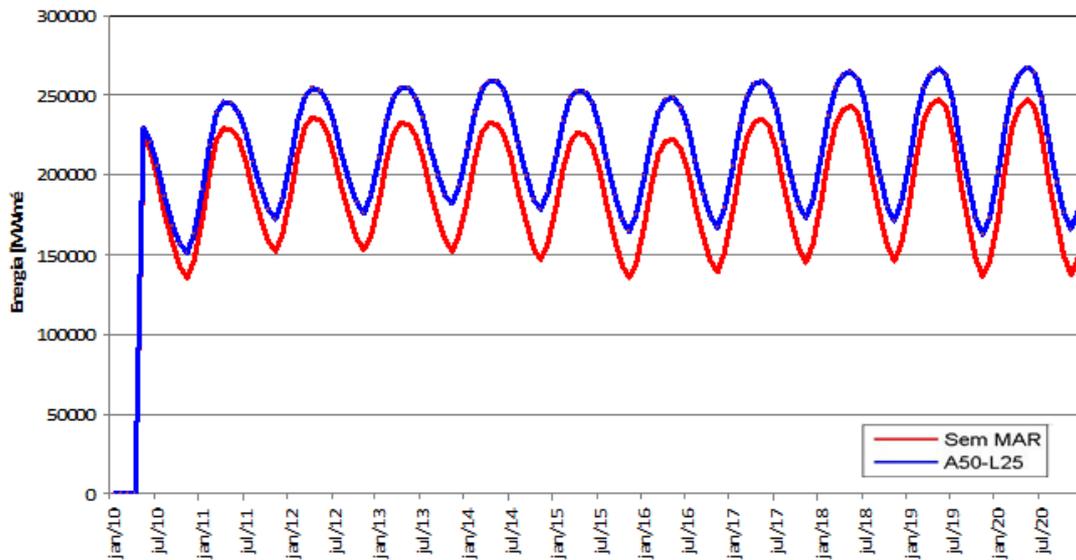


Figura 3.50 – Evolução da Energia Armazenada Final no SIN – PDE 2020.

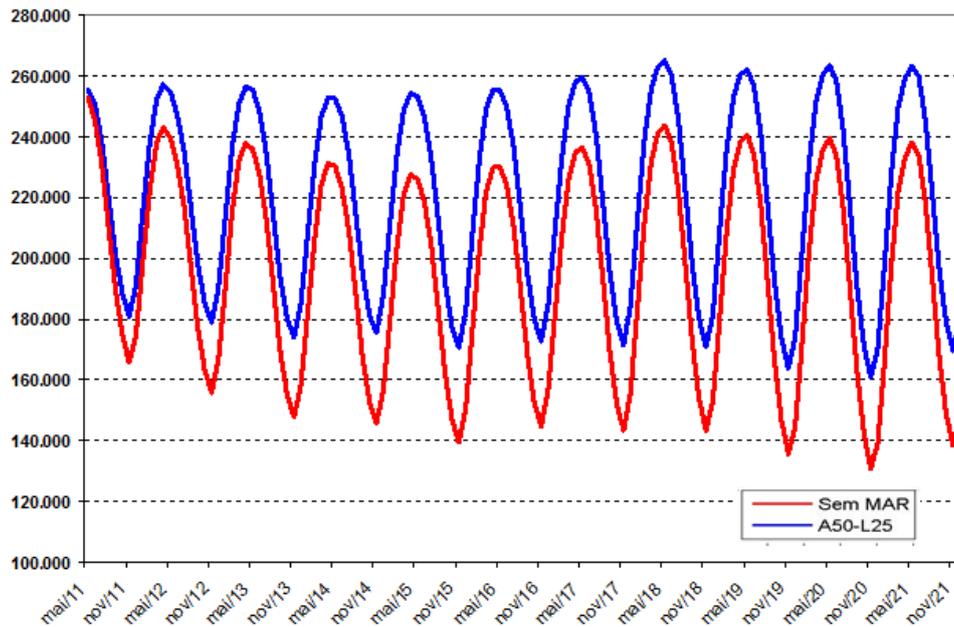


Figura 3.51 – Evolução da Energia Armazenada Final no SIN – PDE 2021.

