

Workshop CPAMP/GT-Metodologia

Atividades do Ciclo 2020/2021

GT METODOLOGIA
27/01/2021

Coordenação: CCEE

Assessoria Técnica:



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA



ccee

ONS

epe

Agenda

1. Cronograma das atividades do ciclo 2020/2021 e Consulta Pública
2. Apresentações dos temas priorizados
 - SG Taxa de Desconto
 - SG Volume Mínimo Operativo
 - SG Elevação do Armazenamento

Agenda

1. Cronograma das atividades do ciclo 2020/2021 e Consulta Pública
2. Apresentações dos temas priorizados
 - SG Taxa de Desconto
 - SG Volume Mínimo Operativo
 - SG Elevação do Armazenamento

1. Cronograma de atividades do ciclo 2020/2021 e Consulta Pública nº 103

- Cronogramas completos disponíveis em:

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

CRONOGRAMAS

- Cronograma de Trabalho do GT Governança da CPAMP 2019 [DOWNLOAD](#)
- Cronograma de Trabalho da CPAMP Ciclo 2019/2020 [DOWNLOAD](#)
- Cronograma de Trabalho da CPAMP Ciclo 2020/2021 [DOWNLOAD](#)
- Cronograma de Trabalho da CPAMP Ciclo 2020/2021 - Resumo [DOWNLOAD](#)

- Atividades do GT Metodologia/CPAMP - Temas do ciclo 2019/2020

Consulta Pública MME Nº 103 aberta de **13/01/2021 a 22/02/2021** para contribuição, disponível em:

<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>

- **Volatilidade do PLD:** Não considerar a ENA como variável de estado;
- **Geração de Cenários:** Cenários de afluência que preservem por um período de tempo maior a condição hidrológica atual;
- **Produtibilidade:** Representação do rendimento e das perdas hidráulicas variáveis na Função de Produção.

1. Cronograma de atividades do ciclo 2020/2021 (incluindo atividades bianuais)

Avaliações e Testes Metodológicos

Temas	Ago/20	Set/20	Out/20	Nov/20	Dez/20	Jan/21	Fev/21	Mar/21	Abr/21	Mai/21	Jun/21	Jul/21
Ciclo 19/20												
Ciclo 20/21												
Ciclo 20/22												...

Validações de versões

Temas	Ago/20	Set/20	Out/20	Nov/20	Dez/20	Jan/21	Fev/21	Mar/21	Abr/21	Mai/21	Jun/21	Jul/21
Ciclo 19/20												
Ciclo 20/21												
Ciclo 20/22												

Consultas públicas

Temas	Ago/20	Set/20	Out/20	Nov/20	Dez/20	Jan/21	Fev/21	Mar/21	Abr/21	Mai/21	Jun/21	Jul/21
Ciclo 19/20												
Ciclo 20/21												

Ciclo 2019/2020 (Finalização)

