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

GT Metodologia

Taxa de desconto

Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 01-2021

Sumário

1. Introdução 4
2. Sumário Executivo 6
3. Motivação do estudo 9
4. Fundamentação 9
   4.1 Interpretação da taxa de desconto nos modelos de planejamento da operação 9
   4.2 Interpretação da taxa de desconto no modelo de planejamento da expansão 11
5. Proposta de revisão da taxa de desconto 12
   5.1 Proposta para a taxa de desconto no planejamento da operação 12
   5.2 Proposta para a taxa de desconto no planejamento da expansão 13
6. Análises e resultados para o planejamento da operação e formação de preço 13
   6.1 Sensibilidades do efeito da taxa de desconto no NEWAVE 13
   6.2 Análise conceitual da taxa de desconto no planejamento da operação (NEWAVE) 17
   6.3 Taxa de desconto e efeito no mecanismo de aversão ao risco 19
   6.4 Avaliação de equivalência de operação com outros casos 22
      6.4.1 PDE 2029 22
      6.4.2 Garantia Física 26
      6.4.3 PMO de fevereiro de 2015 29
      6.4.4 PMO de novembro de 2020 34
   6.5 *Backtest* independente 38
7. Análises e resultados para a expansão do SIN 42
   7.1 Sensibilidades do efeito da taxa de desconto no MDI 42
      7.1.1 PDE 2029 42
      7.1.2 MDI – PDE 2029 sem restrições de externalidades 45
8. Recomendações 47
9. Referências bibliográficas 49

LISTA DE SIGLAS

CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CVaR	Conditional Value at Risk
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
EARM	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
ENAs	Energias Naturais Afluente
FCF	Função de Custo Futuro
GF	Garantia Física
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
MDI	Modelo de Decisão de Investimentos.
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Plano Decenal de Energia

1. Introdução

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 01/2007 e regulamentada pela Portaria MME n° 47/2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

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

A taxa de desconto adotada nos modelos de planejamento e operação do SIN tem sido objeto de revisões e discussões ao longo dos anos. A taxa já foi revisada duas vezes, uma para a operação e formação de preços e outra para o planejamento e cálculo de Garantia Física.

Em janeiro de 2005, a taxa de desconto utilizada no planejamento da operação foi aumentada de 10% para 12% a.a. (CCEE, 2020). Na época, o valor foi atualizado para a taxa de desconto de referência adotada pela estatal Eletrobrás para avaliar a atratividade de projetos hidrelétricos.

A partir de 2010 os estudos de planejamento da expansão do setor elétrico passaram a utilizar uma taxa de desconto de 8% a.a. Esta mudança teve como objetivo tornar esse parâmetro mais coerente com os cenários macroeconômicos dos estudos de planejamento e avaliações de longo prazo do setor elétrico e, em particular, com as

premissas utilizadas no Plano Nacional de Energia que tem um horizonte mais longo que o do planejamento da operação e efetua a atualização dos CVU das térmicas ao longo do tempo, o que não ocorre no planejamento da operação onde os valores de CVU são constantes durante o período de estudo.

Em 2014, a ANEEL abriu Consulta Pública (CP nº 06/2014), com o objetivo de obter subsídios para a definição da taxa de desconto a ser utilizada nos modelos de planejamento da operação e formação de preço, em resposta a um questionamento levantado na Audiência Pública nº 86/2013 de agosto de 2013 se o valor da taxa de desconto utilizada ainda seria adequado ao contexto econômico e aos modelos de operação e planejamento.

A documentação preparada para esta consulta pública ofereceu alternativas para taxas de desconto reais (deflacionadas), estimadas na época entre 5% e 8%. As taxas propostas eram menores que os 12% utilizados e foram estimadas usando metodologias como a avaliação histórica dos rendimentos dos títulos do tesouro para estimativa da taxa de retorno livre de risco (ANEEL, 2013), estimativa a partir do CAPM aplicado pela adição da taxa livre de risco da economia americana (ANEEL, 2014c) e uma taxa de retorno de ativos, obtida com base na média do custo médio ponderado de capital (WACC) (EPE, 2013).

Embora as simulações detalhadas das operações do sistema indicarem que a revisão desse parâmetro não resultou em significativas modificações do PLD para os períodos simulados (ANEEL, 2014a), o regulador acabou decidindo por manter a taxa de desconto para os modelos de otimização de despacho no nível de 12% a.a., para o planejamento da operação e formação de preço, devido à ausência de consenso com relação ao tema, fruto das distintas opiniões colhidas durante o processo da CP (ANEEL, 2014b), além de entender ser inadequada e desaconselhável a alteração dessa taxa no decorrer do ano civil.

Uma contribuição relevante feita pelos agentes durante a Consulta Pública foi em relação ao receio de alterar a taxa de desconto utilizada diante da recém implementação do mecanismo de aversão a risco (CVaR) nos modelos de otimização, que, na opinião dos agentes, deveria ter seu desempenho avaliado durante algum tempo para verificar possíveis impactos entre esses parâmetros.

Diante da decisão de manter o valor da taxa de desconto em 12% a.a., concluiu-se que perdurava a necessidade de aprimoramento do estudo quanto à melhor alternativa de definição da taxa de desconto.

2. Sumário Executivo

Neste ciclo, a revisão da taxa de desconto foi definida como um dos temas para estudo dado o longo prazo entre o fim das análises das contribuições encaminhadas à CP 006/2014 da ANEEL e por novos questionamentos feitos por agentes sobre o tema. Além da necessidade de esclarecer e dar mais transparência para a sociedade sobre as taxas de desconto utilizadas nos modelos, identificou-se também a necessidade de se entender melhor o mecanismo da taxa de desconto e seu real efeito nos modelos computacionais utilizados no planejamento da expansão, no planejamento da operação e na formação de preços.

O estudo da revisão da taxa de desconto abre duas frentes, uma para seu uso no planejamento da operação e formação de preços e outra para o planejamento da expansão.

Na teoria econômica a taxa de desconto é o parâmetro que estabelece o equilíbrio intertemporal do consumo, isto é, o equilíbrio entre consumir imediatamente ou poupar o recurso para consumir no futuro. No caso do planejamento da operação, a taxa de desconto é aplicada ao "custo futuro" e o seu efeito é reduzir o valor presente do custo futuro, deslocando o equilíbrio entre poupar dinheiro (ter um despacho no presente mais barato por usar mais água) ou poupar água e antecipar o uso de térmicas. Nessa perspectiva, quanto maior a taxa de juros, menor será o custo futuro "trazido" a valor presente. Além do aspecto econômico, há alguns pontos a ponderar que não são tão evidentes no conceito de consumir versus poupar aplicado à operação do sistema hidrotérmico: 1) dependendo do valor utilizado para ponderar o custo da operação futura, pode-se utilizar mais água do que o montante considerado "seguro" para não ter déficits no futuro, dado que o custo futuro reduzido, mesmo com déficit, pode ficar mais barato que o presente com acionamento de térmicas; 2) não há garantia da existência do bem (água) no futuro para suprir as necessidades energéticas. A partir desses pontos

vê-se que a taxa de desconto não representa somente uma relação de poupança, mas também uma relação de risco de disponibilidade energética.

Na expansão há a opção de operar com os recursos existentes (eventualmente tendo um custo de operação alto e déficits) ou investir na expansão da capacidade de geração e/ou transmissão e ter um custo de operação menor. Essa particularidade de poder acrescentar recursos é o principal diferencial do problema de expansão quando comparado ao problema de operação. Portanto, verifica-se que no planejamento da expansão, a taxa de desconto afeta a preferência entre operar e expandir, e a preferência entre as fontes da expansão (custo de capital versus custo de operação).

Considerando os efeitos da taxa de desconto e lembrando que o modelo de planejamento da operação do sistema brasileiro possui atualmente dois mecanismos de aversão ao risco (CVaR e VMinOp) e que em sua aplicação está associada ao incentivo do uso da geração térmica, de forma a poupar mais água no curto prazo, nota-se que estes atuam no sentido oposto ao efeito (do aumento) da taxa de desconto. Consequentemente, se observa que a utilização de uma taxa de desconto positiva acaba por ter um efeito contrário ao da política de aversão ao risco, sugerindo-se que, no limite, se poderia remover a taxa de desconto no planejamento da operação com a finalidade de valorar a aversão ao risco do modelo.

Com a finalidade de se averiguar o impacto da alteração da taxa de desconto, e inclusive a sua a remoção, e os seus efeitos associados à aversão ao risco do modelo, foram analisados diversos casos de decks de PMO, Garantia Física e PDE. Do ponto de vista da operação, considerando que os casos executados retrataram diferentes conjunturas, avaliou-se como uma possível alternativa a retirada da taxa de desconto associada à recalibração do CVaR, de modo a obter uma operação semelhante à obtida considerando a taxa de desconto 12% a.a. e CVaR (50,35). Em geral, as sensibilidades sinalizaram que essa alternativa é viável, reduzindo um dos parâmetros de entrada do modelo e facilitando o processo de calibração da aversão ao risco, uma vez que o uso da taxa de desconto posterga a geração térmica e reduz a aversão ao risco do modelo. Além disso, essa alternativa desvincula os modelos computacionais da volatilidade de indicadores financeiros, que eventualmente podem resultar em indicações indesejáveis de operação do sistema.

Contudo, nota-se que esse é ainda um tema controverso e, em busca de se encontrar um consenso em torno de uma alternativa consistente, faz-se necessária uma maior discussão com a sociedade sobre estas opções. Dessa forma, a recomendação é a continuidade do uso da taxa de 12% a.a. e o endereçamento da continuidade das discussões sobre esse assunto para o próximo ciclo de trabalhos da CPAMP.

Observando a expansão, verifica-se que a taxa de desconto tem uma função de preferência sobre quais deverão ser as fontes indicativas, e como a preferência da expansão está ligada a política energética, entende-se que este deve ser definido pelo MME e a EPE, como acontece no momento.

Por fim, entende-se que não há obrigatoriedade de uniformizar os valores usados entre o planejamento da operação e o planejamento da expansão, dado que eles têm objetivos particulares e a influência da taxa de desconto tem função distinta entre a operação e expansão.

3. Motivação do estudo

Antes do início de cada ciclo da CPAMP são levantados possíveis aprimoramentos metodológicos aplicados aos modelos de planejamento da expansão, planejamento da operação e formação de preços. Nesse processo são identificados tanto temas que já passaram pela comissão e que por algum motivo ficaram em aberto (não tiveram resolução), como novas sugestões de aprimoramentos identificados direta ou indiretamente pelos membros da comissão. Neste ciclo, a revisão da taxa de desconto foi definida como um dos temas para estudo dado o longo prazo entre o fim das análises das contribuições encaminhadas à CP 006/2014 da ANEEL e por novos questionamentos feitos por agentes sobre o tema. Além da necessidade de esclarecer e dar mais transparência para a sociedade sobre as taxas de desconto utilizadas nos modelos, identificou-se também a necessidade de se entender melhor o mecanismo da taxa de desconto e seu real efeito nos modelos computacionais utilizados no planejamento da expansão, no planejamento da operação e na formação de preços.

4. Fundamentação

4.1 Interpretação da taxa de desconto nos modelos de planejamento da operação

O custo de operação de um sistema hidrotérmico é composto pela soma de duas parcelas: custo imediato "CI_t" e custo futuro "CF_{t+1}". O custo imediato, de forma simplificada, é o valor correspondente ao custo da geração termelétrica e o custo de um eventual déficit. Já o custo futuro, é o custo da operação nos próximos períodos em função da disponibilidade hidrológica, ou seja, ele indica o "valor da água". O custo de operação é representado nos modelos de planejamento da operação, simplificadamente, pela fórmula:

$$CO_t = CI_t + CF_{t+1} * 1/(1+r)$$

Onde, r é a taxa de juros e 1/(1+r) é a taxa de desconto, ou o peso dado os períodos futuros.

Um comentário importante é que na maioria dos textos se observa que "r" é chamada de "taxa de desconto", quando a associação correta seria chamar essa variável de "taxa de juros" e chamar de "taxa de desconto" a expressão 1/(1+r). Como o nome do dado

de entrada do modelo NEWAVE é taxa de desconto e ele equivale ao r da expressão acima, chamaremos r de taxa de desconto para mantermos a consistência com o jargão do mercado.

Na teoria econômica a taxa de desconto é o parâmetro que estabelece o equilíbrio intertemporal do consumo, isto é, o equilíbrio entre consumir imediatamente ou poupar o recurso para consumir no futuro. No caso do planejamento da operação, a taxa de desconto é aplicada ao "custo futuro" e o seu efeito é reduzir o valor presente do custo futuro, deslocando o equilíbrio entre poupar dinheiro (ter um despacho no presente mais barato por usar mais água) ou poupar água e antecipar o uso de térmicas. Nessa perspectiva, quanto maior a taxa de juros, menor será o custo futuro "trazido" a valor presente.

Além deste aspecto econômico, há alguns pontos a ponderar que não são tão evidentes no conceito econômico de consumir versus poupar: 1) dependendo do valor utilizado para ponderar o custo da operação futura, pode-se utilizar mais água do que o montante considerado "seguro" para não ter déficits no futuro, dado que o custo futuro reduzido, mesmo com déficit, pode ficar mais barato que o presente com acionamento de térmicas; 2) não há garantia da existência do bem (água) no futuro para suprir as necessidades energéticas. A partir desses pontos vê-se que a taxa de desconto não representa somente uma relação de poupança, mas também uma relação de risco de disponibilidade energética.

O gráfico abaixo mostra o valor da água em função da energia armazenada (EARM) para a operação com taxa 0% a.a. e 18% a.a. (valores meramente ilustrativos), mostrando que quanto maior a taxa de desconto, menor (em termos absolutos) o valor da água. Portanto, dessa forma se "incentiva" o consumo imediato de geração hidrelétrica no curto prazo e posterga-se o despacho da geração termelétrica.

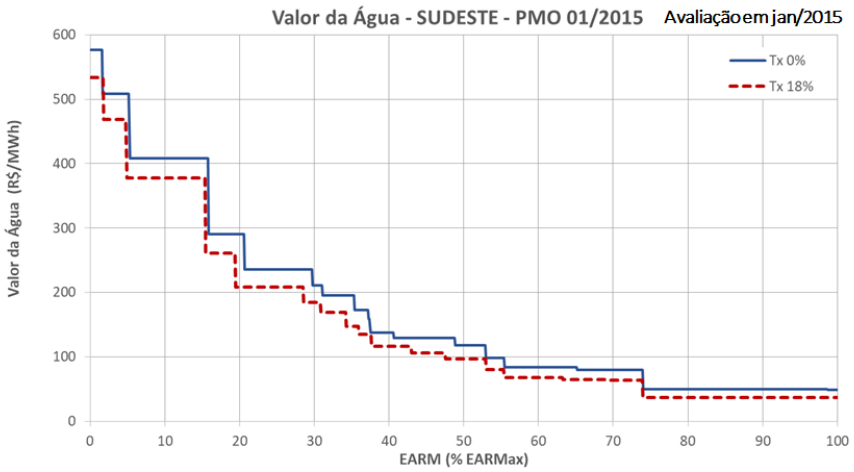

Figura 1 – Exemplo da variação do valor da água de acordo com a taxa de desconto e o nível de armazenamento

4.2 Interpretação da taxa de desconto no modelo de planejamento da expansão

Na expansão há a opção de operar com os recursos existentes (eventualmente tendo um custo de operação alto e déficits) ou investir na expansão da capacidade de geração e/ou transmissão e ter um custo de operação menor. Essa particularidade de poder acrescentar recursos é o principal diferencial do problema de expansão quando comparado ao problema de operação. No caso particular do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) a função objetivo que vai definir a expansão é dada por:

$$\min \sum_{t=1}^{n} \left(\frac{1}{1+tx} \times \left(C_{operação_t} + \sum_{\forall f} \frac{1}{tx} \times c_f \times P_{f_t} \right) \right) + C_{operação_p}$$

Onde:

t: período do horizonte de estudo;

n: número total de períodos do horizonte de estudo;

tx: taxa de desconto;

$C_{operação_t}$: custo de operação do período t;

f: oferta candidata à expansão;

c_f: custo mensal de investimento e O&M relacionado à oferta f em R$/kW/mês;

P_{f_t}: Potência instalada da oferta f no período t em kW.

$C_{operação_p}$: custo de operação perpétuo;

Portanto, verifica-se que no planejamento da expansão, a taxa de desconto afeta a preferência entre operar e expandir, e a preferência entre as fontes da expansão (custo de capital versus custo de operação). Contudo, a preferência é fortemente afetada por restrições naturais aplicadas ao modelo (e.g., disponibilidade de fontes em determinado momento), assim como pela dependência das séries hidrológicas (e.g., mais água, mais disponibilidade de contribuição das usinas hidráulicas no futuro e menor necessidade de energia/potência).