3.7.6 Evolução Temporal do Custo Marginal de Operação Médio Mensal – PDEs 2019 e 2020

Nesta seção, avalia-se o acréscimo no custo marginal de operação (CMO) resultante da aplicação do CVaR nos estudos de PDE de 2019 e 2020. Observando-se as Figuras 3.52 a 3.54, verifica-se que, tal como nos estudos de PMO, há um acréscimo mais significativo nos primeiros meses do estudo. Para os demais meses do estudo o acréscimo é pequeno.

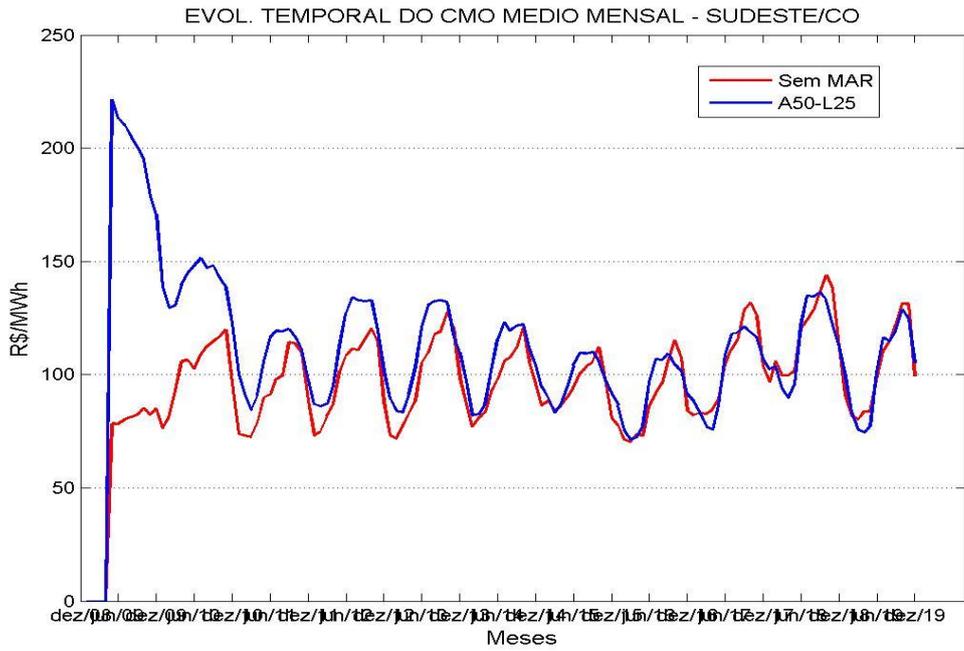


Figura 3.52 – Evolução do CMO médio mensal – Sudeste - PDE 2019.