- Volatilidade (s/ ENA VE)
- Rep. Hidrológica
- Produtibilidade

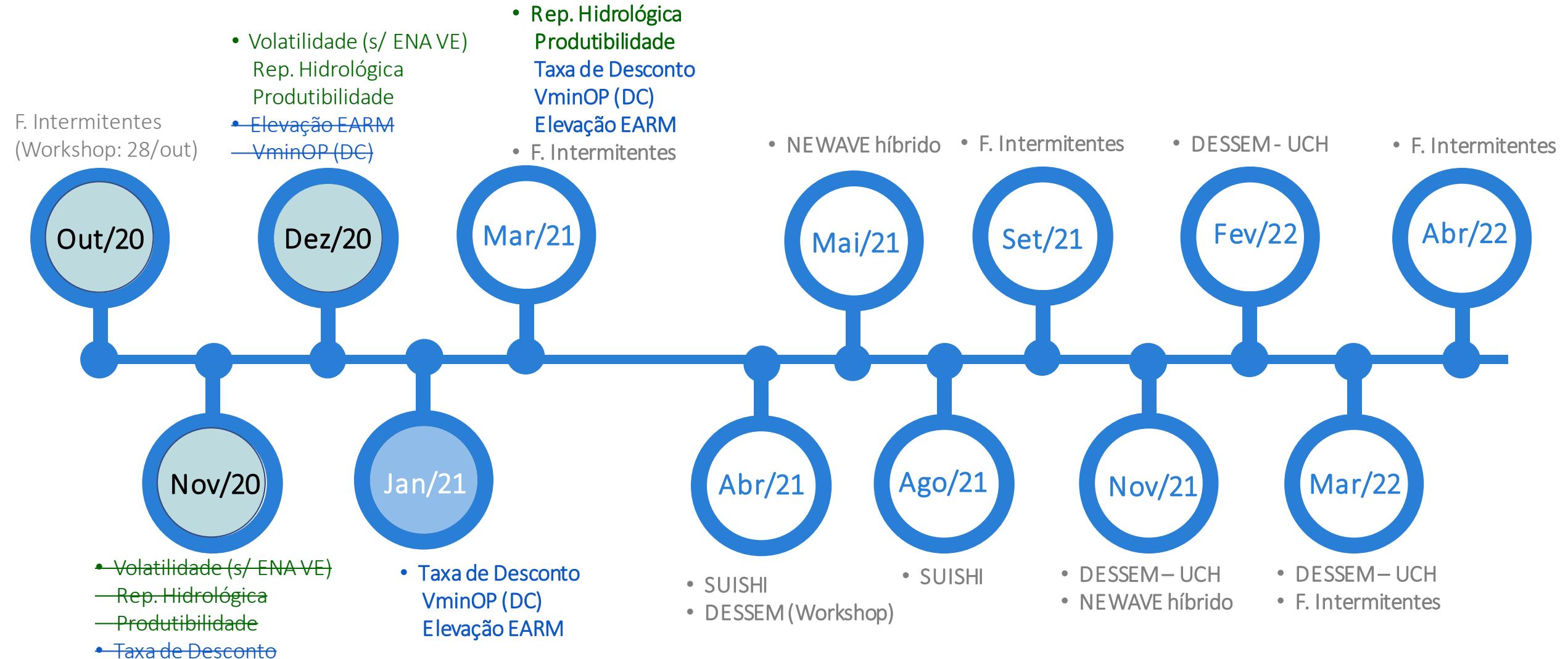
Ciclo 2020/2021

- Taxa de desconto
- VminOP (DC)
- Elevação EARM

Ciclo BIANUAL 2020/2022

- DESSEM UCH
- Fontes Intermitentes
- NW Híbrido
- SUISHI

1. Cronograma de atividades do ciclo 2020/2021: Encontro com os Agentes



Atividades do ciclo 2019-2020 (Finalização)

Atividades do ciclo 2020-2021

Atividades do ciclo bianual 2020-2022

Agenda

1. Cronograma das atividades do ciclo 2020/2021 e Consulta Pública
2. Apresentações dos temas priorizados
 - SG Taxa de Desconto
 - SG Volume Mínimo Operativo
 - SG Elevação do Armazenamento

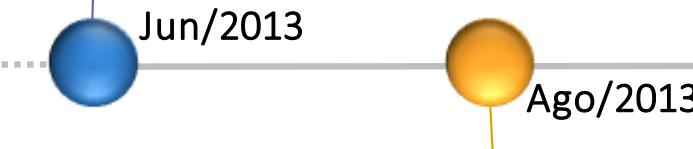
Revisão da Taxa de desconto nos modelos

Histórico Regulatório - ANEEL

AP nº 86/2013

Objetivo: Obter subsídios para homologação dos programas computacionais (planejamento e preço) com aplicação do MAR.

Obs: Agentes questionaram a Taxa de Desconto adotada (12% a.a.).

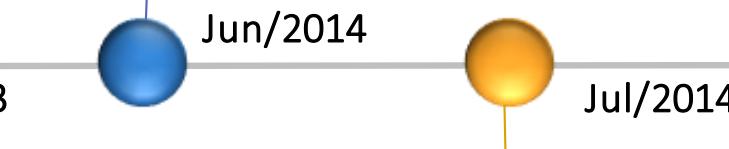


NT nº 401/2013-SRE/ANEEL

Objetivo: Propor metodologia de cálculo para a Taxa de Desconto a ser utilizada nos modelos computacionais.

NT nº 216/2014-SRE/ANEEL

Objetivo: Complementar a NT 401/2013 considerando as contribuições da EPE.
Propor novas alternativas para aferição da TD a ser adotada no Newave.



NT nº 044/2014-SRG/ANEEL

Objetivo: Propor abertura de CP para obter subsídios para a definição do novo valor da Taxa de Desconto a ser utilizada nos modelos computacionais.

CP nº 06/2014

Objetivo: Obter subsídios para a definição da taxa de desconto a ser utilizada nos modelos de planejamento da operação e formação de preço



NT nº 069/2014-SRG/ANEEL

Objetivo: Análise das contribuições à CP nº06/2014.

Conclusão: Necessidade de aprimoramento do estudo. Manutenção da TD para o ano de 2015 e busca de nova metodologia para a partir do PMO de jan/2016.

Audiência Pública nº 86/2013

ANEEL

Não é adequada a utilização de um taxa de retorno de ativos, o que implica descartar modelos de precificação do custo de capital;

O mais apropriado é uma taxa de juros que reflete o prêmio de liquidez vis-à-vis o custo de carregamento da moeda. Ou seja, **taxas de juros referenciais prefixadas de títulos públicos, com prazo de vencimento equivalente ao prazo de projeção da função custo futuro utilizada no modelo.**

Sugerida a utilização das taxas reais contidas nas *Notas do Tesouro Nacional (NTN-B Principal)*, com vencimento em 5 anos.

Para eliminar fatores conjunturais presentes na taxa mais recente, propõe-se a utilização da média aritmética dos retornos reais oferecidos pelo título.

Consulta Pública nº 06/2014 – ANEEL

Nota Técnica nº 069/2014-SRG/ANEEL

ABIAPE
(Investidores em
Autoprodução)

AESTIETÊ

ABRACEEL
(Comercializadores)

CCEE

EDP

CESP

Dentre as contribuições, consta a sugestão de adiamento da alteração da taxa de desconto, para que seja possível **avaliar o desempenho do CVaR**, recém implementado aos modelos de otimização.

As distintas opiniões colhidas refletem **a ausência de consenso** com relação ao tema. Tanto sob a ótica do produtor quanto do consumidor, do operador ou do planejador, diversas são as metodologias passíveis de serem adotadas.

ABRACE
(Grandes consumidores
industriais e
consumidores livres)

CHESF

ABRAGE
(Geradores)

CEEE
Geração e
Transmissão

Tractebel
Energia

Ministério da
Fazenda



Nova Taxa de Juros
Referencial

Rever Conceitos
Aplicação



Reavaliação do tema Conceito Econômico

A taxa de desconto quantifica a referência intertemporal de consumo.