5. Proposta de revisão da taxa de desconto

5.1 Proposta para a taxa de desconto no planejamento da operação

A taxa de desconto pondera o custo futuro do sistema e afeta o valor da opção de poupar ou usar a água dos reservatórios. Em geral, observa-se que quanto maior a taxa de desconto, menor (em termos absolutos) o valor da água e, portanto, surge um "incentivo" do consumo imediato desse recurso e uma postergação do despacho da geração termelétrica.

O modelo de planejamento da operação do sistema brasileiro possui atualmente dois mecanismos de aversão ao risco. São eles a métrica CVaR aplicada na avaliação do custo total de operação e VMinOp que penaliza o uso de água abaixo de um determinado nível dos reservatórios. No seu uso comum ao SIN, uma maior aversão ao risco está associada ao incentivo do uso da geração térmica, de forma a poupar mais água no curto prazo. Neste sentido, nota-se que atuam no sentido oposto ao efeito do aumento da taxa de desconto. Consequentemente, se observa que a utilização de uma taxa de desconto positiva acaba por ter um efeito contrário ao da política de aversão ao risco, sugerindo-se que no limite se poderia remover a taxa de desconto (anular o valor de "r") no planejamento da operação.

Também poderíamos atribuir à taxa de desconto um valor que reflita o custo financeiro do dinheiro, como, por exemplo, as taxas de juros referenciais prefixadas de títulos públicos, com prazo de vencimento equivalente ao prazo de projeção da função de custo

futuro utilizada no modelo, como a NTN-B Principal, seguindo sugestão de (ANEEL, 2013).

A vantagem de uma eventual remoção do uso da taxa de desconto é que livraria os modelos computacionais de planejamento da operação de se associarem diretamente à índices do ambiente financeiro macroeconômico, o que ao serem utilizados como referência pode eventualmente trazer efeitos adversos ao setor. Simplificaria também o processo de calibração de parâmetros de mecanismos de aversão ao risco, uma vez que não haveria a necessidade de compensação ou flexibilização dos parâmetros a fim de se atingir o nível apropriado de segurança do sistema.

Com a finalidade de se averiguar o impacto da alteração da taxa de desconto, e inclusive a sua a remoção, e os seus efeitos associados à aversão ao risco do modelo, foram analisados diversos casos de decks de PMO, Garantia Física e PDE. Nesses casos, ao se retirar a taxa de desconto, foi verificado qual seria o nível de CVaR necessário para se manter uma operação similar aos resultados que obtemos utilizando os níveis de CVaR e taxa de desconto atuais.

5.2 Proposta para a taxa de desconto no planejamento da expansão

Foi avaliado o efeito da taxa de desconto através da execução do MDI para 5 níveis de taxa de desconto 8% (caso base – utilizado atualmente no PDE), 1%, 12,6%, 16% e 20%, tendo em vista verificar se há uma predominância de fontes na composição da expansão em cada um dos casos. A avaliação tem em vista averiguar a necessidade de alteração do valor de 8% em uso atualmente para a taxa de desconto. Esses estudos foram conduzidos no Capítulo 7.

6. Análises e resultados para o planejamento da operação e formação de preço

6.1 Sensibilidades do efeito da taxa de desconto no NEWAVE

A primeira análise efetuada foi verificar a sensibilidade da política de operação do NEWAVE para um caso de PMO com taxas de desconto de 0%, 4%, 12% (oficial) e 18%. Esses testes foram feitos com o PMO de 01/2015 com CVaR oficial (50,35) e os resultados são mostrados abaixo para o custo total de operação médio, custo de geração

térmica médio, geração térmica média, geração hidráulica média, armazenamento médio e CMO médio.

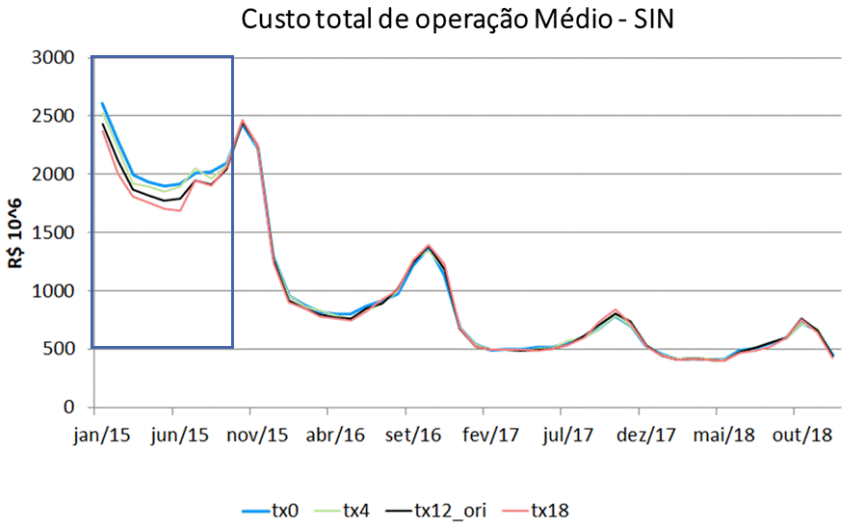

Figura 2 – Custo total de operação médio

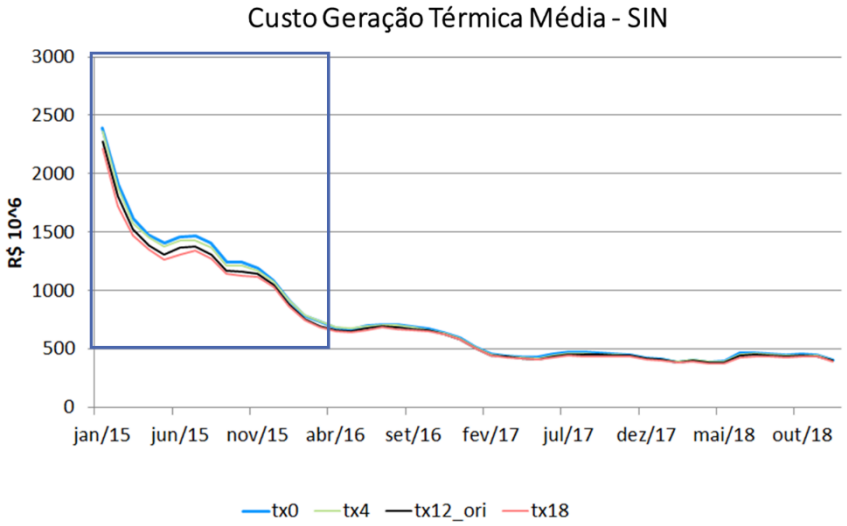

Figura 3 – Custo de geração térmica médio

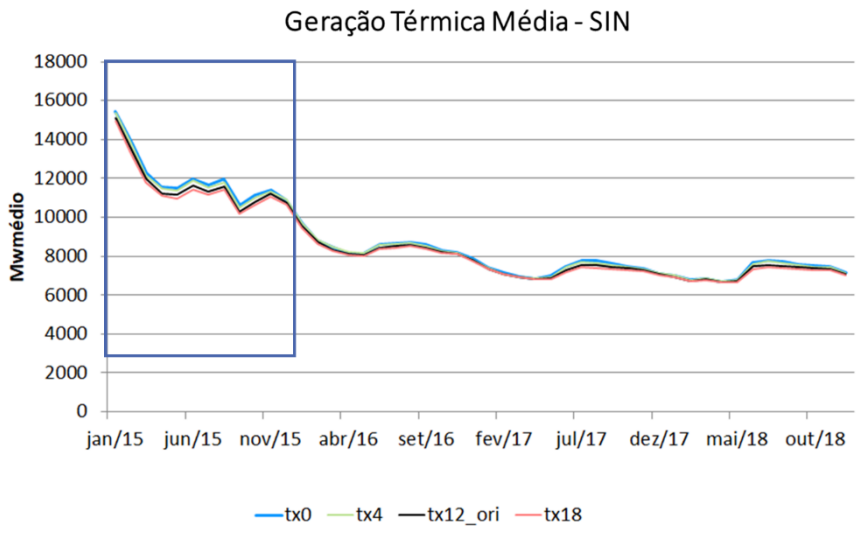

Figura 4 – Geração térmica média

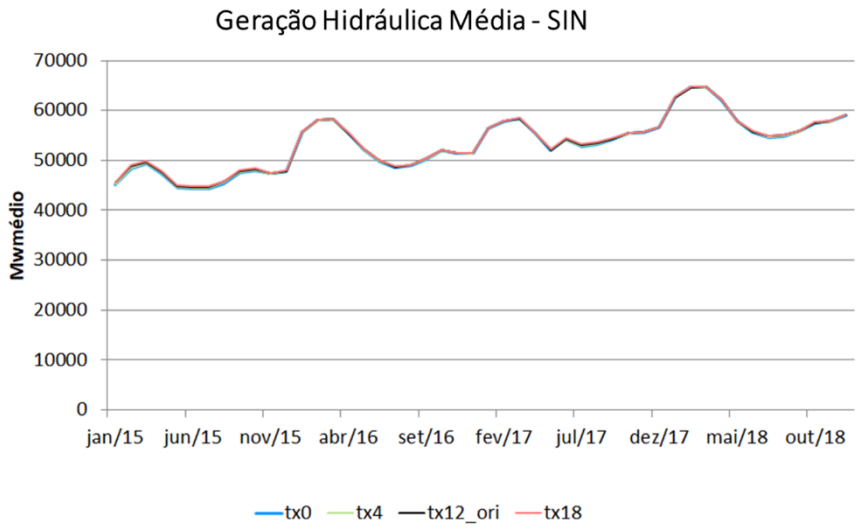

Figura 5 – Geração hidráulica média

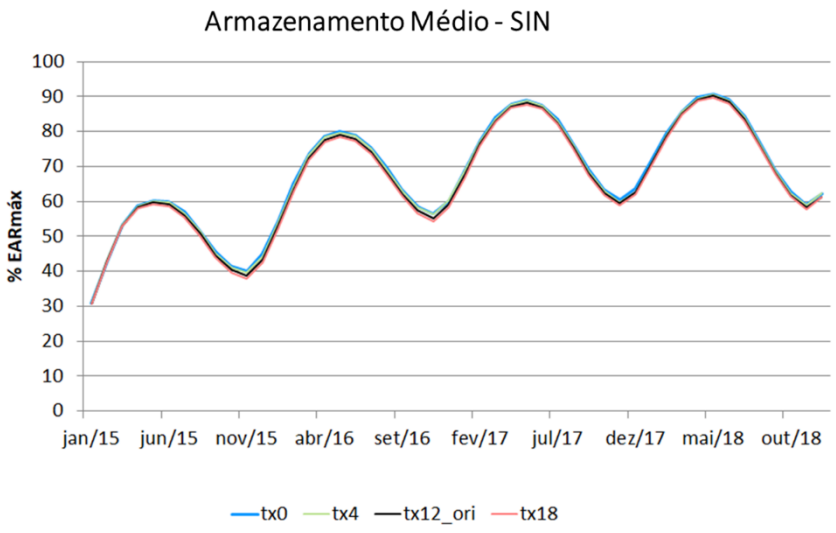

Figura 6 – Armazenamento médio

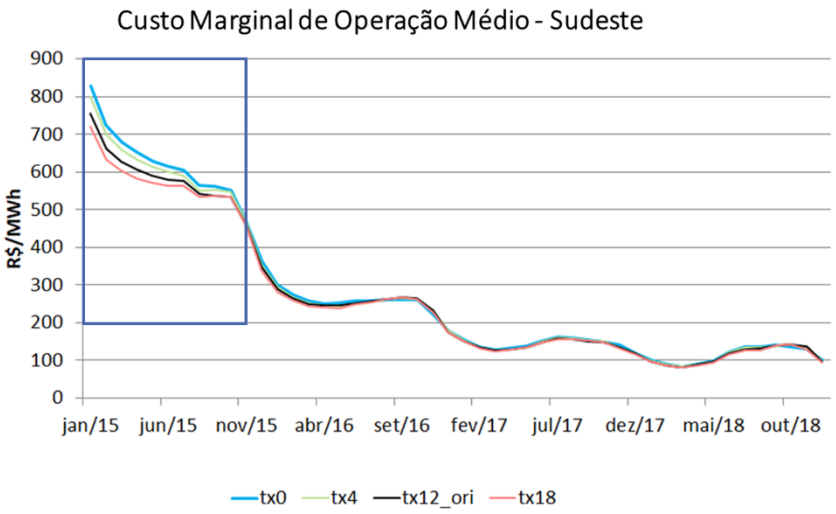

Figura 7 – CMO médio para o Sudeste

A análise de sensibilidade do custo total de operação médio, custo de geração térmica médio, geração térmica média, geração hidráulica média, armazenamento médio e CMO médio nos mostra que ao reduzir a taxa de desconto há uma antecipação da geração térmica e um ganho de armazenamento e ao aumentar a taxa ocorre o inverso, ou seja, há uma postergação da geração térmica e uma perda de armazenamento. Verifica-se um efeito maior da antecipação térmica no início do horizonte (primeiro ano). Percebe-se que esse efeito de utilizar mais térmicas e aumentar o armazenamento (e seus opostos) é uma consequência indireta de aumentar a aversão ao risco no uso do estoque de água.

6.2 Análise conceitual da taxa de desconto no planejamento da operação (NEWAVE)

Para verificar diretamente o efeito da taxa de desconto no valor da água foi utilizado o NEWDESP do NEWAVE para acessar a função de custo futuro (FCF), que informa o custo de operação do próximo estágio (mês) em função do estado hidro-energético do sistema, fixando os estados de todas as dimensões da FCF, exceto o do volume de cada subsistema, que foi então variado de 0 a 100% com o objetivo de observar a variação do valor da água dado uma operação com taxa de desconto 0% e 18% (para se ter um bom contraste).

Quanto maior o valor da água, o sistema fica mais propenso ao despacho de térmicas. O estudo foi feito sobre o PMO de 01/2015 neutro ao risco, que apresenta uma interessante condição inicial com baixas afluências e baixo armazenamento no Sudeste. Os gráficos a seguir mostram o valor da água para o mês de janeiro de 2015.

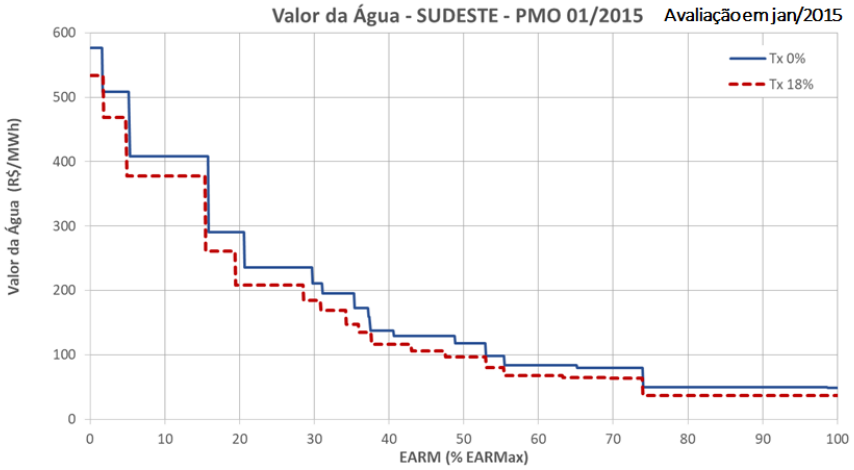

Figura 8 – Variação do valor da água de acordo com a taxa de desconto e o nível de armazenamento do Sudeste para janeiro de 2015

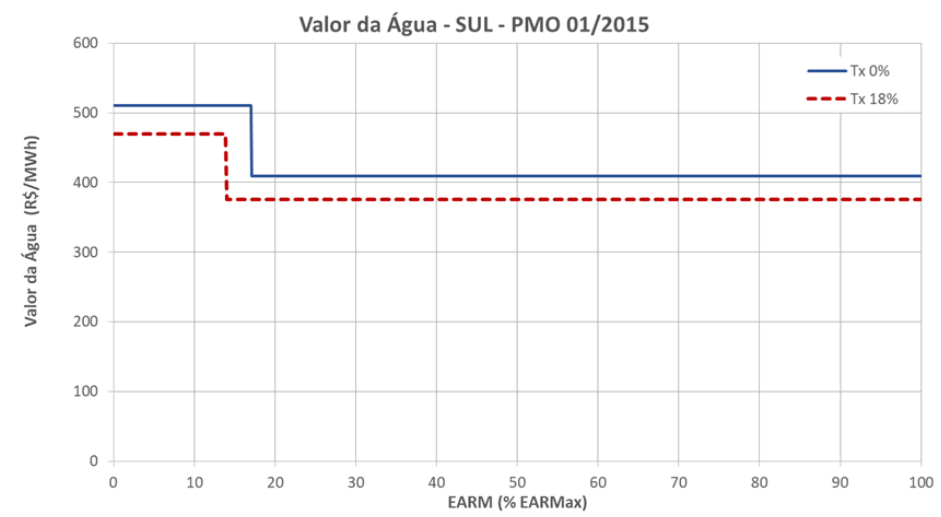

Figura 9 – Variação do valor da água de acordo com a taxa de desconto e o nível de armazenamento do Sul para janeiro de 2015