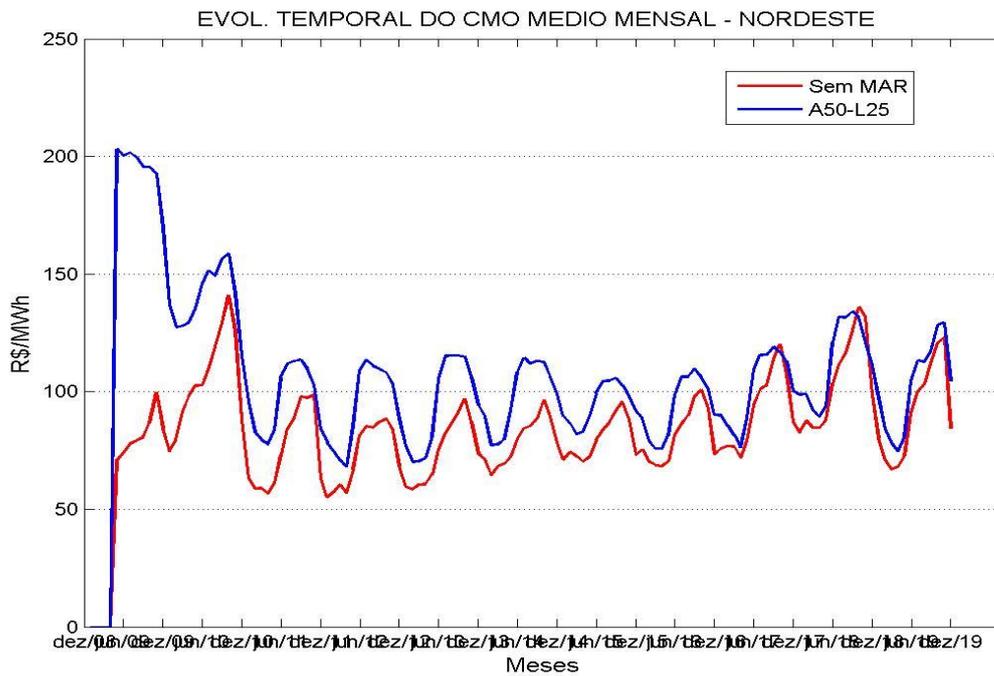


Figura 3.53 – Evolução do CMO médio mensal - Nordeste - PDE 2019.

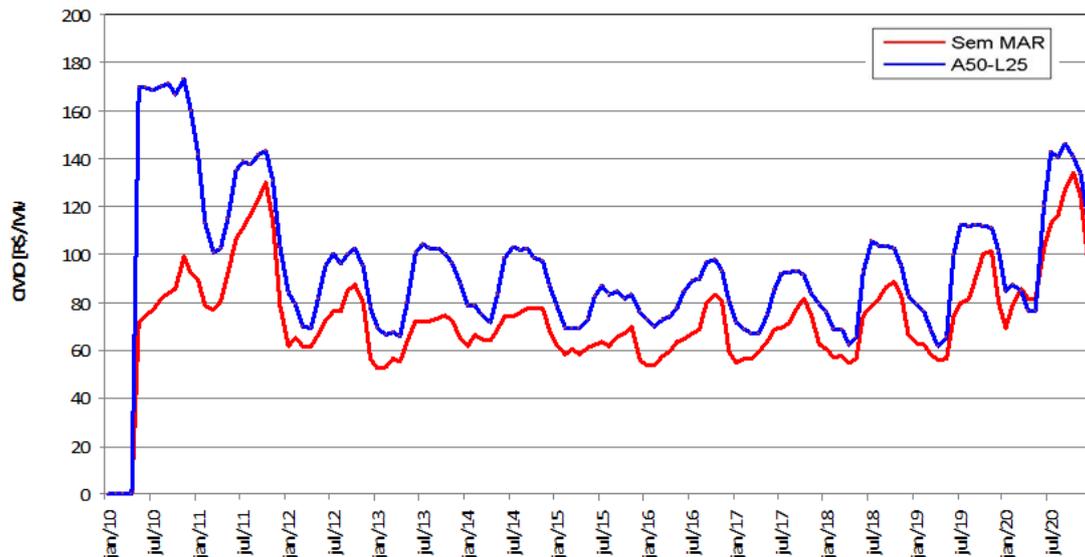


Figura 3.54 – Evolução do CMO médio mensal – Sudeste - PDE 2020.

3.7.7 Evolução Temporal da Geração Térmica Média Mensal – PDEs 2019 e 2020

Nas Figuras 3.55 e 3.56, são comparadas as gerações térmicas do caso base (sem MAR) com a do caso com aplicação do mecanismo CVAR A50_L25. Os resultados corroboram o que foi observando nos estudos de PMO, ou seja, um aumento de forma sistemática no valor de geração térmica ao longo de todo o horizonte de estudo.