Conceito muito vinculado com a capacidade de poupar

Taxa de Desconto Alta

taxa juros BAIXA

consumir mais

poupar menos

Taxa de Desconto Baixa

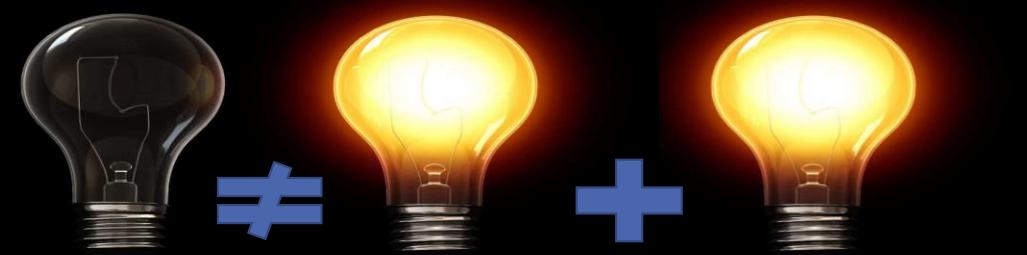
taxa juros ALTA

consumir menos

poupar mais

Reavaliação do tema Conceito Modelos

No mercado de energia elétrica há a questão da essencialidade da energia como insumo e também a questão da incapacidade de estocagem da energia elétrica



Na operação podemos **estocar energia em reservatórios** e escolher quando usar esse armazenamento no lugar de fontes mais caras, mas

A carga deve “**sempre**” ser atendida

Pode-se trabalhar com eventual antecipação/postergação de geração térmica

Contudo, quando se trata do **planejamento** de investimento na capacidade de produção (**e não na produção em si**) temos novamente a opção de antecipar ou postergar os investimentos na capacidade de geração e transmissão

Sensibilidades do efeito da taxa de desconto no NEWAVE

Efeito ilustrativo da variação da taxa de desconto

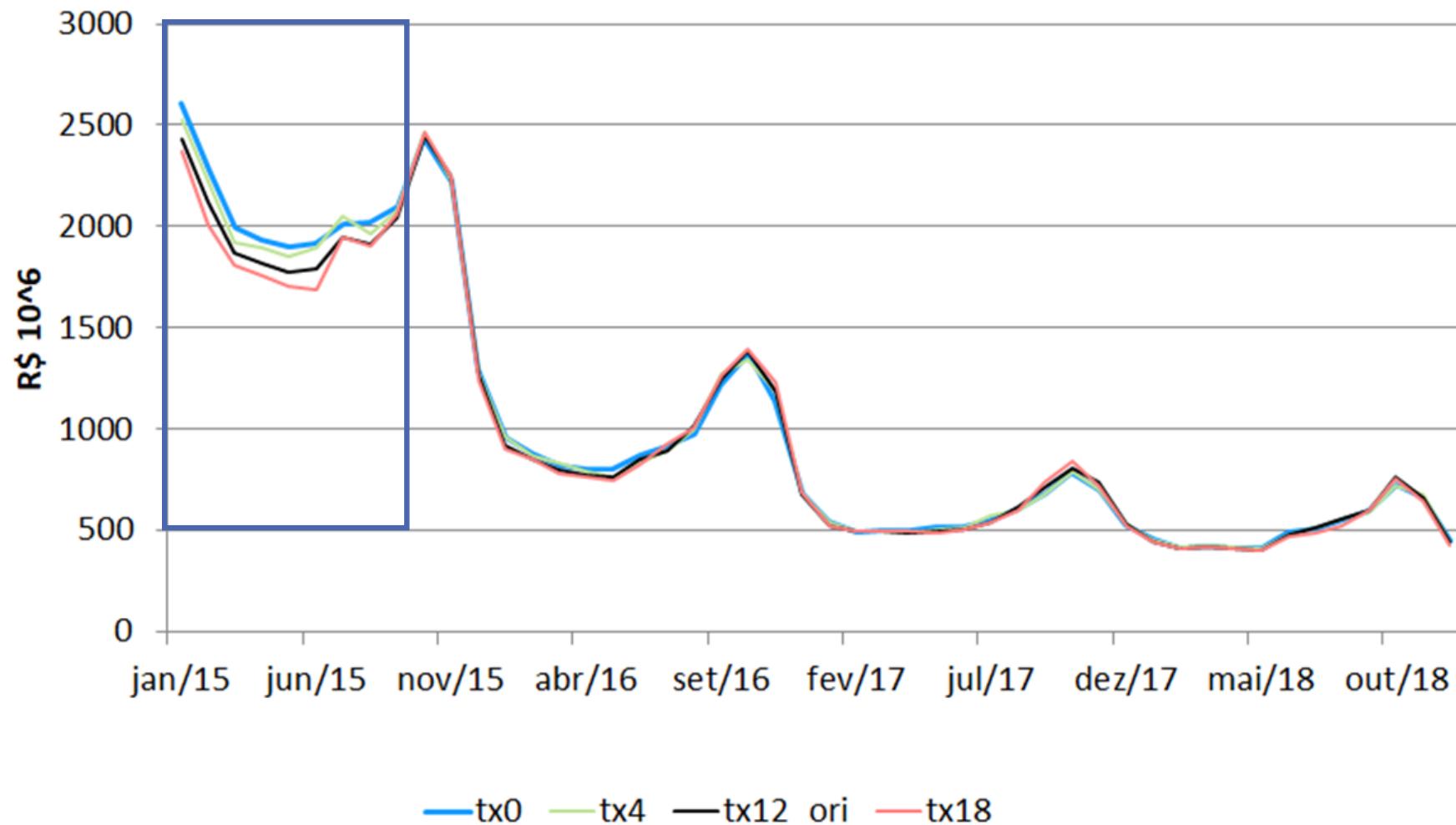
Simulação da Operação

Pra verificar o efeito da taxa de desconto na operação foi feita uma simulação do PMO 01/2015 com CVaR oficial (50,35).