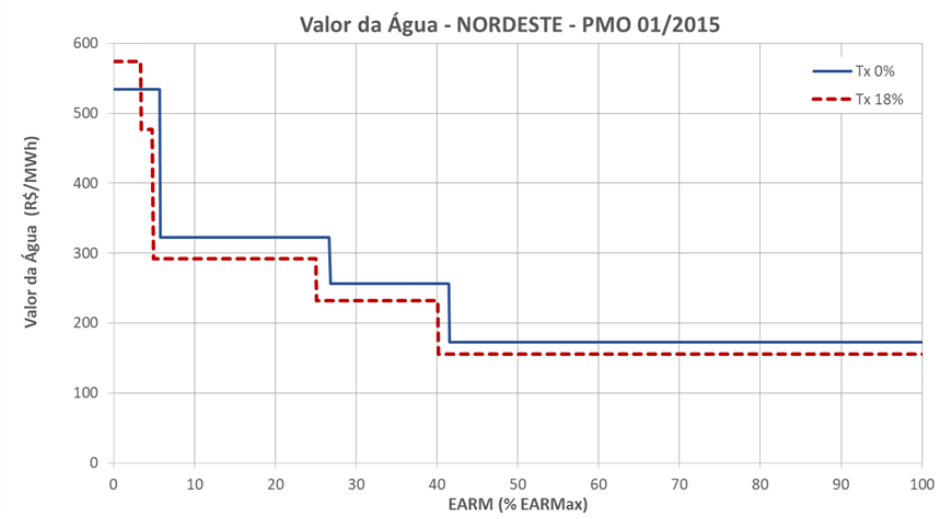

Figura 10 – Variação do valor da água de acordo com a taxa de desconto e o nível de armazenamento do Nordeste para janeiro de 2015

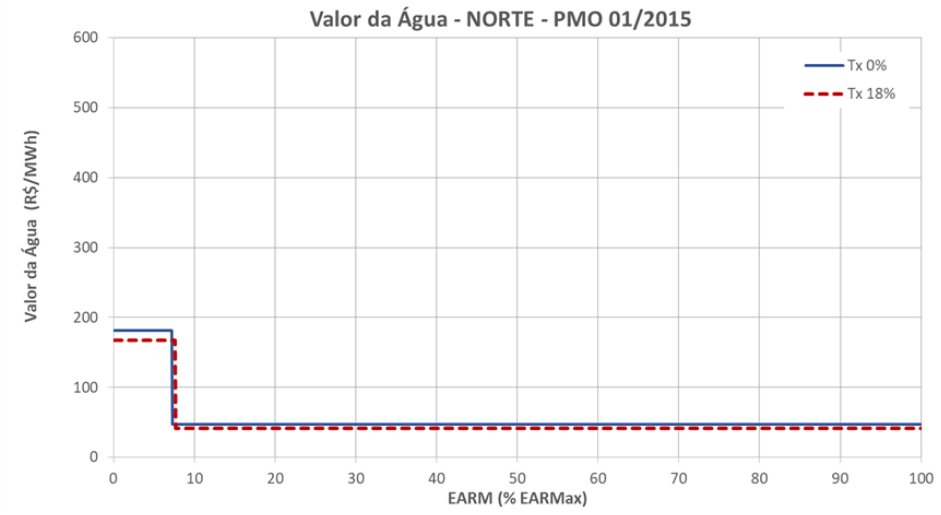

Figura 11 – Variação do valor da água de acordo com a taxa de desconto e o nível de armazenamento do Nordeste para janeiro de 2015

Como observado, a aplicação de taxas de desconto positivas reduz o valor da água, e, em consequência, há um impacto na aversão ao risco. Percebe-se também que há uma variação da diferença de valor da água conforme o nível do reservatório, mostrando que a influência da taxa se reduz conforme os níveis de armazenamento (segurança do sistema) aumenta.

Portanto, seria interessante verificar se haveria uma operação equivalente à atual, caso fosse retirada a aplicação da taxa de desconto. Esse teste pode ser feito verificando se há uma nova parametrização do CVaR que refletisse o efeito da parametrização atual (CVaR (50, 35) e taxa de desconto de 12% a.a.), utilizando a taxa de desconto ("r") da operação reduzida a 0% a.a. Esse teste não só verificaria a possibilidade de simplificar o modelo e evitaria a recalibração periódica da taxa de desconto, mas também comprovaria a influência indireta da taxa de desconto na aversão ao risco do modelo.

6.3 Taxa de desconto e efeito no mecanismo de aversão ao risco

Para verificar a equivalência de operação entre o caso oficial (caso com taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35)) e um caso com taxa de desconto 0% a.a., foi executado o PMO de 01/2015 no NEWAVE com parâmetros de CVaR (50,30), (50,32) e (50,35), comparando os resultados de CMO, armazenamento, geração térmica, geração hidráulica e custo de operação. O gráfico abaixo mostra uma comparação geral entre os casos.

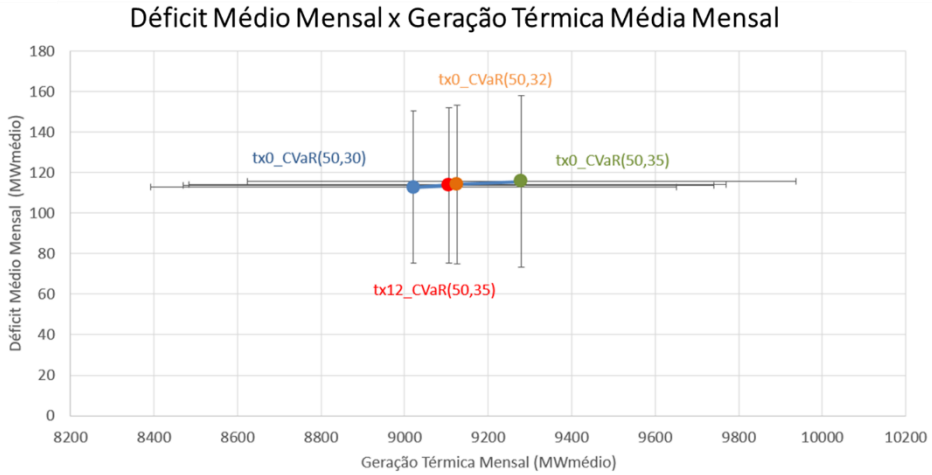

Figura 12 – Comparação entre execuções com diversos parâmetros de CVaR

Como os resultados mais aderentes, em média, foram do CVaR (50,32), somente estes serão detalhados. Os gráficos abaixo mostram os resultados das comparações entre o caso de referência (taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35)) e o caso mais aderente (taxa de desconto de 0% a.a. e CVaR (50,32)) para o CMO médio, geração térmica média, geração hidráulica média, armazenamento médio e custo total de operação médio.

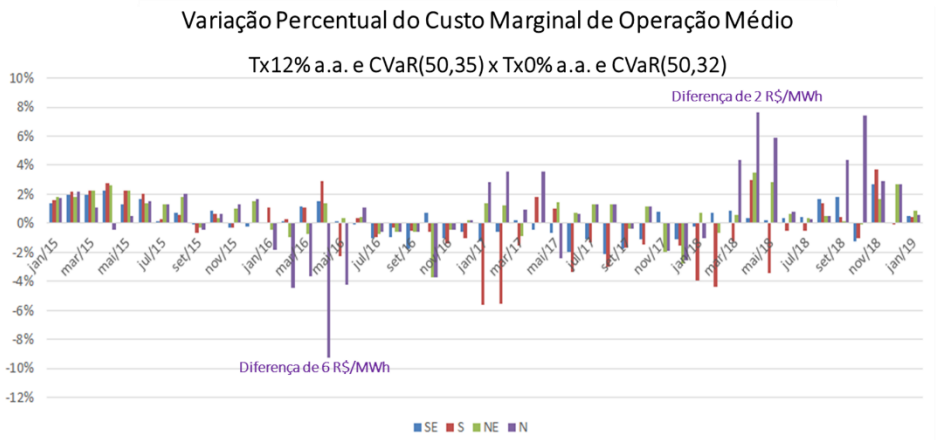

Figura 13 – Variação do CMO médio entre o cenário de referência e o com taxa 0%

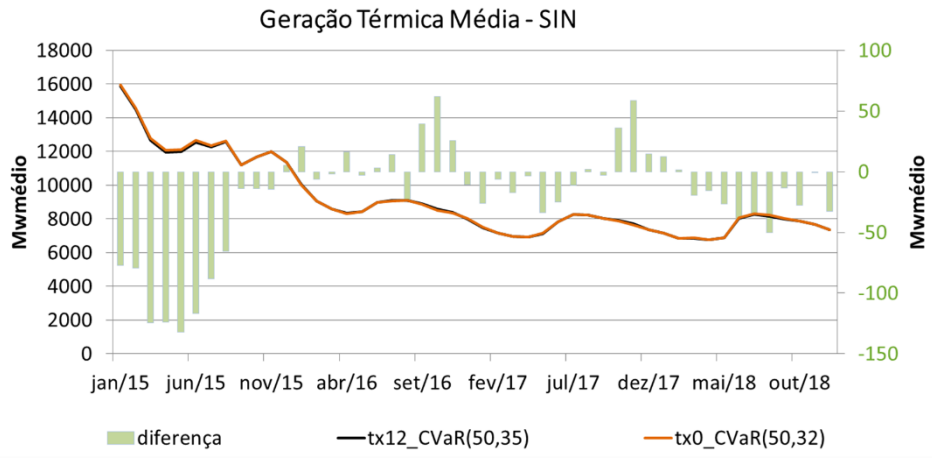

Figura 14 – Comparação da geração térmica média

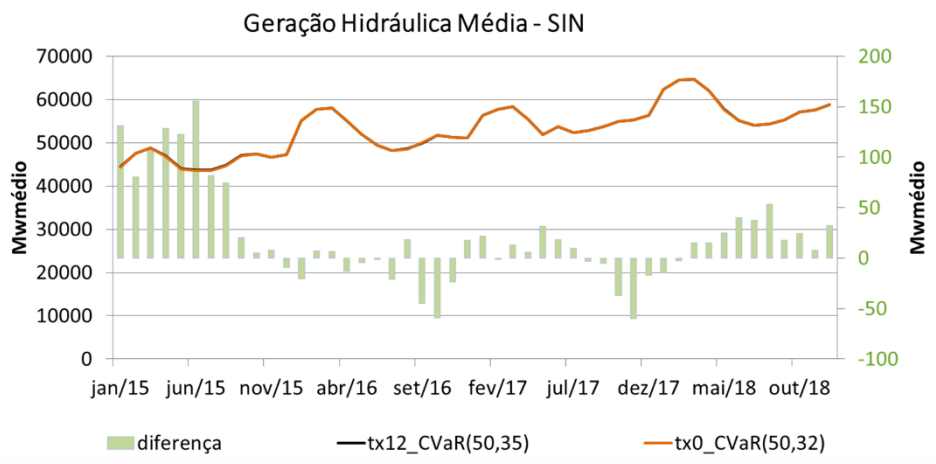

Figura 15 – Comparação da geração hidráulica média

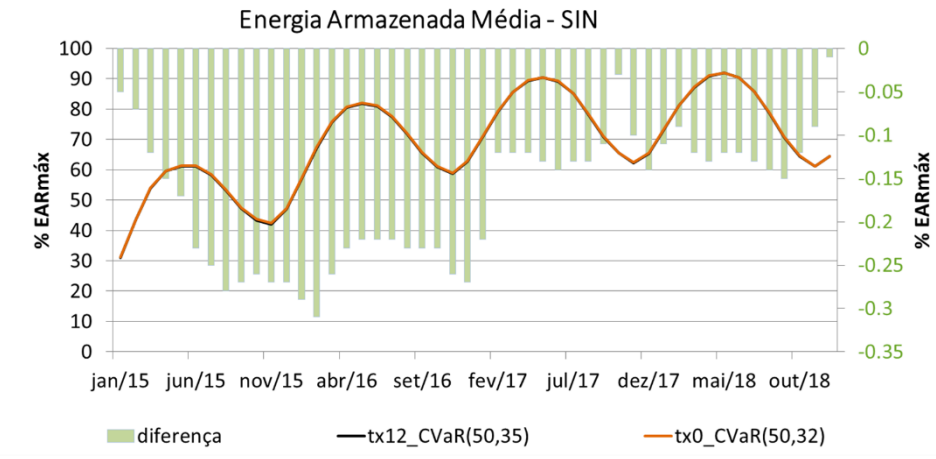

Figura 16 – Comparação do armazenamento médio do SIN

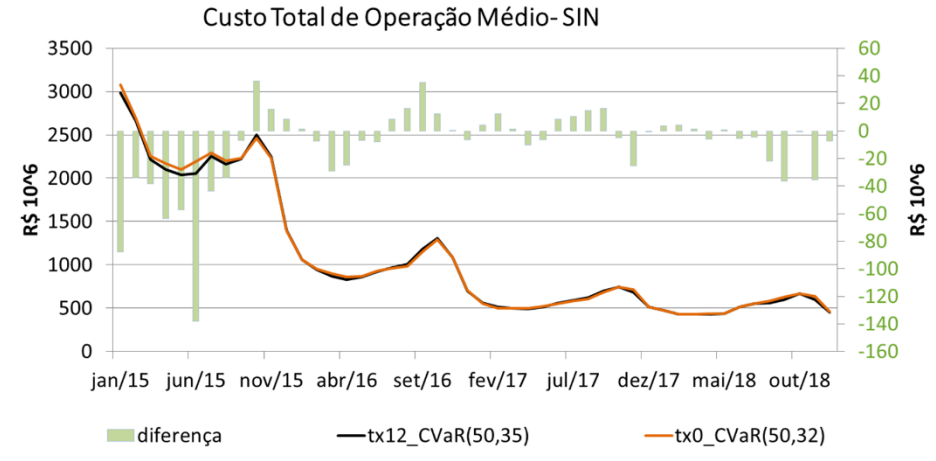

Figura 17 – Comparação do custo total de operação médio

A partir das análises efetuadas e indicadas nos gráficos acima, verificou-se ser possível encontrar uma equivalência de operação ao se anular a taxa de desconto e recalibrar os parâmetros de CVaR.

6.4 Avaliação de equivalência de operação com outros casos

Para verificar o pressuposto de equivalência de operação do caso de referência (taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35)) e um caso com taxa de desconto de 0% a.a. e nova parametrização de CVaR, como observado no item 6.3, novas análises foram feitas com os decks de PDE29, Garantia Física, PMO 02/2015 e PMO 11/2020.

6.4.1 PDE 2029

Para a análise da premissa de operação similar, foi utilizado PDE 2029 com duas configurações, caso base, com taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35) e caso com taxa de desconto 0% a.a. e CVaR (50,34). Como o caso do PDE possui algumas particularidades em relação ao PMO, como atualização de preços e horizonte mais estendido, não observamos o efeito de operação similar com os parâmetros de CVaR (50,32), mas (50,34). Nesta análise foram utilizados para comparação o CMO médio das simulações finais, a distribuição da geração térmica, a distribuição de armazenamento, a distribuição do custo total de operação e distribuição do déficit de energia anual. Os gráficos abaixo mostram os resultados das comparações.