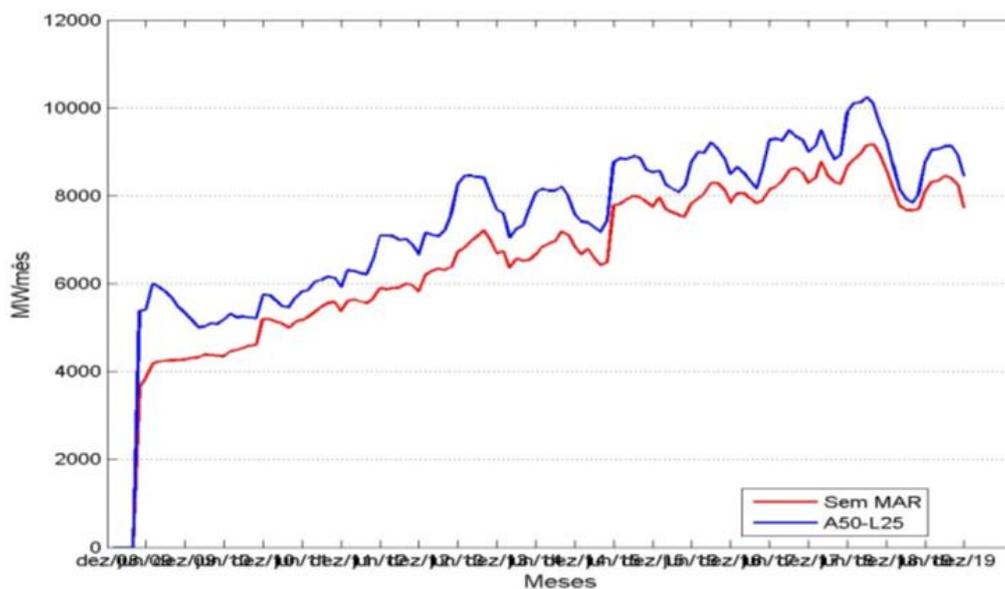


Figura 3.55 – Geração térmica mensal – SIN - PDE 2019.

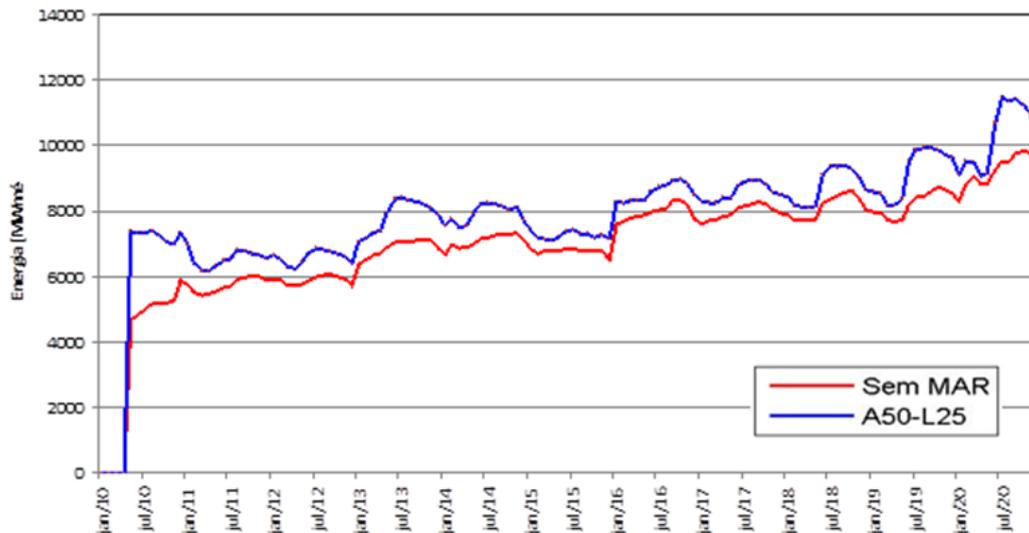


Figura 3.56 – Geração térmica mensal – SIN - PDE 2020.

3.7.8 Impacto nos Custos Marginais de Operação da Introdução de Oferta Adicional – PDE 2021

Nesta seção, foi realizado um exercício para verificar qual o impacto na redução dos custos marginais de operação com a introdução de oferta adicional. Foi verificado, conforme Figura 3.57, que a introdução, em relação ao caso base, de 2.500 MW de geração foi suficiente para se igualar os custos marginais de operação com o valor do custo marginal de expansão adotado. Com isso, houve uma diminuição nos custos marginais de operação, desde os anos iniciais.