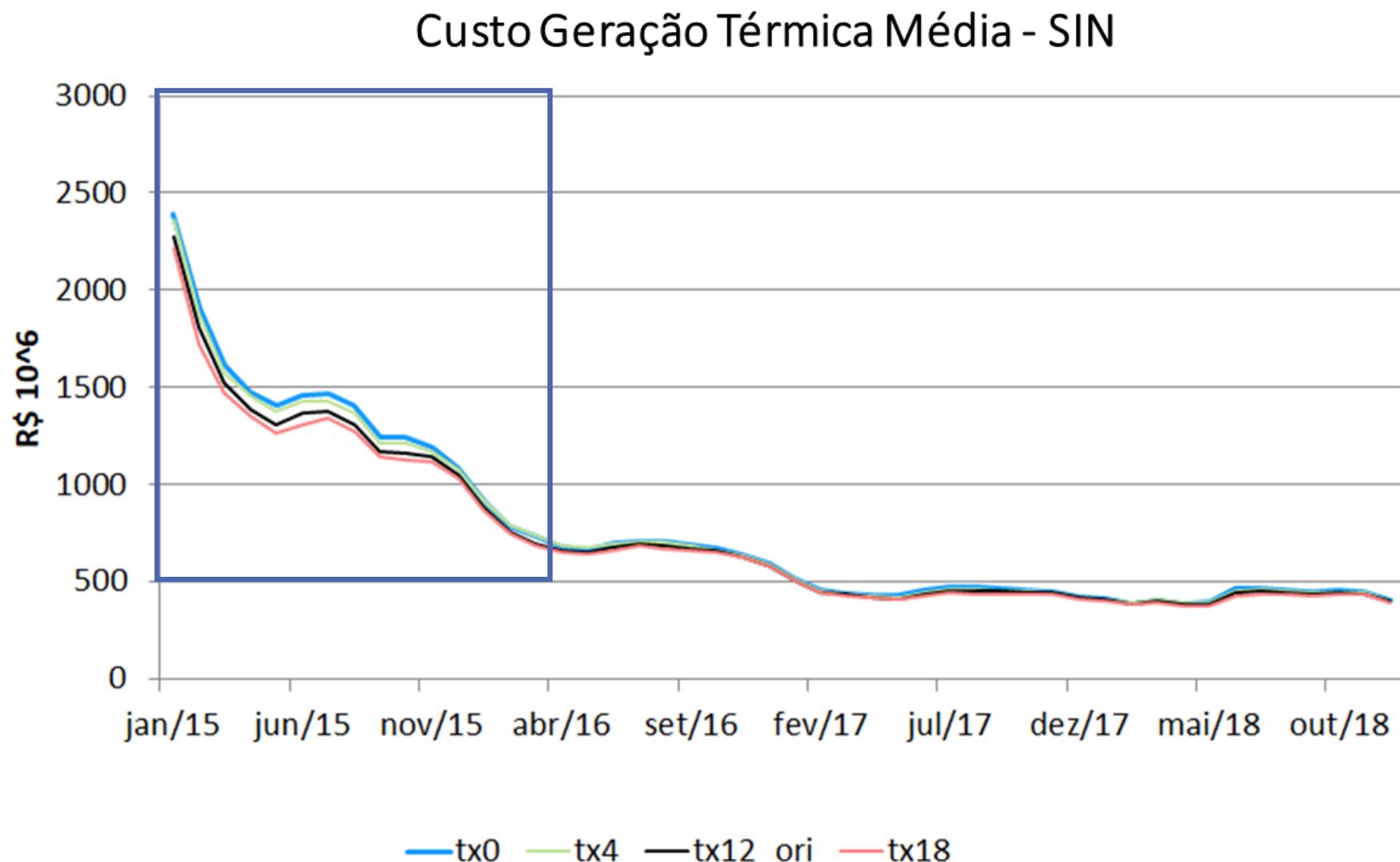
Esse caso foi simulado com a **taxa de desconto original (12%)** e três alternativas: **0%, 4% e 18%**.