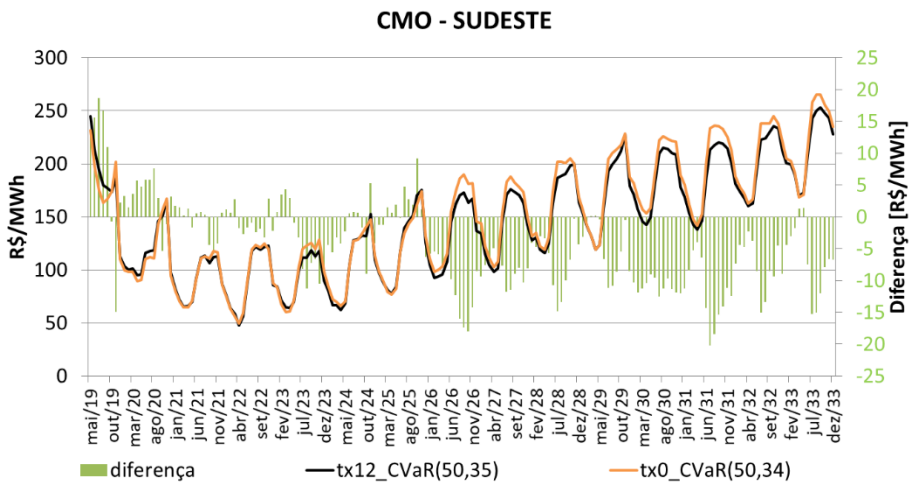

Figura 18 – CMO médio - Sudeste

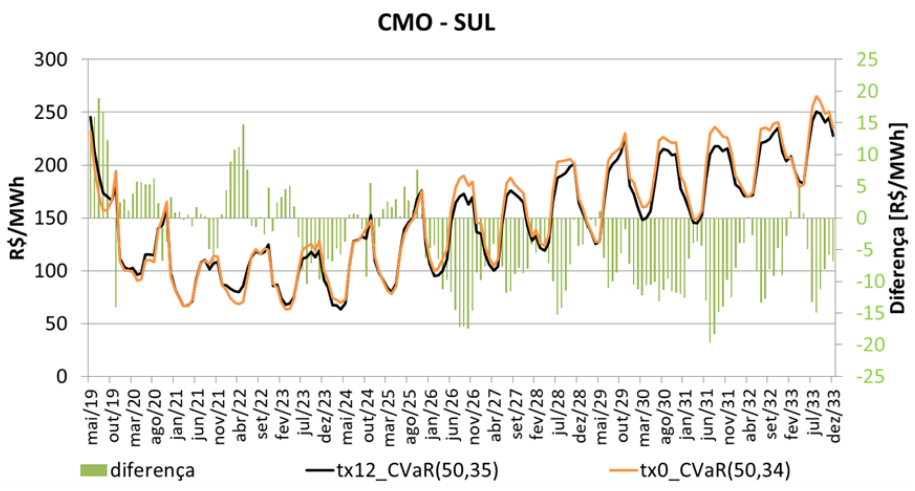

Figura 19 – CMO médio - Sul

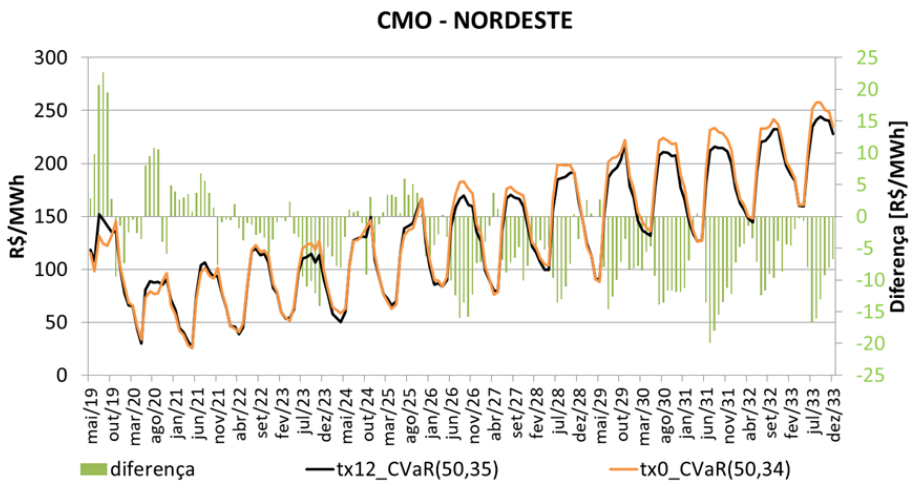

Figura 20 – CMO médio - Nordeste

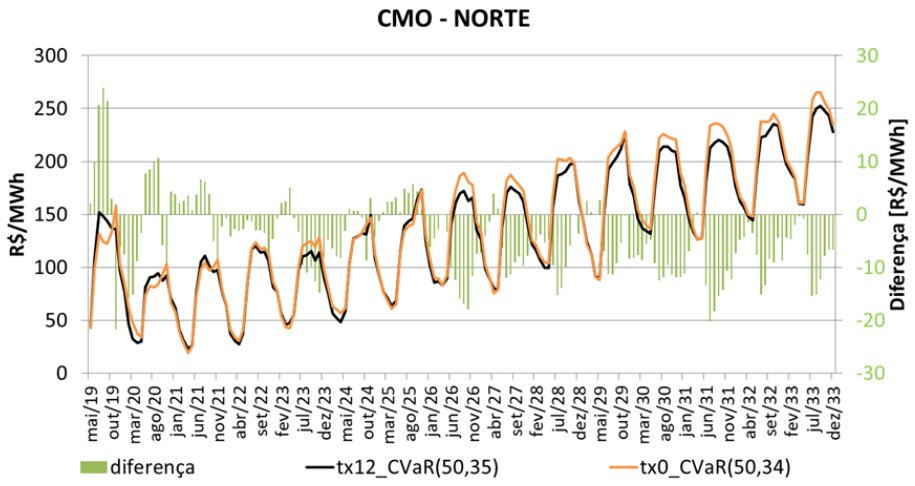

Figura 21 – CMO médio - Norte

Nos gráficos a seguir são comparados os valores de cada saída do modelo, série a série. Esse tipo de gráfico pode ser usado para comparar detalhes das distribuições como dispersões e assimetrias entre elas. Outra vantagem é que são comparados todos os resultados das séries e não somente a média. Para cada gráfico há 2000 valores de cada saída do modelo.

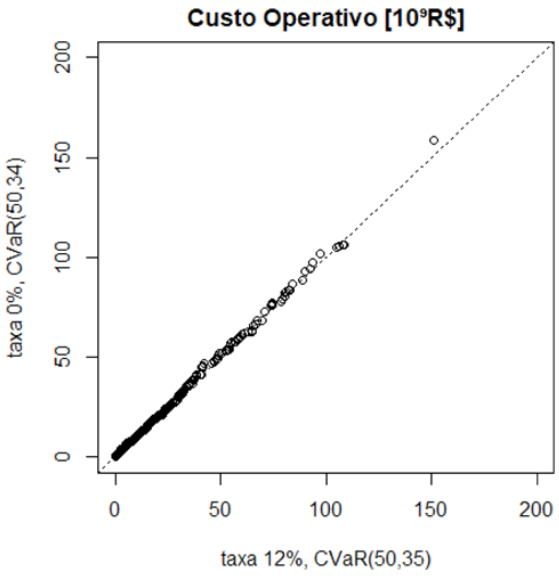

Figura 22 – Comparação das 2000 séries de custo operativo total

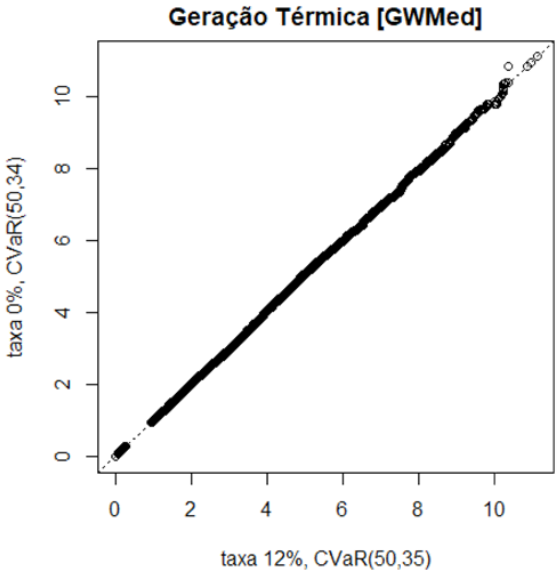

Figura 23 – Comparação das 2000 séries da geração térmica

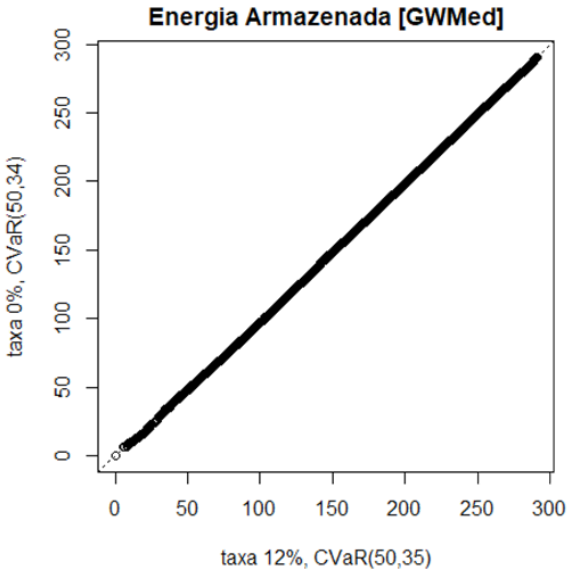

Figura 24 – Comparação das 2000 séries da energia armazenada no SIN

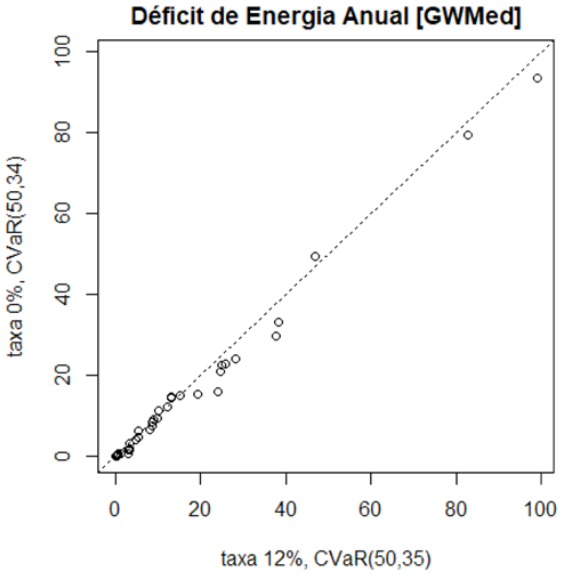

Figura 25 – Comparação das 2000 séries de déficit anual

A partir dos gráficos de média, pode-se inferir que a operação pode ser considerada similar dada a pequena diferença encontrada. Na comparação para os valores das 2000 séries, percebe-se baixa dispersão e elevada simetria, com exceção do déficit para alguns poucos pontos.

6.4.2 Garantia Física

Para a análise da premissa de operação similar para o caso de Garantia Física, foi utilizado o caso para o leilão A-4/2020 e foram comparados os resultados de carga crítica, bloco hidráulico, bloco térmico, $CVaR_{10\%}CMO$, distribuição da geração térmica, distribuição do custo total de operação e distribuição do déficit de energia anual. Foi utilizado um caso oficial, com taxa de desconto de 8% a.a. e CVaR (50,35) e caso com taxa de desconto 0% a.a. e CVaR (50,32). Os gráficos abaixo mostram os resultados das comparações.