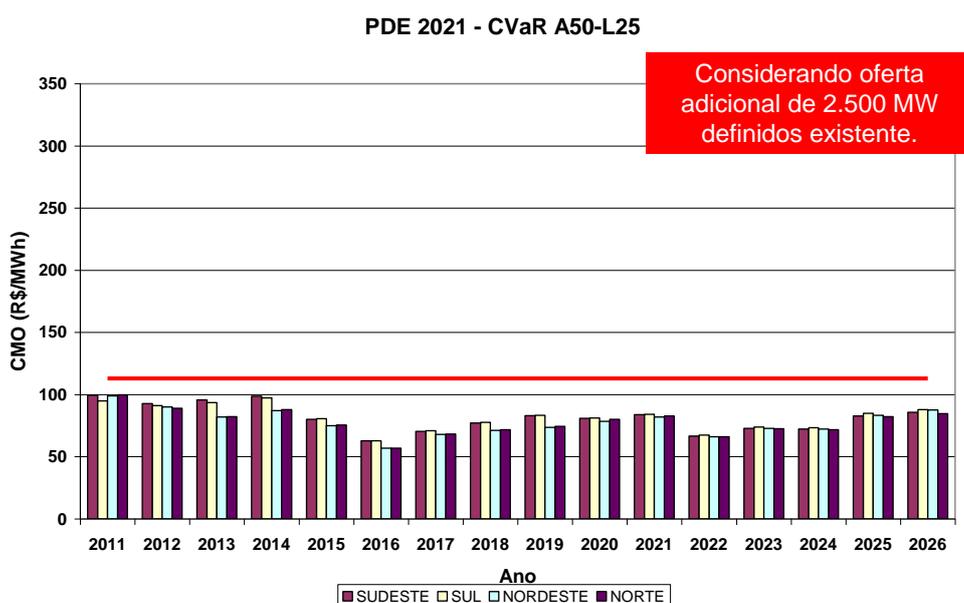


Figura 3.57 – Impacto nos Custos Marginais de Operação da Introdução de Oferta Adicional

3.7.9 Repartição da Garantia Física entre as Diferentes Fontes de Energia

Na Figura 3.22, é mostrada a repartição da garantia física entre as diferentes fontes de energia para os casos de referência (base) e CVaR $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$. Nota-se que a energia garantida das usinas hidráulicas e térmicas com CVU baixo (menor que 150 R\$/MWh) aumentou enquanto a energia garantida para usinas térmicas com CVU mais elevado (acima de 150 R\$/MWh) reduziu.

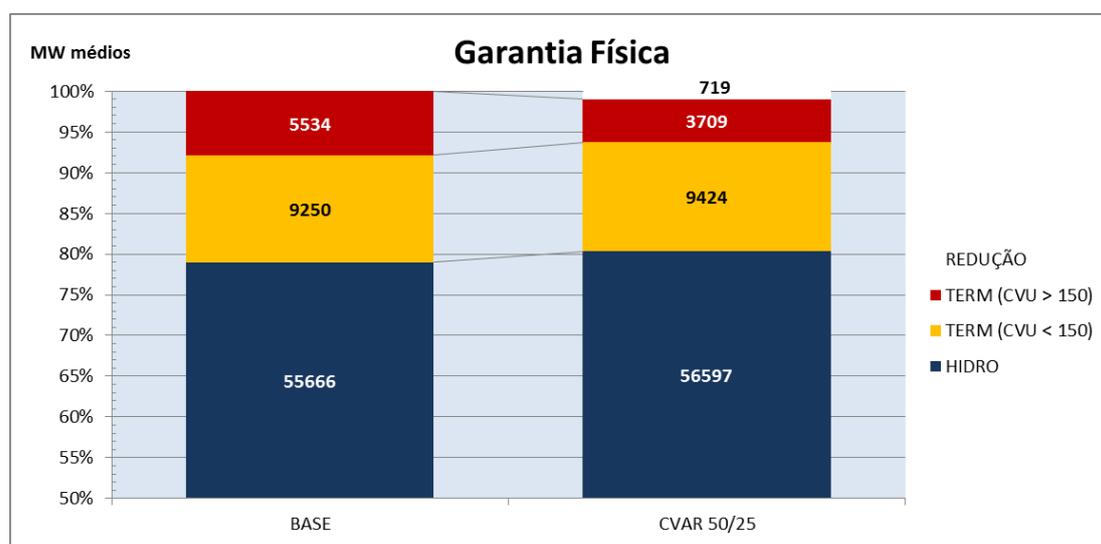


Figura 3.58 – Repartição da garantia física entre as diferentes fontes de energia – comparação entre o caso base e a alternativa CVaR 50/25.