Média do SIN – PMO 01/2015

Custo total de operação Médio - SIN

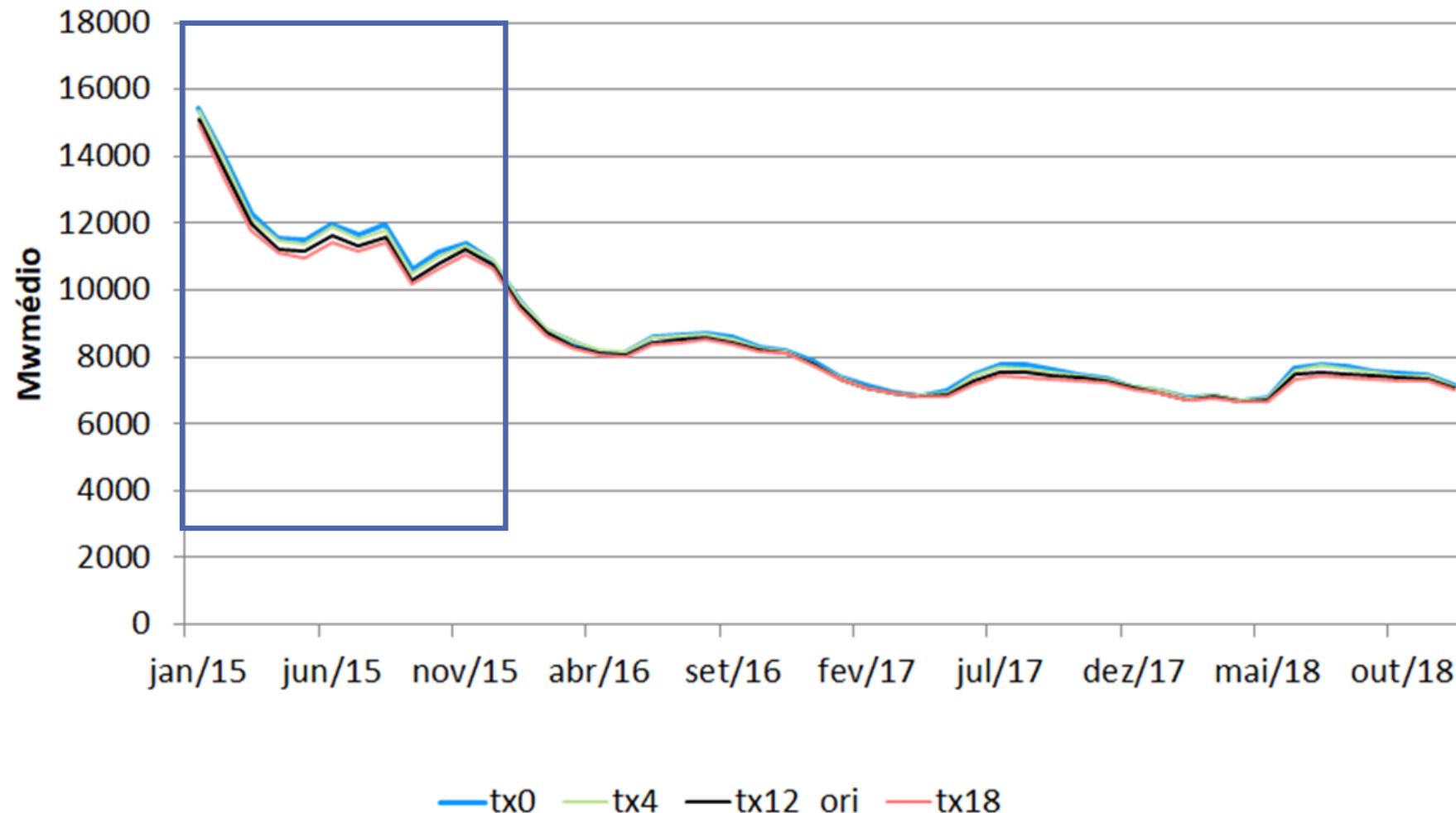


Média do SIN – PMO 01/2015

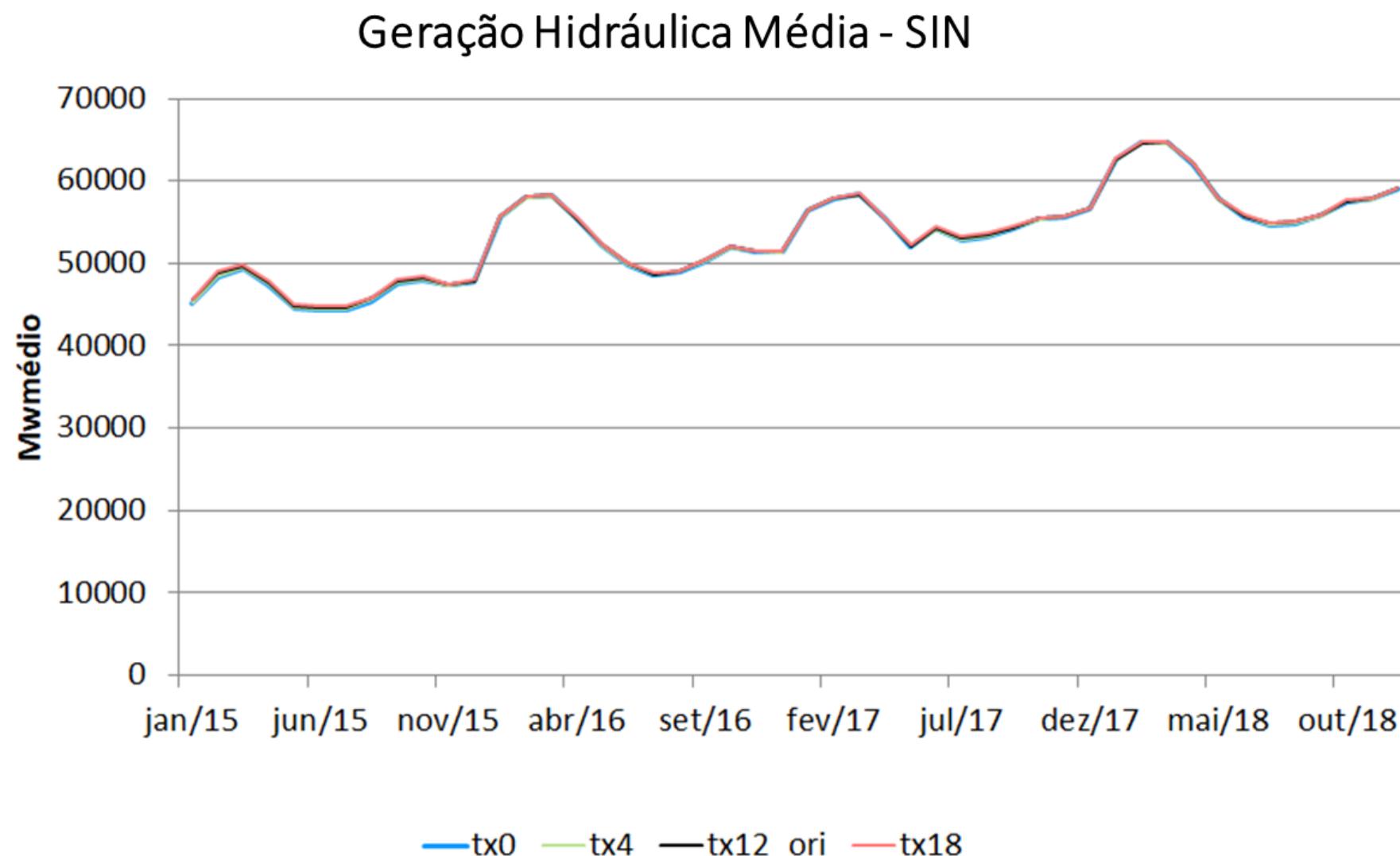


Média do SIN – PMO 01/2015