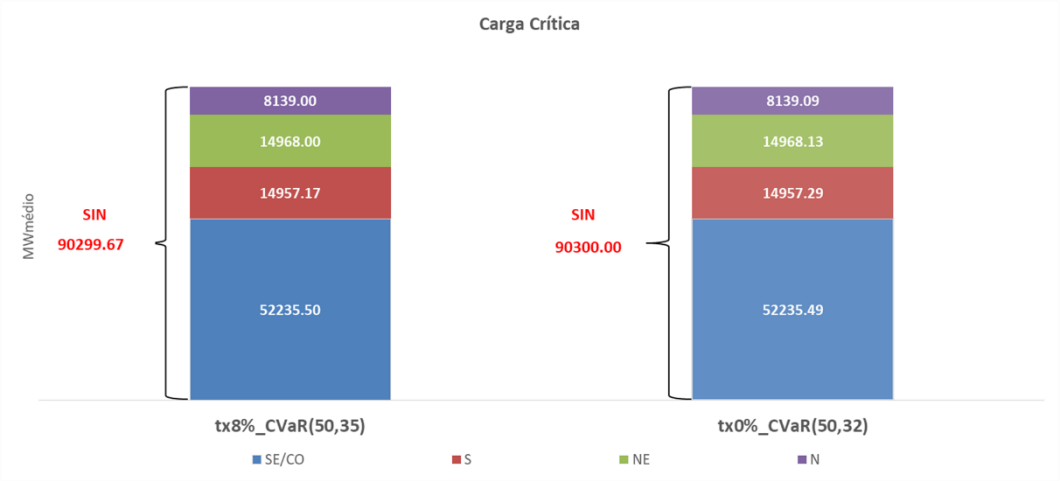

Figura 26 – Comparação da carga crítica

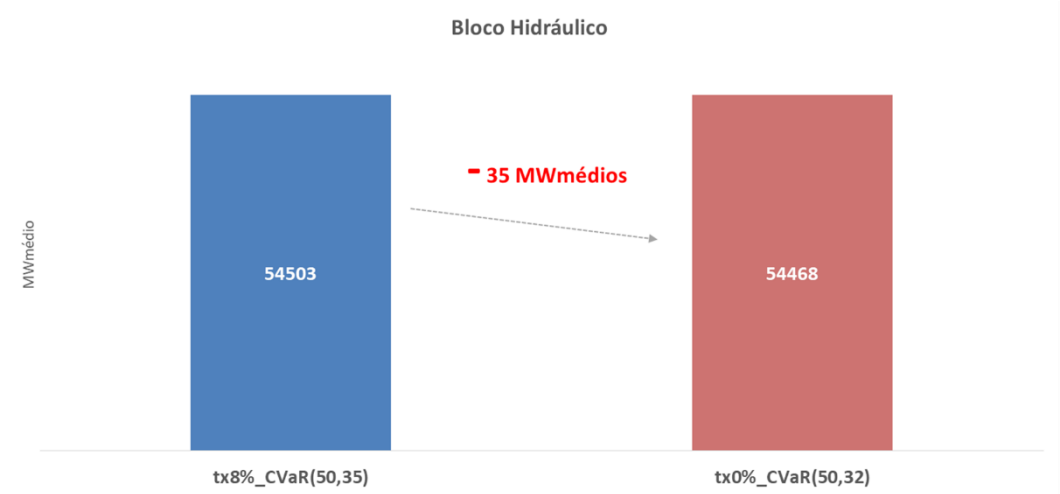

Figura 27 – Comparação do bloco hidráulico

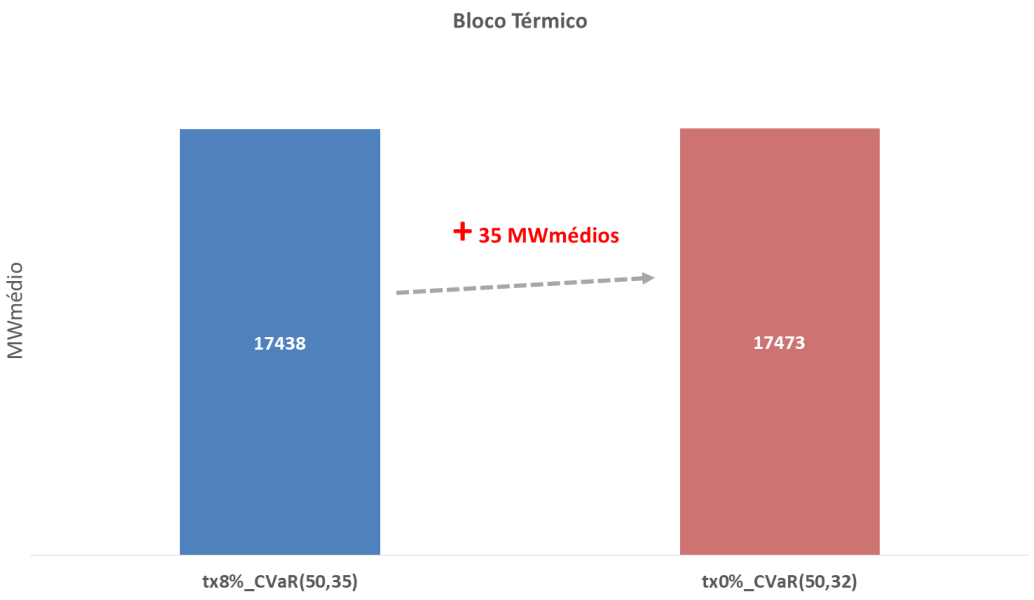

Figura 28 – Comparação do bloco térmico

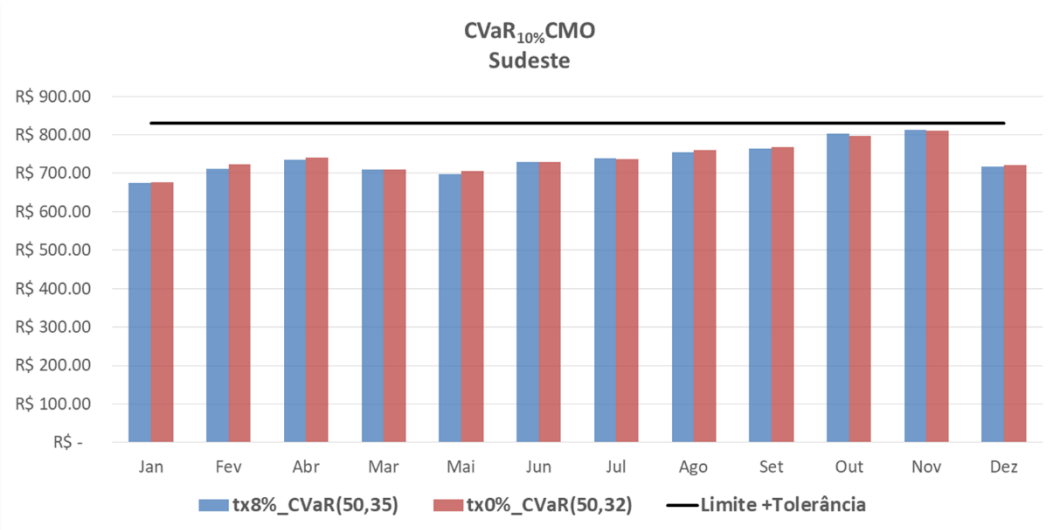

Figura 29 – Comparação do $CVaR_{10\%}CMO$

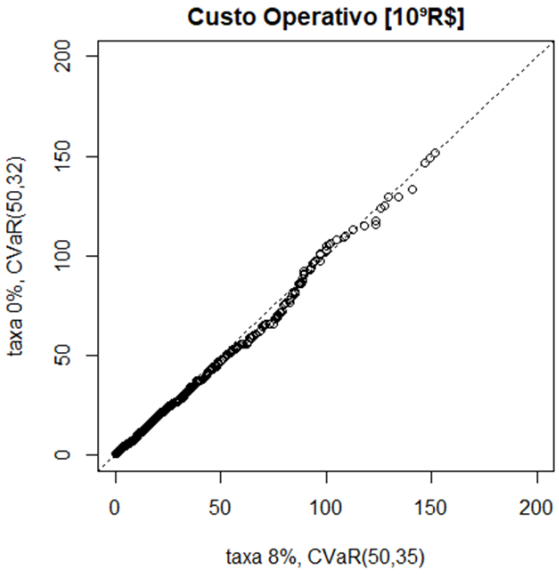

Figura 30 – Comparação das 2000 séries de custo operativo total

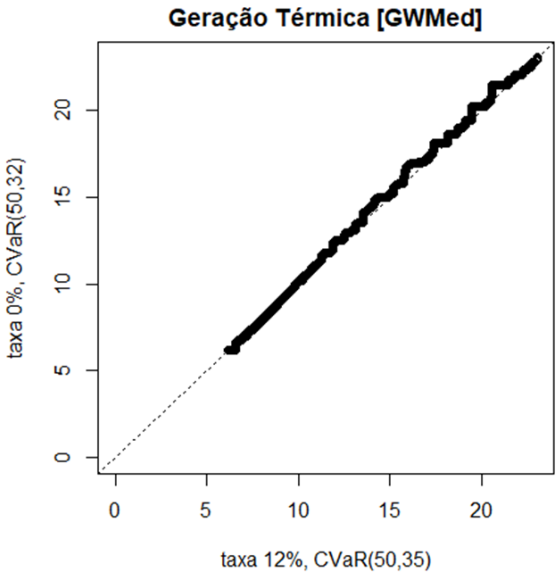

Figura 31 – Comparação das 2000 séries de geração térmica

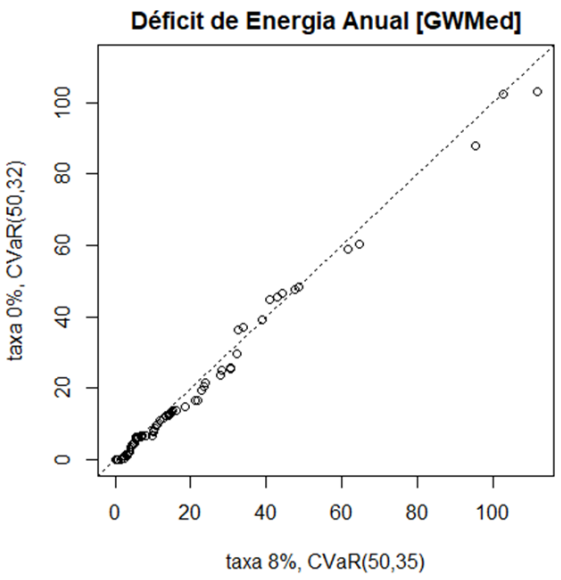

Figura 32 – Comparação das 2000 séries de déficit anual

A partir dos gráficos anteriores, pode-se inferir que a operação pode ser considerada similar dada, principalmente, pela pequena diferença encontrada na carga crítica, bloco hidráulico, bloco térmico e $CVaR_{10\%}CMO$, que são os parâmetros calculados em um caso de GF. Na comparação para os valores das 2000 séries, percebe-se baixa dispersão e baixa assimetria.

6.4.3 PMO de fevereiro de 2015

Para a análise da premissa de operação similar para o PMO 02/15, foram comparados os resultados de CMO médio, distribuição da geração térmica, distribuição de armazenamento, distribuição do custo total de operação, distribuição do déficit de energia anual, risco de déficit e a convergência através do Zinf. Foi utilizado um caso oficial, com taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35) e caso com taxa de desconto 0% a.a. e CVaR (50,32). Os gráficos abaixo mostram os resultados.