3.7.10 Conclusões das Análises da Alternativa MAR Selecionada com relação ao Mecanismo Vigente

Em adição aos testes realizados nas seções 3.1 a 3.6, na seção 3.7 foram realizadas diversas análises complementares, comparando-se o desempenho da alternativa MAR escolhida com relação ao mecanismo vigente.

Nessas análises complementares, foi verificado que o mecanismo de aversão a risco CVaR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$ apresentou desempenho coerente e satisfatório, ratificando a sua escolha como o mecanismo que deve ser adotado no momento.

4.0 Conclusões e Recomendações

Nesta seção, são apresentadas as principais conclusões dos testes de validação das metodologias de aversão a risco, bem como as recomendações associadas.

4.1 Conclusões

Um objetivo relevante de mecanismos de aversão a risco (MARs) é encontrar uma solução de compromisso entre o aumento da segurança e os impactos nos custos do sistema. Assim, em sistemas hidrotérmicos, estes mecanismos buscam antecipar o despacho de geração térmica com custos unitários de operação (CVUs) mais baixos, com o intuito de evitar o atingimento, no futuro, de níveis indesejáveis de armazenamento nos reservatórios das usinas hidroelétricas e, com isso, minimizar o risco de déficits de energia, mas sem onerar em demasia os custos de operação do sistema.

A introdução de mecanismos de aversão a risco traz ainda como benefício, além do aumento da segurança, o adequado reflexo da formação do preço de liquidação no mercado de curto prazo e uma maior coerência entre as atividades de planejamento e operação.

A forma com que se dará a antecipação do despacho térmico no horizonte de estudo dependerá, entre outros fatores, da composição do parque hidrotérmico, das interligações entre os subsistemas, da carga, das condições hidrológicas e do grau de aversão a risco desejado, sendo este último caracterizado pelos parâmetros do mecanismo de aversão a risco adotado.

Assim, entre os elementos considerados para a escolha do MAR a ser adotado, bem como dos parâmetros associados, incluíram-se: geração térmica, déficits de energia (risco e valor esperado), níveis de armazenamento dos reservatórios, trajetórias do sistema por níveis de armazenamentos indesejáveis, custos marginais de operação (CMOs) e vertimentos. Adicionalmente, foram considerados, nessas análises, elementos do planejamento da expansão de geração, tais como carga crítica do SIN e expansão adicional aos casos do Plano Decenal de Energia necessária para o atendimento aos critérios de planejamento, em função da introdução dos mecanismos de aversão ao risco. É importante ressaltar que tanto no caso da SAR quanto no caso do CVaR, os valores dos elementos considerados para a escolha do MAR a ser adotado foram obtidos por meio de uma análise paramétrica.

Considerando que o Ministério de Minas e Energia tem competência legal para zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país, estabelecida pelo Decreto nº 7.798, de 12 de setembro de 2012, e considerando ainda o disposto na Resolução CNPE Nº 03/2013, tanto a metodologia para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, quanto os parâmetros associados, assim como aprimoramentos nas metodologias e modificações nos seus parâmetros, deverão ser definidos pela CPAMP.

Com base nos estudos realizados nos testes de validação, conduzidos realizados por uma força-tarefa composta por cerca de 60 técnicos do CEPEL, MME, ONS, EPE e CCEE, a CPAMP concluiu que ambas as metodologias SAR e CVaR apresentaram bom desempenho. Entretanto, considerando o estágio atual de desenvolvimento de ambas as metodologias, os resultados dos valores para os elementos de escolha listados anteriormente, inclusive o tempo processamento, a CPAMP concluiu que mecanismo de aversão a risco que apresentou o melhor compromisso entre o aumento da segurança e os impactos nos custos do sistema e que, em consequência, deve ser adotado no momento é o CVaR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$.

4.2 Recomendações

A CPAMP recomenda que se envide todos os esforços para homologar a nova versão do NEWAVE CVaR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$, bem como a nova versão do DECOMP que permiti a leitura da nova função de custo futuro produzida pelo NEWAVE, obtida com a utilização deste mecanismo de aversão ao risco, a fim de que possam ser utilizadas no Programa Mensal de Operação Energética (PMO) de setembro de 2013.