Geração Térmica Média - SIN

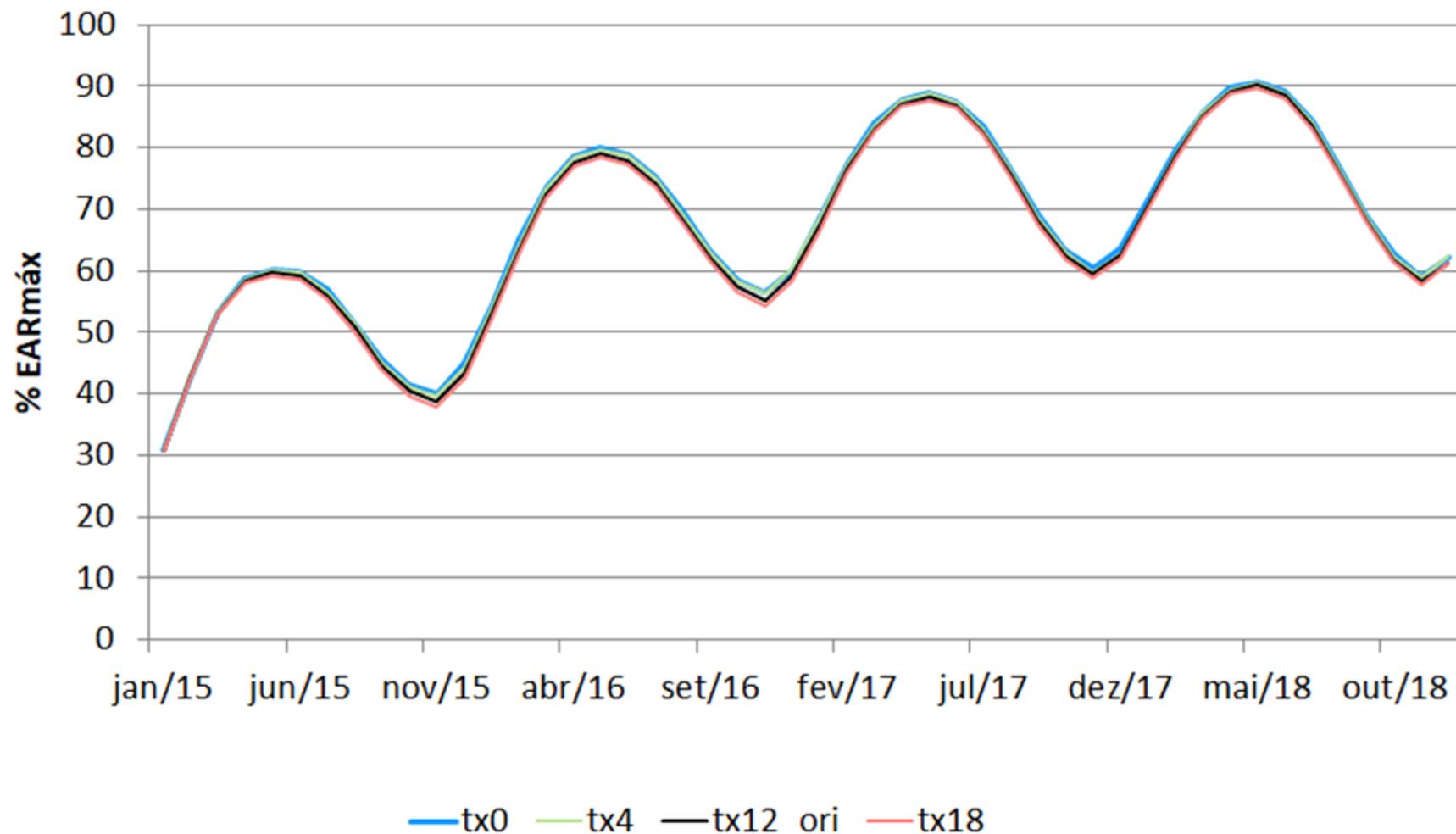


Média do SIN – PMO 01/2015



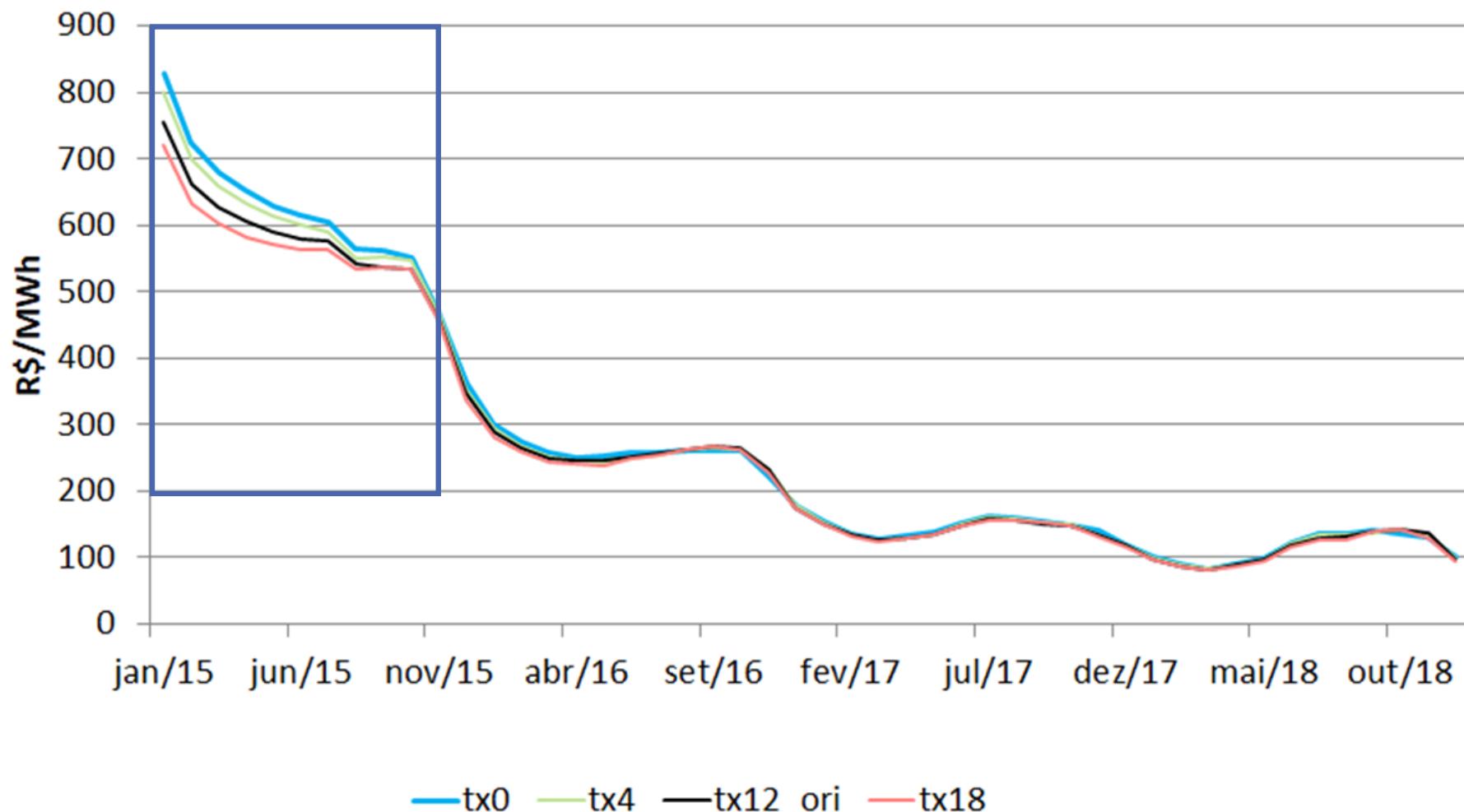
Média do SIN – PMO 01/2015

Armazenamento Médio - SIN