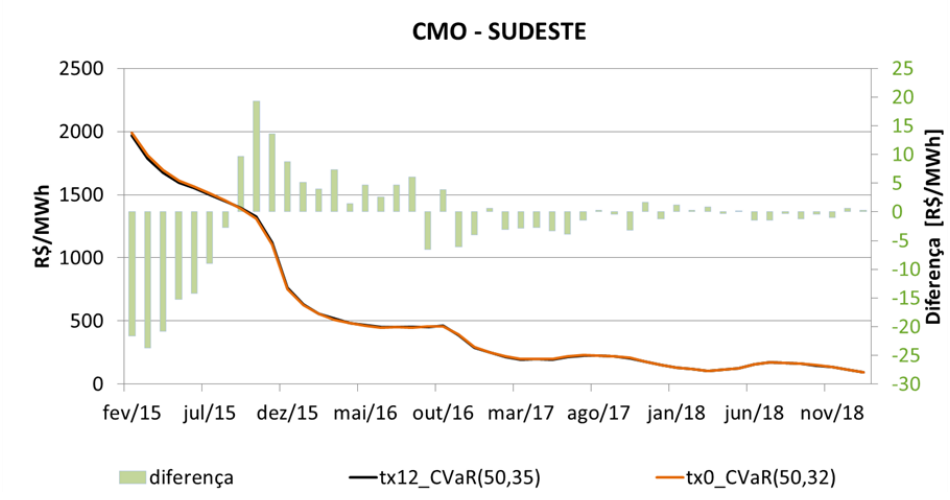

Figura 33 – CMO médio - Sudeste

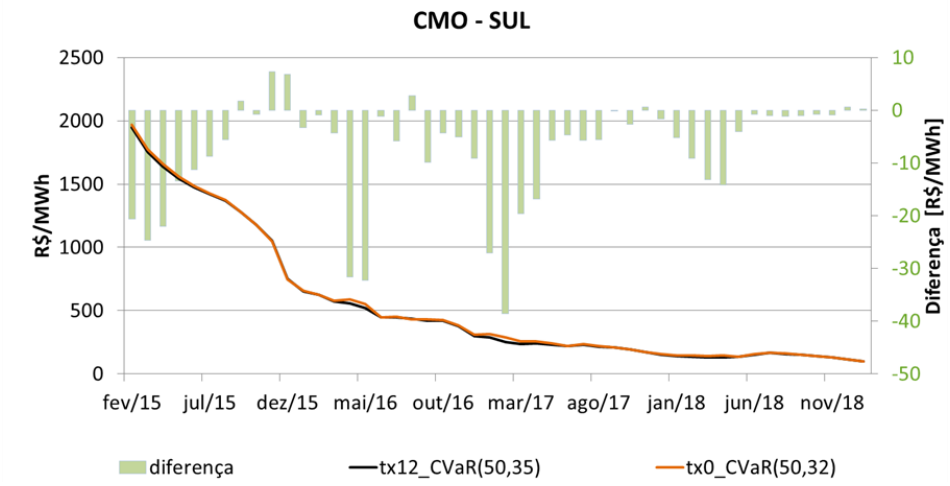

Figura 34 – CMO médio - Sul

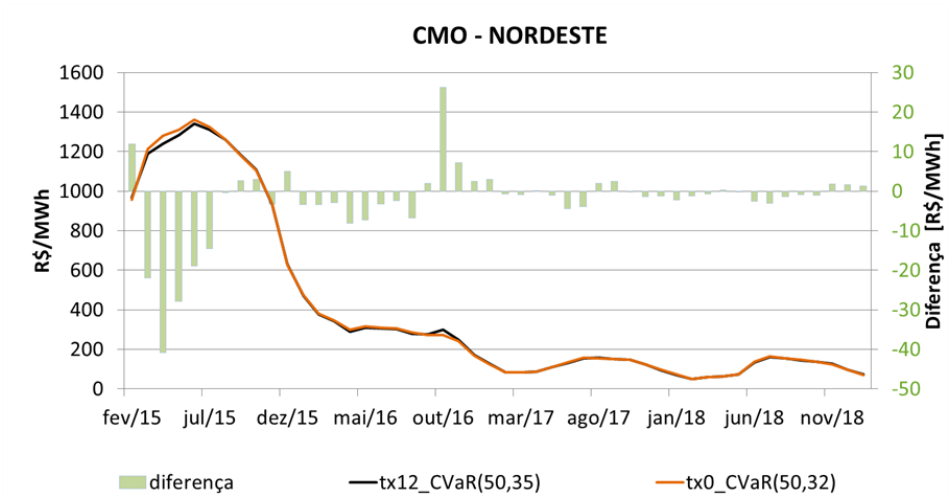

Figura 35 – CMO médio - Nordeste

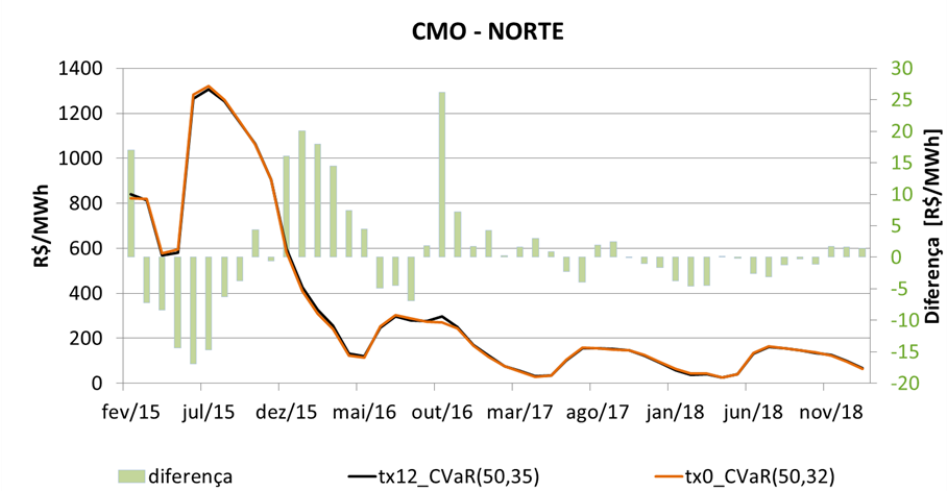

Figura 36 – CMO médio - Norte

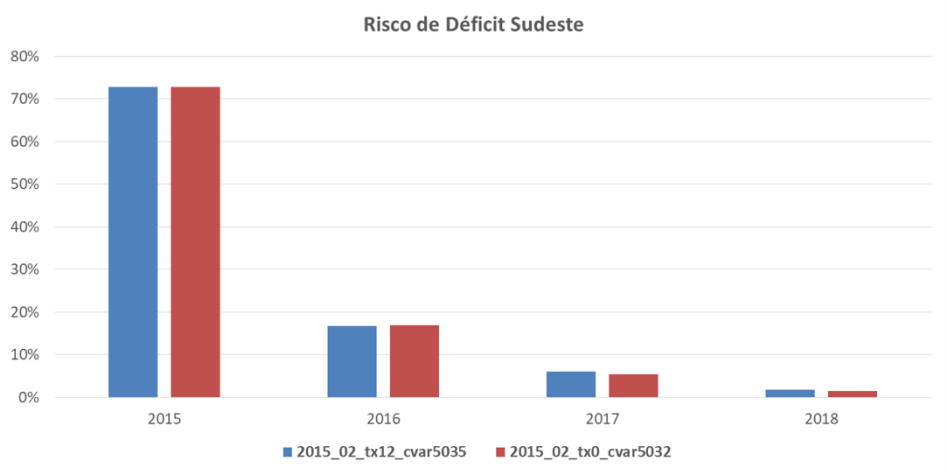

Figura 37 – Risco de déficit no Sudeste

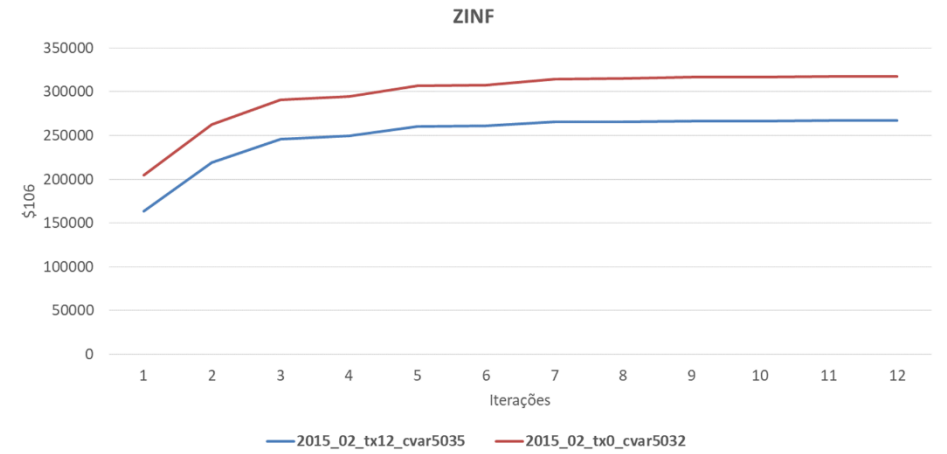

Figura 38 – Comparação de convergência

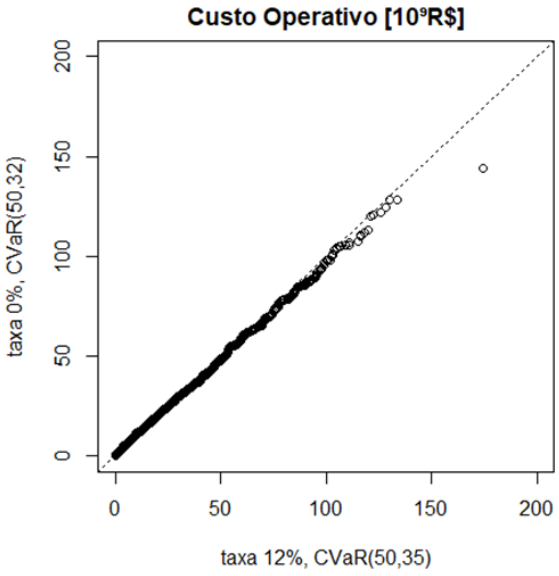

Figura 39 – Comparação das 2000 séries de custo operativo total

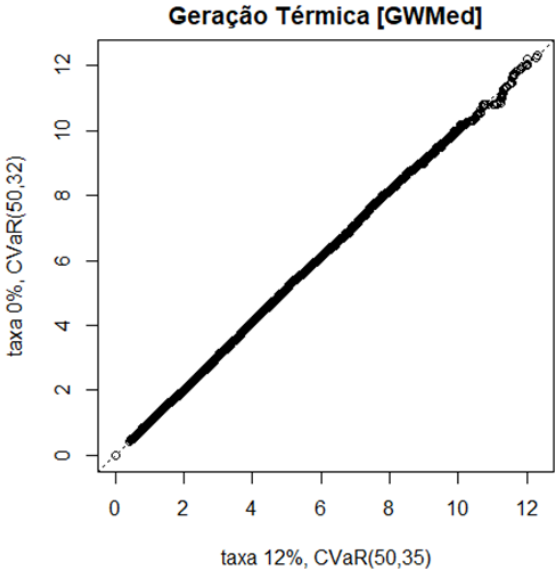

Figura 40 – Comparação das 2000 séries da geração térmica

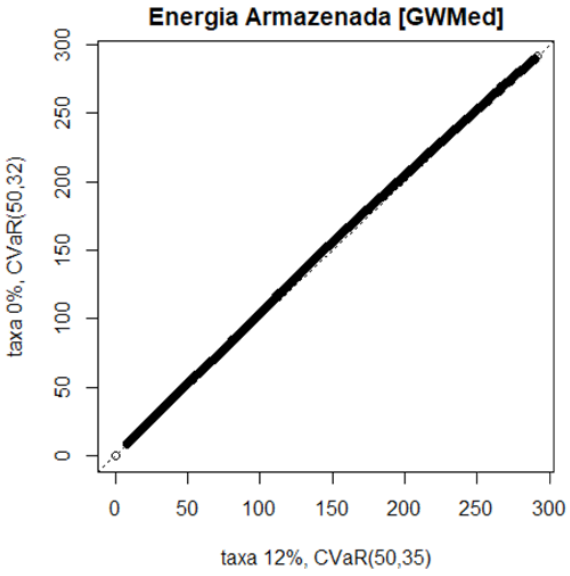

Figura 41 – Comparação das 2000 séries da energia armazenada no SIN

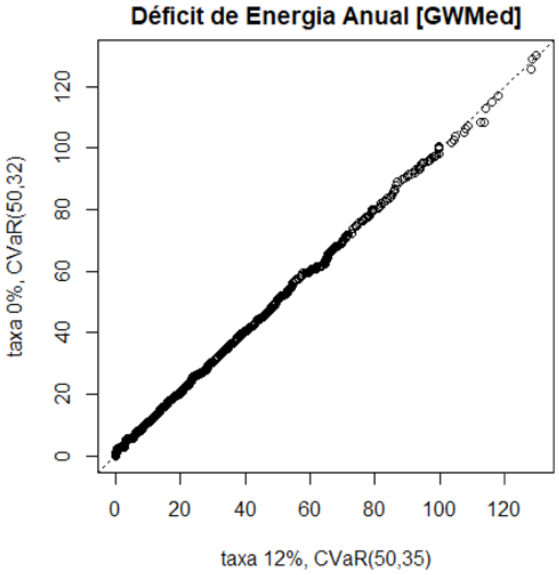

Figura 42 – Comparação das 2000 séries de déficit anual

A partir dos gráficos de média, pode-se inferir que a operação para este PMO também pode ser considerada similar, dada a pequena diferença encontrada. Os resultados de risco de déficit e comparação para os valores das 2000 séries também corroboram a hipótese de operação similar. Já o resultado da convergência, mostra que não se observa alteração no percurso da convergência do modelo ao longo das iterações, a diferença observada quantitativamente se dá pelo uso de valores diferentes de taxa de desconto nessa saída do modelo.

6.4.4 PMO de novembro de 2020

Para a análise da premissa de operação similar para o PMO 11/20, foram feitas as mesmas comparações das análises do PMO 02/15. Foi utilizado um caso oficial, com taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35) e caso com taxa de desconto 0% a.a. e CVaR (50,32). Os gráficos abaixo mostram os resultados das comparações.

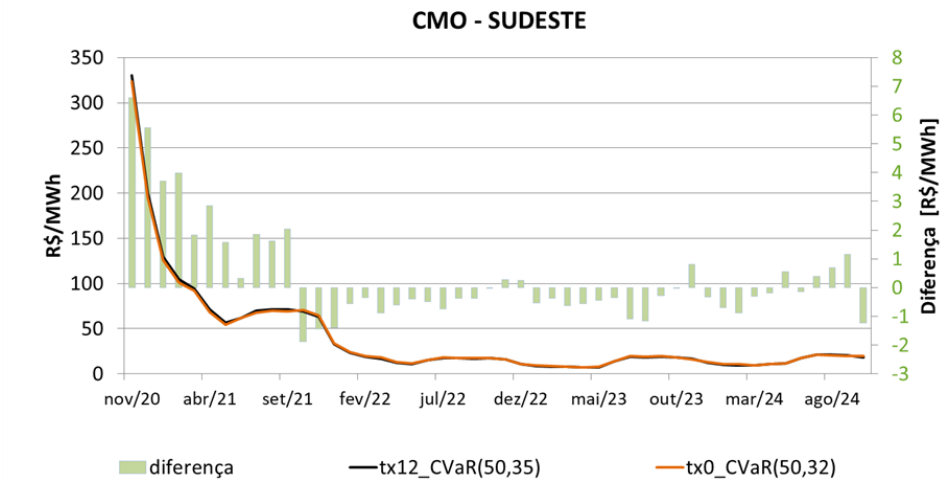

Figura 43 – CMO médio - Sudeste

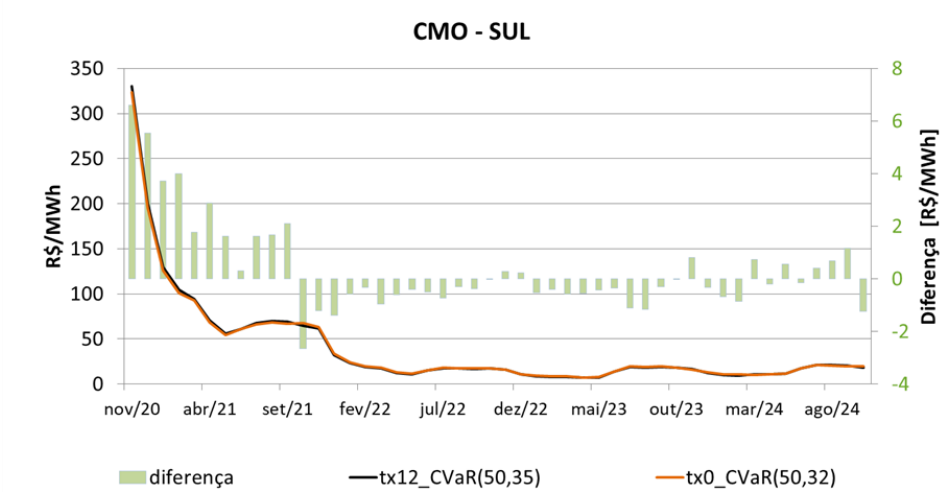

Figura 44 – CMO médio - Sul

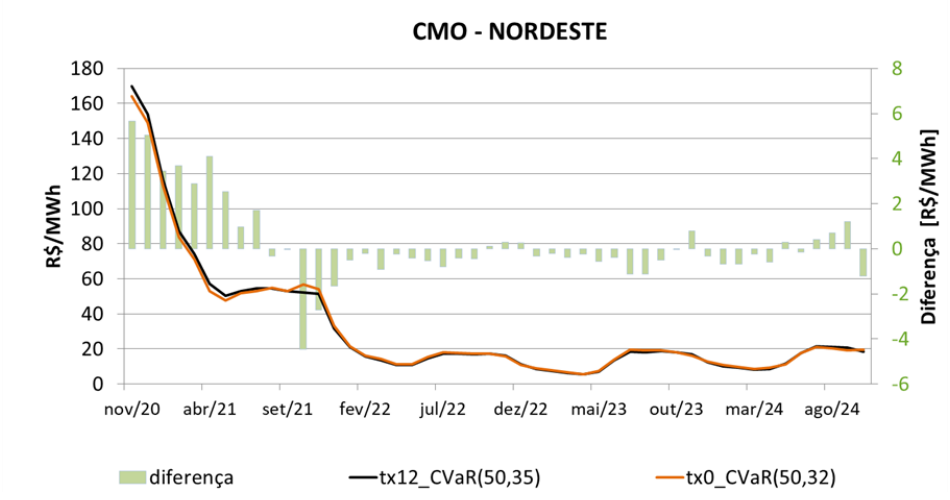

Figura 45 – CMO médio - Nordeste

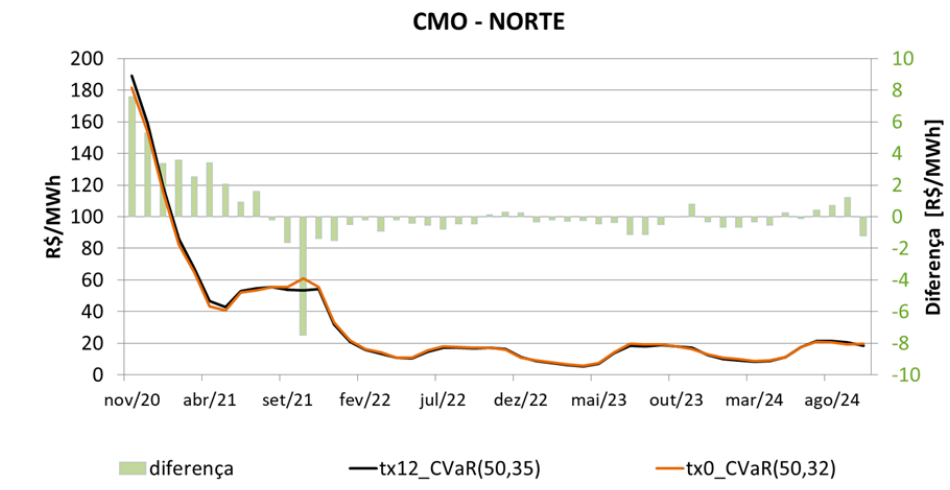

Figura 46 – CMO médio - Norte

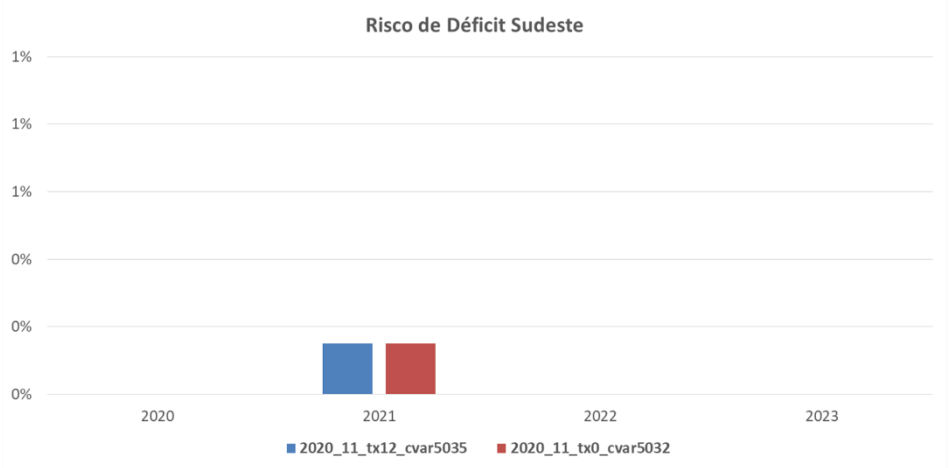

Figura 47 – Risco de déficit no Sudeste

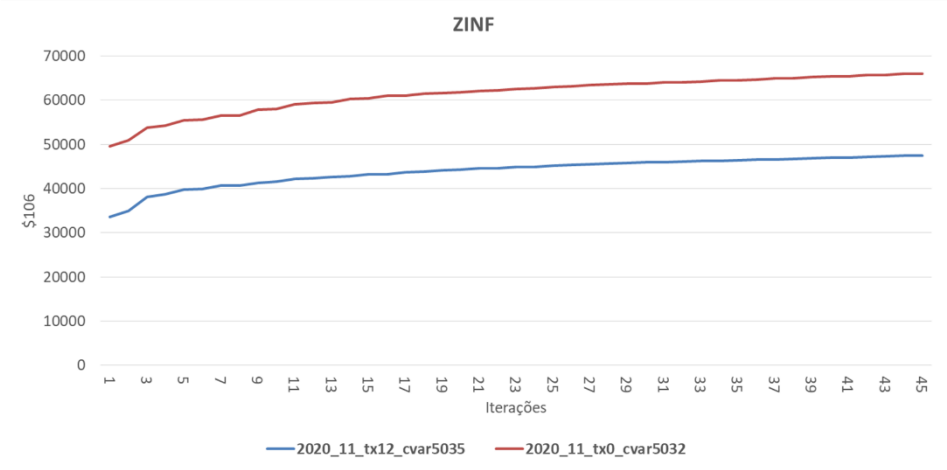

Figura 48 – Comparação de convergência

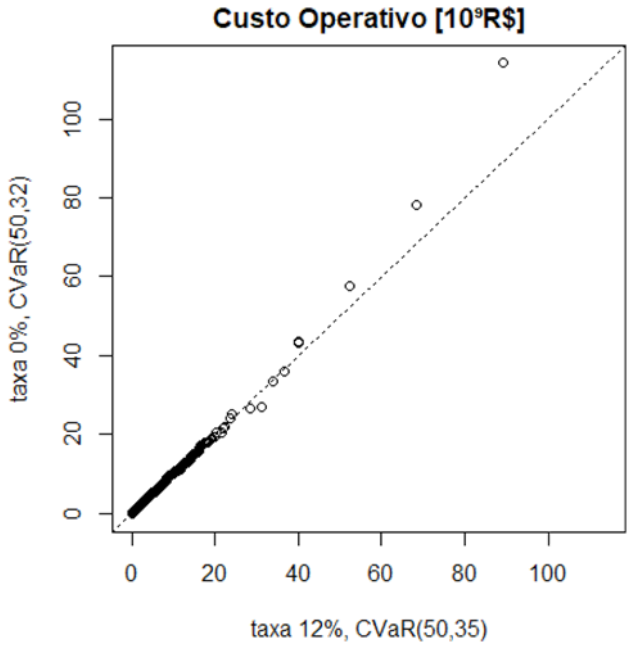

Figura 49 – Comparação das 2000 séries de custo operativo total

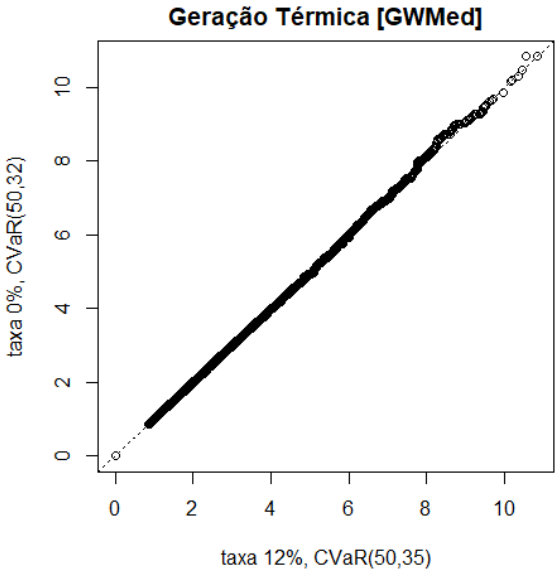

Figura 50 – Comparação das 2000 séries da geração térmica

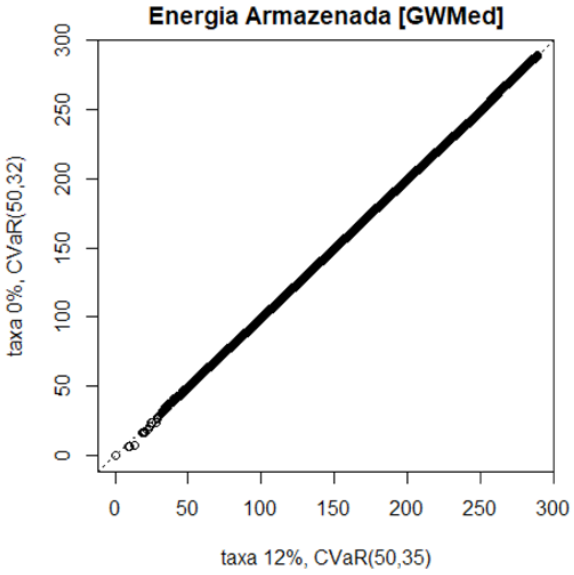

Figura 51 – Comparação das 2000 séries da energia armazenada no SIN

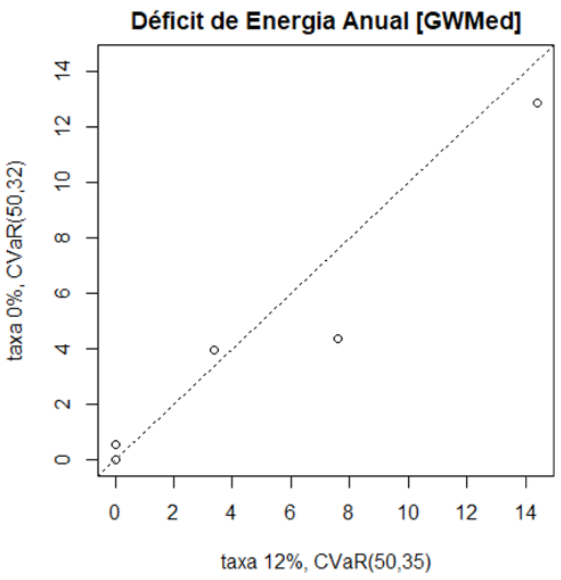

Figura 52 – Comparação das 2000 séries de déficit anual

A partir dos gráficos de média, pode-se inferir que a operação para este PMO também pode ser considerada similar, dada a pequena diferença encontrada. Os resultados de risco de déficit e comparação para os valores das 2000 séries também corroboram a hipótese de operação similar. Observa-se uma assimetria na comparação do déficit, contudo há poucos déficits e com profundidade relativamente baixa. O resultado da convergência, mostra que não se observa alteração no percurso da convergência do modelo ao longo das iterações, a diferença observada quantitativamente se dá pelo uso de valores diferentes de taxa de desconto nessa saída do modelo.