Esa Comissão recomenda ainda, até o final do mês de setembro de 2013, sejam realizados testes de validação: (i) para incorporar a representação do atendimento a restrições de vazão mínima no processo de determinação da política ótima de operação calculada pelo Programa NEWAVE; e (ii) com a nova versão do Programa DECOMP que incorpora o mecanismo CVaR em sua metodologia, já desenvolvida pelo CEPEL. Em consequência, a CPAMP recomenda que se envide todos os esforços para homologar estes aprimoramentos, com vistas a sua utilização até o PMO de novembro de 2013.

Não obstante, a CPAMP recomenda ainda que o CEPEL continue aprimorando ambas as metodologias SAR e CVaR, e que a mesma acompanhe e teste esses desenvolvimentos com vistas a subsidiar decisões futuras desta Comissão com relação a mecanismos de aversão a risco.

5.0 Referências

- [1] <http://www4.planalto.gov.br/legislacao/search?SearchableText=Resolu%C3%A7%C3%A3o+n%C2%BA+2+de+16+de+janeiro+2002>
- [2] V.S.Duarte, D.D.J.Penna, M.E.P.Maceira, L.A.M.Moraes, “Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas - NEWAVE, Manual do Usuário”, Relatório Técnico CEPEL, nº 52159/04, 2004.
- [3] CEPEL, Nota Técnica “Status do Processo de Introdução de Metodologias de Aversão ao Risco no Modelo NEWAVE”, Julho de 2003.
- [4] http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2007/Resoluxo_8_CNPE_ALT.pdf
- [5] ONS, Nota Técnica 050/2010 “Metodologia de Segurança Operativa – Níveis Meta de Armazenamento. Relatório Consolidado dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo com Proposta de Mudança da Série de Referência”, 2010.
- [6] http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2013/Resolucao_CNPE_3_2013.pdf
- [7] PSR, “Possíveis Aperfeiçoamentos da Curva de Aversão a Risco”, Apresentação para o ONS, Rio de Janeiro, 19 de março de 2008.
- [8] CEPEL, “Análise de Proposta e Discussão de Alternativas para Implementação da SAR no NEWAVE”, Apresentação para a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, Brasília, 05 de maio de 2008.
- [9] D.D.J.Penna, C.L.V.Vasconcellos, M.I.A.Ennes, A.L.Diniz, M.E.P.Maceira, “Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas - NEWAVE, Manual do Usuário”, Relatório Técnico CEPEL, nº 16010/13, 2013.
- [10] CEPEL, “Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco: Superfície de Aversão a Risco – SAR”, Nota Técnica 65 do Projeto NEWAVE, Rio de Janeiro, Maio de 2013.
- [11] A.L.Diniz, M.P. Tcheou, M.E.P. Maceira, “Uma abordagem direta para consideração do CVAR no problema de planejamento da operação hidrotérmica” XII SEPOPE - Symp. of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Maio 2012.
- [12] A.B. Philpott, V.L. Matos, “Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion”, Eur. J. Oper. Res, v. 218, 470-483, 2012 (Technical report presented on Optimization Online in Dec. 2010).

- [13] A. Shapiro, W. Tekaya, “Report for technical cooperation between Georgia Institute of Technology and ONS – Operador Nacional do Sistema”, Technical Report, Georgia Institute of Technology, 2011.
- [14] A. Shapiro, W. Tekaya, J.P. Costa, M.P. Soares, “Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic Programming method”, *Eur. J. Oper.Res.*, v.224, n.2, pp. 375-391, Jan. 2013.
- [15] A.B. Philpott, V.L. Matos, E.C. Finardi, “On solving multistage stochastic programs with coherent risk measures”, *Optimization Online*, Aug. 2012.
- [16] CEPEL, “Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco: Valor Condicionado a um Dado Risco”, Nota Técnica 66 do Projeto NEWAVE, Rio de Janeiro, Maio de 2013.
- [17] D.D.J.Penna, C.L.V.Vasconcellos, M.I.A.Ennes, A.L.Diniz, M.E.P.Maceira, “Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas - NEWAVE, Manual do Usuário”, Relatório Técnico CEPEL, nº 16010/2013, 2013.