Média do Submercado Sudeste – PMO 01/2015

Custo Marginal de Operação Médio - Sudeste



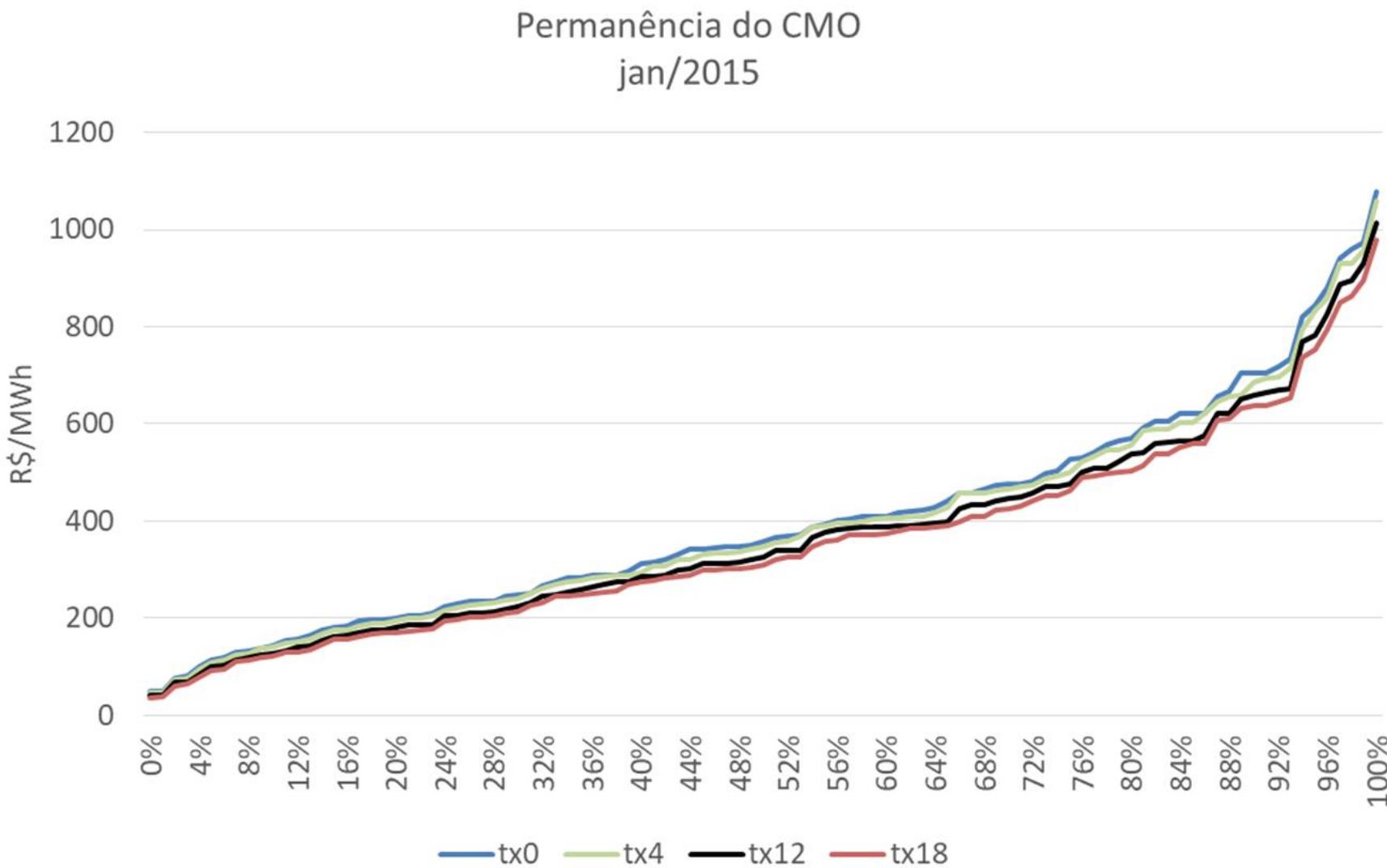
Efeito ilustrativo da variação da taxa de desconto