6.5 *Backtest* independente

Além dos estudos baseados em execuções do modelo NEWAVE, constatou-se a importância da verificação dos efeitos em execuções encadeadas de NEWAVE e DECOMP. Com esse fim, foi feito um estudo considerando um período crítico para o SIN, de Jan/2019 a Abr/2019, caracterizado por uma grande volatilidade de preços devido a reduções de afluência sobretudo nos meses de Dez/2018 e Jan/2019. Para esse teste foram utilizadas as versões NEWAVE v27 e DECOMP v30.1.

Além do caso base, com taxa de desconto de 12% a.a., verificou-se a hipótese de operação similar através do caso com taxa de desconto 0% a.a. e novo parâmetro de CVaR (50,32). Executou-se também os casos com taxa de desconto 0% a.a. e taxa de desconto igual a 2.82% a.a., correspondente à média da taxa de retorno do papel do

Tesouro IPCA+(2026) em outubro de 2020, aqui indicado como “caso NTNB”. Nesses dois últimos casos, os parâmetros do CVaR foram os atualmente vigentes, ou seja, alfa 50 e lambda 35. O gráfico abaixo apresenta as comparações para PLD Sudeste e Sul, que ficaram acoplados no período:

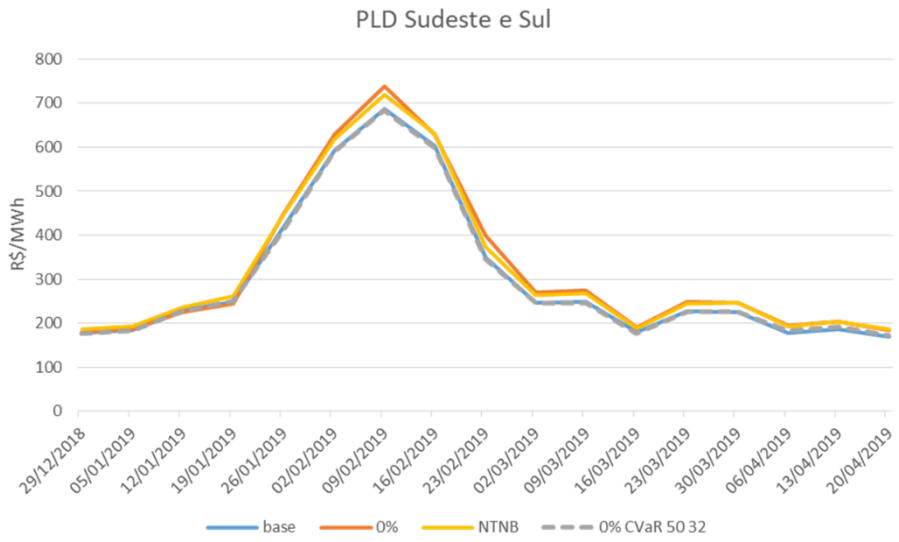

Figura 53 – PLD semanal Sudeste e Sul

De forma geral, o gráfico anterior subsidia a hipótese de que com a redução da taxa de desconto, os modelos tendem a apresentar preços mais altos. Porém existem casos que essa tendência não se confirma totalmente. Por exemplo, quando analisamos o diferencial dos preços com relação ao caso base, nota-se que para períodos específicos podem existir a inversão dessa tendência, como apresentado na figura abaixo:

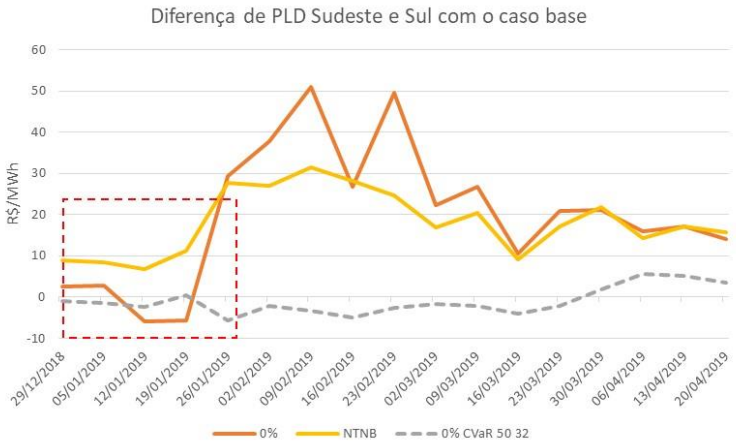

Figura 54 - PLD semanal Sudeste e Sul x caso Base

Através da Figura 54, verifica-se que o caso NTNB (que considera uma taxa de desconto de 2.82% a.a.) apresenta PLDs para o mês de janeiro/2019 mais altos do que os casos de

taxa 0%. A partir de fevereiro/2019 essa tendência se inverte e ao final do período de estudo ambos apresentam PLDs bastante semelhantes. Os PLDs do Nordeste e do Norte são apresentados abaixo:

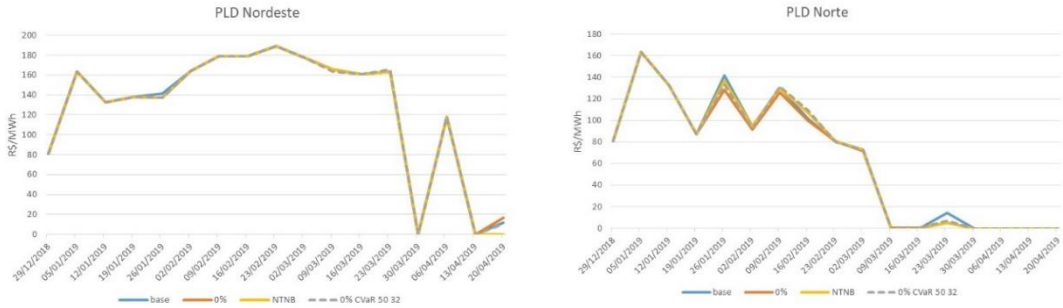

Figura 55 - PLDs Nordeste e Norte

Para ambos os submercados, nota-se pela Figura 55 que os diferenciais de preços foram marginais. A geração termelétrica e geração acumulada no SIN são apresentadas a seguir:

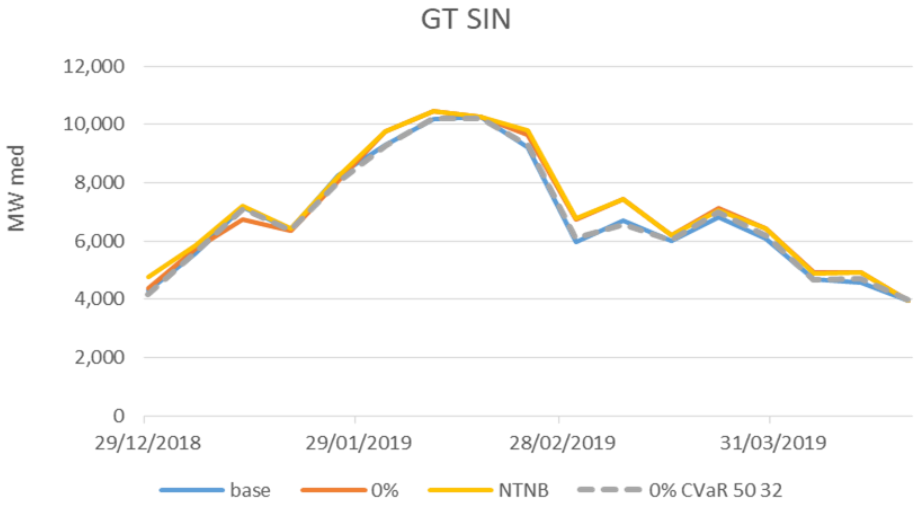

Figura 56 – Geração termelétrica do SIN

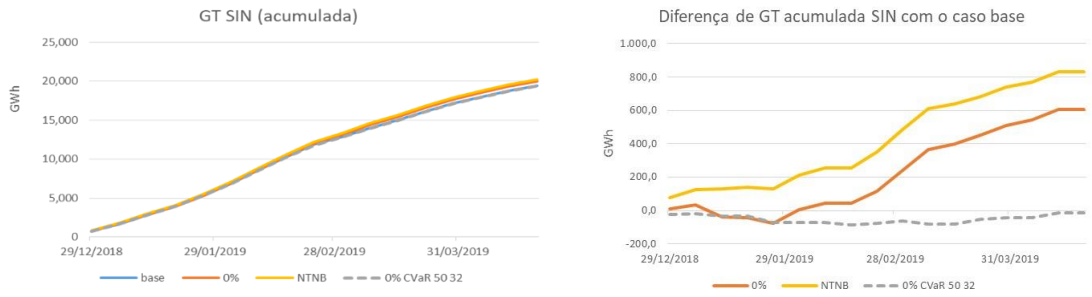

Figura 57 – Geração termelétrica acumulada no SIN

Através da Figura 57 de gerações térmicas acumuladas, verifica-se que o efeito de reversão dos preços entre a curva NTNB e 0% em janeiro se reflete também na geração termelétrica. Esse efeito no primeiro mês se perpetua na geração acumulada ao longo do horizonte. O caso 0% CVaR (50,32) apresenta geração termelétrica muito semelhante ao caso base, corroborando o efeito de compensação da redução da taxa de desconto acompanhada a uma necessidade de recalibração do CVaR, caso se deseje manter os níveis de despacho em níveis semelhantes. Os efeitos na geração hidráulica são apresentados a seguir:

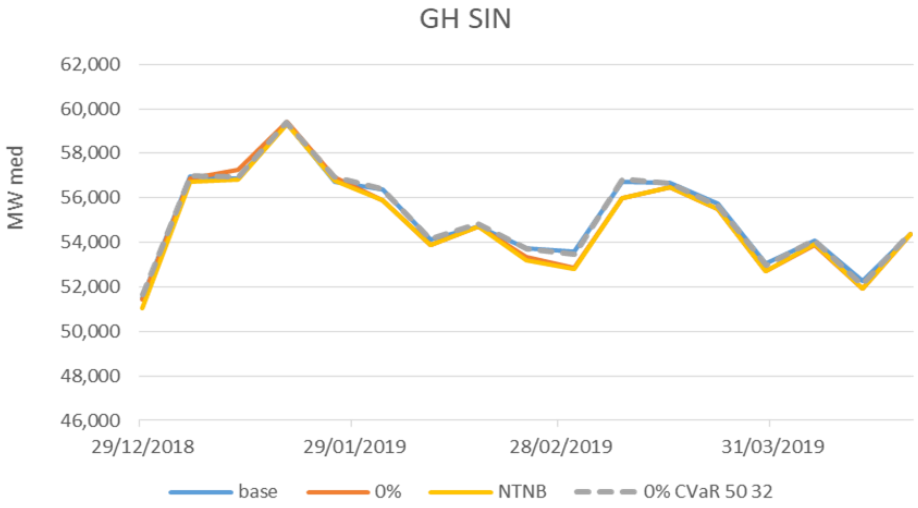

Figura 58 – Geração hidráulica do SIN

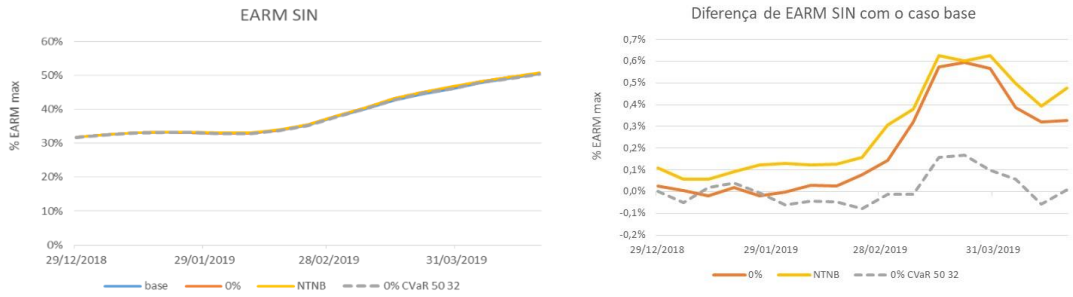

Figura 59 – Armazenamento do SIN

Apresentando um efeito complementar à geração termelétrica, através da Figura 59 nota-se que a redução da taxa de desconto, quando mantido os níveis de aversão a risco, tem a tendência de incrementar os níveis de armazenamento dos reservatórios. O caso NTNB obteve um replecionamento de +0,5% no nível total de armazenamento no período considerado e o caso 0% apresentou um replecionamento de +0,3% no SIN.

De forma geral, os resultados do *backtest* confirmam a hipótese de operação similar entre os casos oficial e taxa de desconto 0% a.a. e CVaR (50,32). Os resultados também demonstram que, na simulação encadeada, existe a tendência de antecipação do despacho térmico conforme se reduz unicamente o valor da taxa de desconto.

7. Análises e resultados para a expansão do SIN

7.1 Sensibilidades do efeito da taxa de desconto no MDI

A fim de observar os efeitos da taxa de desconto na expansão do SIN, foram feitas duas análises, uma com o deck do PDE 2029 completo, modificando somente o valor da taxa, e outra baseada na carga prevista do PDE 2029, chamado aqui de caso MDI. No caso do PDE 2029 foi analisada a expansão para 3 níveis de taxa de desconto 8% (caso base – utilizado atualmente no PDE), 1% e 16%. Na análise MDI, foram retiradas todas as externalidades de expansão mínima e máxima e foram testadas as taxas de desconto de 12,6% e 20%. Ambos os grupos de análise com MDI foram feitos com somente duas séries hidrológicas, uma seca e outra úmida, ao invés das 10 séries que são utilizadas usualmente para termos resultados em menor espaço de tempo (menor tempo de processamento), por se tratar de uma sensibilidade.

7.1.1 PDE 2029

Foram comparadas as expansões do PDE 2029 para 3 níveis de taxa de desconto, 8% (caso base – utilizado atualmente no PDE), 1% e 16% e foi desconsiderada a opção de investimento em armazenamento por baterias para eventual otimização da energia vertida, assim, comparando somente opções de geração de energia. A expansão para o horizonte 2023-2033 foi de 62.841 MW para a taxa de 1%, 62.375 MW para a taxa de 8% e 58.506 MW para a taxa de 16%. Os resultados das expansões por tipo de fonte estão nos gráficos abaixo.

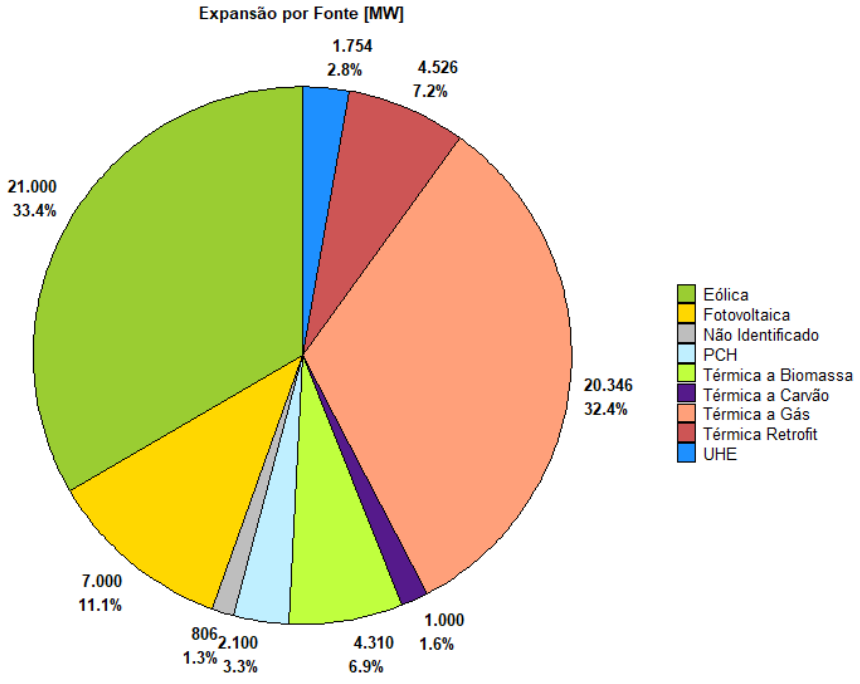

Figura 60 – Expansão com taxa de desconto de 1%

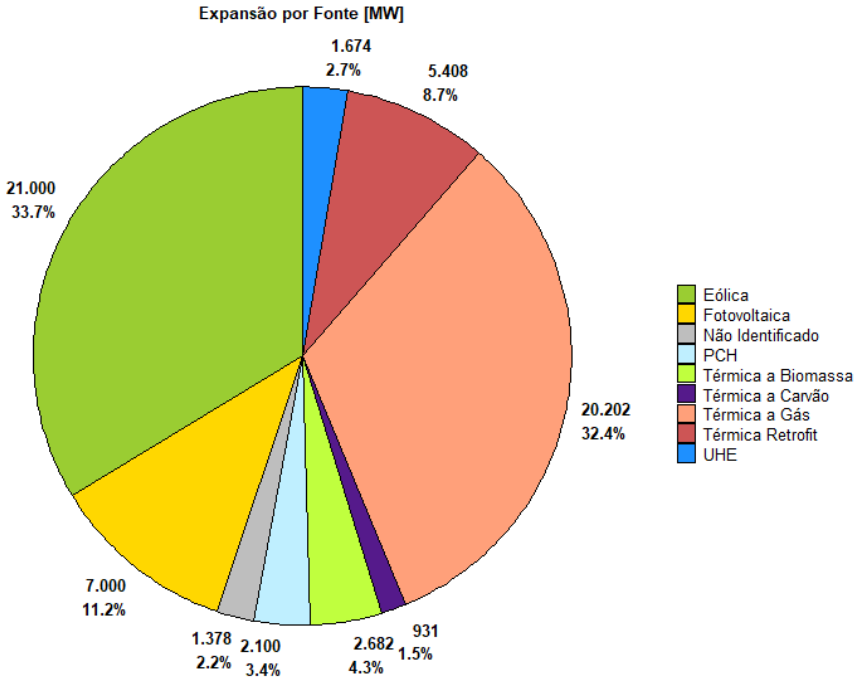

Figura 61 – Expansão com taxa de desconto de 8%

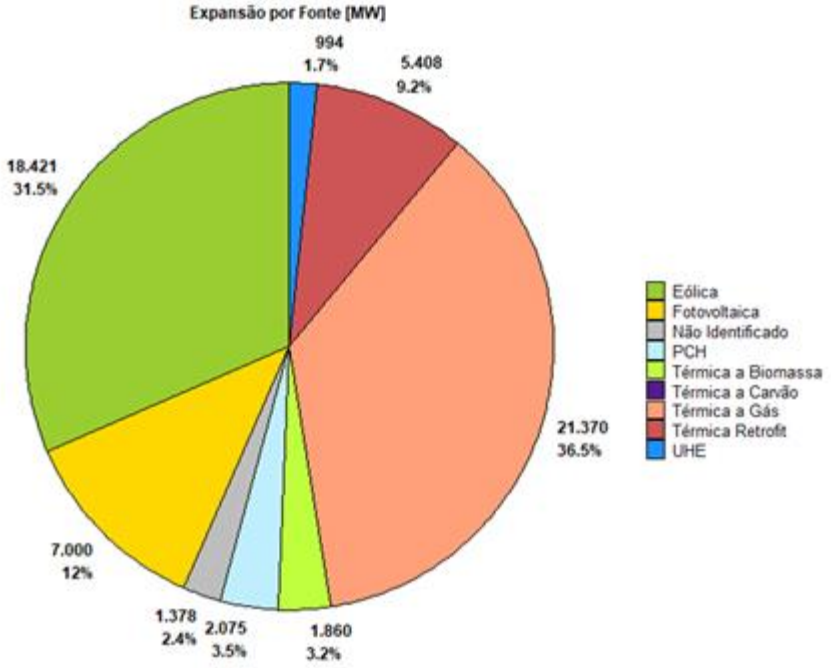

Figura 62 – Expansão com taxa de desconto de 16%

Conforme esperado, a taxa de desconto afeta a preferência entre operar e expandir, e conforme se reduz a taxa, verifica-se a preferência por ativos de custo de investimento elevado, mas com custo de operação baixo, assim como o oposto é verificado conforme se aumenta o valor da taxa.

Observa-se, dadas as opções de investimento, um leve incremento da potência total instalada entre os casos com 1% e 8% de taxa de desconto, tomando como partida o caso base de 8%. Verifica-se uma ligeira mudança de preferência entre o *retrofit* de térmicas e o aumento da biomassa conforme se reduz a taxa. Entretanto, com uma taxa mais elevada, há uma preferência pela redução do custo de investimento total, aumentando o parque térmico e reduzindo, em maior número a potência instalada das renováveis e UHE, especificamente eólica e biomassa. Não há alteração da potência instalada solar em nenhum caso pois esta recebe uma restrição de valor mínimo a ser instalado ao longo do estudo. Vale destacar que o aumento das térmicas é sensível às séries hidrológicas utilizadas, pois havendo menor disponibilidade hídrica, haverá maior uso das centrais térmicas, modificando o ponto de ótimo entre operar e expandir.

7.1.2 MDI – PDE 2029 sem restrições de externalidades

Este caso foi criado com base no PDE 2029, onde foram retiradas todas as externalidades de expansão mínima e máxima e foram utilizados 5 níveis de taxa de desconto: 8% (caso base – utilizado atualmente no PDE), 1%, 12,6%, 16% e 20%. Nesta análise se focou na variação da potência expandida entre 2023 e 2029 (horizonte efetivo do PDE), no rateio entre renováveis e térmicas instaladas (inflexíveis, térmica de energia e flexíveis, térmica de potência) e no balanço de energia. Os gráficos abaixo ilustram as três análises. O primeiro gráfico mostra o montante de potência instalada em função da taxa de desconto, onde se pode observar a redução (quase linear) do montante total instalado conforme se incrementa a taxa de desconto.

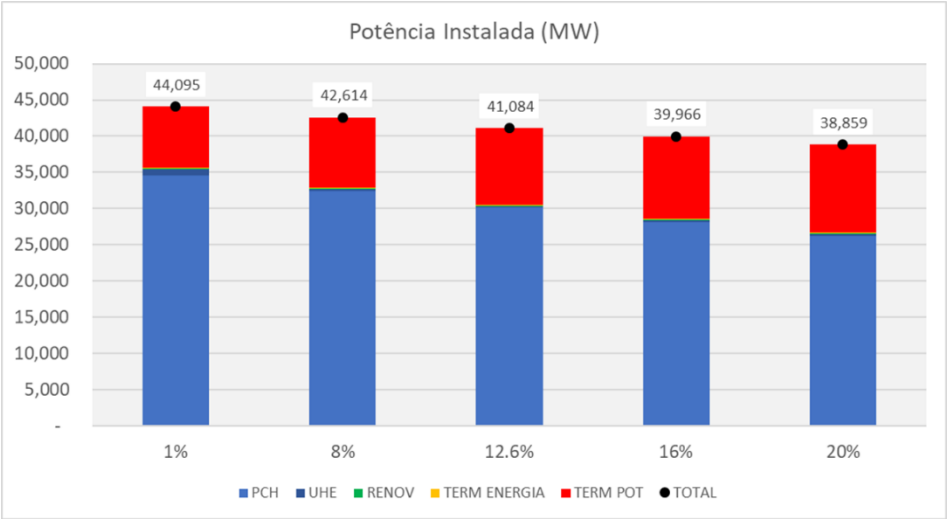

Figura 63 – Potência instalada entre 23 e 29 por taxa de desconto

O gráfico seguinte mostra a distribuição da potência instalada por tipo de fonte em função do total instalado para cada caso de taxa de desconto. Observa-se uma redução da expansão das fontes renováveis com o incremento da taxa de desconto.

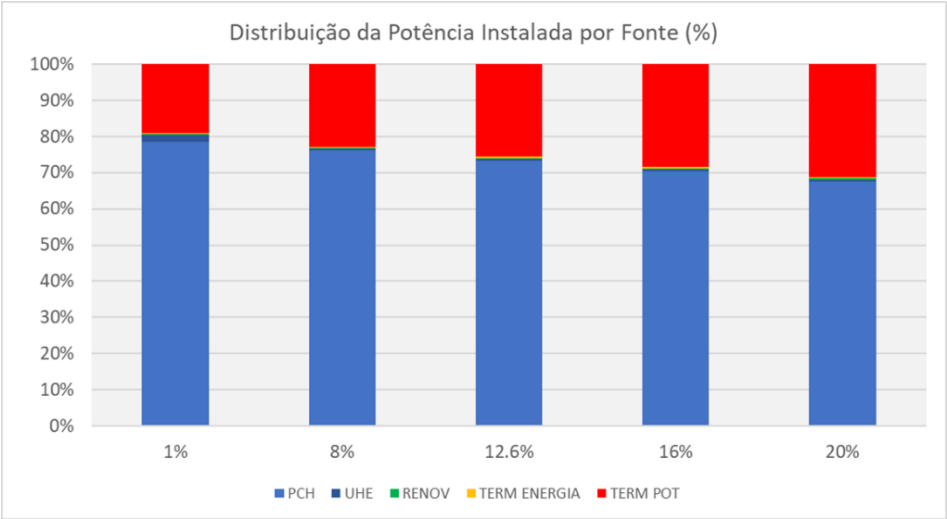

Figura 64 – Distribuição da potência instalada no fim do horizonte entre 23 e 29 por taxa de desconto

O gráfico a seguir mostra o efeito das expansões, agregados em renováveis (OFR ind), térmicas existentes (UTE ex) e térmicas indicativas (UTE Ind), sobre os respectivos balanços energéticos. Tendo como referência a Figura 63, onde se observa o aumento da potência instalada das renováveis (renováveis + PCH) conforme se reduz a taxa de desconto, pode-se construir um elo com a figura a seguir e verificar um incremento natural da geração das renováveis e uma redução da geração das térmicas existentes e indicativas. O interessante da Figura 65 é que se observa que o fator de capacidade das térmicas indicativas se reduz conforme se aumenta a taxa de desconto, indicando que com a valorização da operação, o MDI tende a escolher térmicas que atuarão pontualmente para resolver as necessidades do sistema.

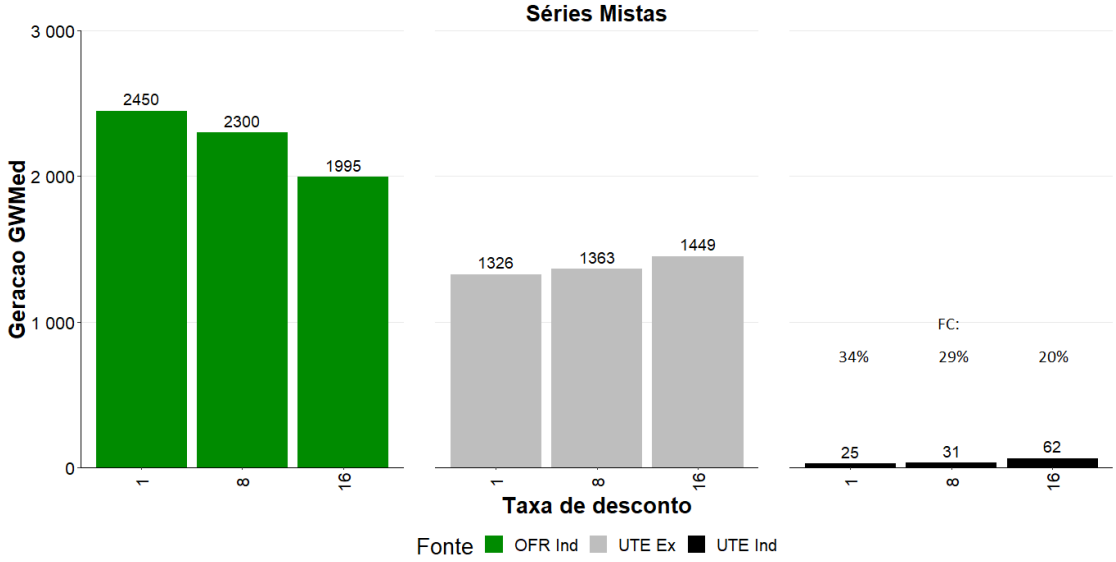

Figura 65 – Efeito da taxa de desconto no balanço energético

De forma geral, nas análises sem as restrições de externalidades do PDE 2029 se observa a mesma tendência de preferência entre operar e expandir. Conforme se reduz a taxa, verifica-se a preferência por ativos de custo de investimento elevado, mas com custo de operação baixo, assim como o oposto é verificado conforme se aumenta o valor da taxa. Vale sempre ressaltar essa opção em função do risco hídrico, que dita o custo de oportunidade da operação térmica.

8. Recomendações

Primeiramente, entende-se que não há obrigatoriedade de uniformizar os valores usados entre o planejamento da operação e o planejamento da expansão, dado que eles têm objetivos particulares e a influência da taxa de desconto tem função distinta entre a operação e expansão.

Como se averiguou, alternativas à atualização da taxa de desconto já foram avaliadas no passado. Em geral, essas alternativas visaram atribuir à taxa de desconto um valor que pudesse refletir o custo financeiro do despacho ao longo do horizonte. Dentre as opções, foi analisada a taxa atrelada ao título público NTN-B Principal, seguindo sugestão de (ANEEL, 2013).

Do ponto de vista da operação, considerando que os casos executados retrataram diferentes conjunturas, avaliou-se como uma possível alternativa a retirada da taxa de desconto associada à recalibração do CVaR, de modo a obter uma operação semelhante à obtida considerando a taxa de desconto 12% a.a. e CVaR (50,35). Em geral, as sensibilidades sinalizaram que essa alternativa é viável, reduzindo um dos parâmetros de entrada do modelo e facilitando o processo de calibração da aversão ao risco, uma vez que o uso da taxa de desconto posterga a geração térmica e reduz a aversão ao risco do modelo. Além disso, essa alternativa desvincula os modelos computacionais da volatilidade de indicadores financeiros, que eventualmente podem resultar em indicações indesejáveis de operação do sistema.

Contudo, nota-se que esse é ainda um tema controverso e, em busca de se encontrar um consenso em torno de uma alternativa consistente, faz-se necessária uma maior discussão com a sociedade sobre estas opções. Dessa forma, a recomendação é a

continuidade do uso da taxa de 12% a.a. e o endereçamento da continuidade das discussões sobre esse assunto para o próximo ciclo de trabalhos da CPAMP.

Observando a expansão, verifica-se que a taxa de desconto tem uma função de preferência sobre quais deverão ser as fontes indicativas, e como a preferência da expansão está ligada a política energética, entende-se que este deve ser definido pelo MME e a EPE, como acontece no momento.

Tabela 1 – Tabela de síntese das conclusões.

Conclusões
A influência da taxa de desconto tem função distinta entre o planejamento da operação e planejamento da expansão.
Foi verificado nos modelos de operação que uma maior a taxa de desconto implica na postergação da geração térmica e redução do valor da água no curto prazo.
A taxa de desconto acaba por ter uma influência indireta na aversão ao risco nos modelos de operação.
Nos modelos de expansão, se observa que a taxa de desconto atua na preferência entre operar e expandir. Conforme se reduz a taxa, verifica-se a preferência por ativos de custo de investimento elevado, mas com custo de operação baixo, assim como o oposto é verificado conforme se aumenta o valor da taxa de desconto.

9. Referências bibliográficas

ANEEL. **Cálculo da taxa de desconto a ser utilizada nos modelos computacionais de planejamento e formação de preços**: Nota Técnica n. 401/2013-SRE/ANEEL. Brasil: ANEEL, 2013. .

ANEEL. **Taxa de desconto utilizada nos modelos computacionais de planejamento da operação e formação de preço**: Nota Técnica n. 044/2014-SRG/ANEEL. Brasil: ANEEL, 2014a. .

ANEEL. **Análise das Contribuições Encaminhadas à CP 006/2014**: Nota Técnica n. 069/2014-SRG/ANEEL. Brasil: ANEEL, 2014b.

ANEEL. **Cálculo da taxa de desconto a ser utilizada nos modelos computacionais de planejamento e formação de preços**: Nota Técnica n. 216/2014-SRE/ANEEL. Brasil: ANEEL, 2014c.

CCEE. **Decks de preços de 2000 em diante**. [s.l.] CCEE, 2020. . Disponível em: <www.ccee.org.br>.

EPE. **Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão**: Série Parâmetros Econômicos. Brasil: EPE, 2013. .