Simulação da Operação

Pra verificar o efeito da taxa de desconto na operação foi feita uma simulação do PMO 01/2015 neutro a risco.

Esse caso foi simulado com a **taxa de desconto original (12%)** e três alternativas: **0%, 4% e 18%**.

Média do Submercado Sudeste – PMO 01/2015

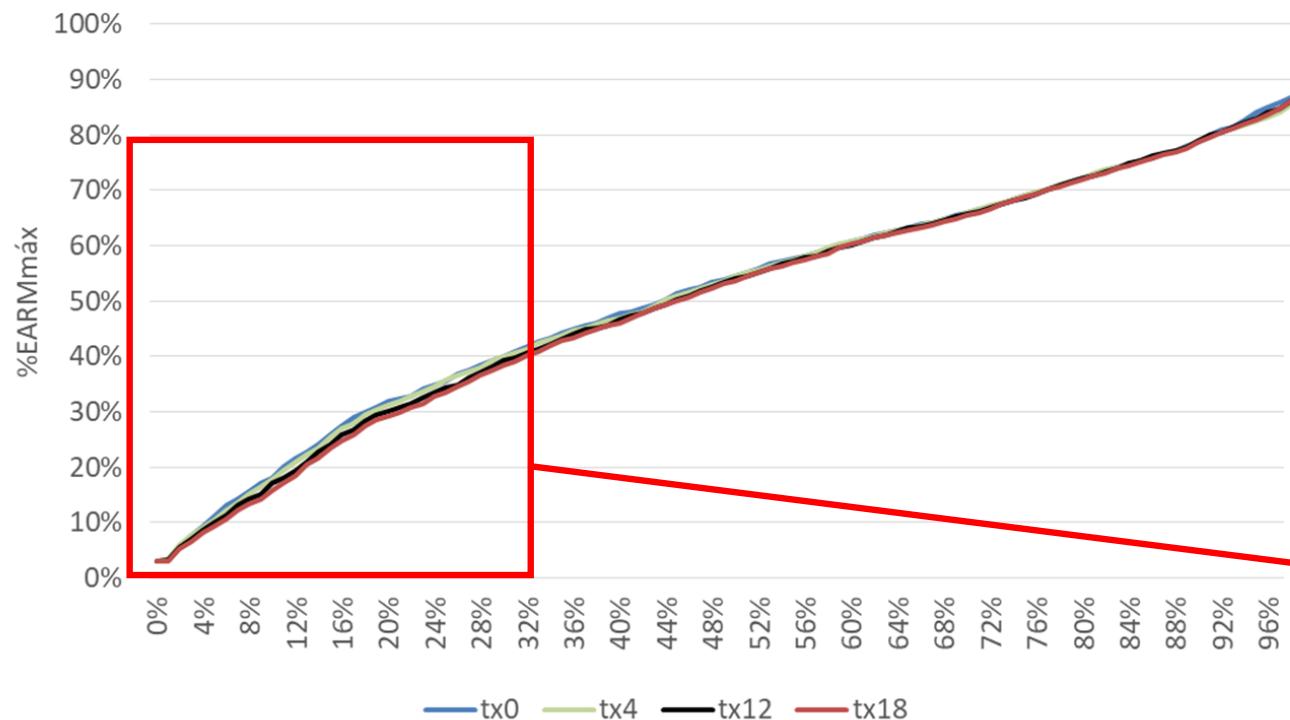


Maiores valores de CMO ocorrem no início do estudo. Daí exibindo jan/2015

Permanência do CMO SE: observa-se que a redução da taxa de desconto aumenta a probabilidade dos CMO mais elevados

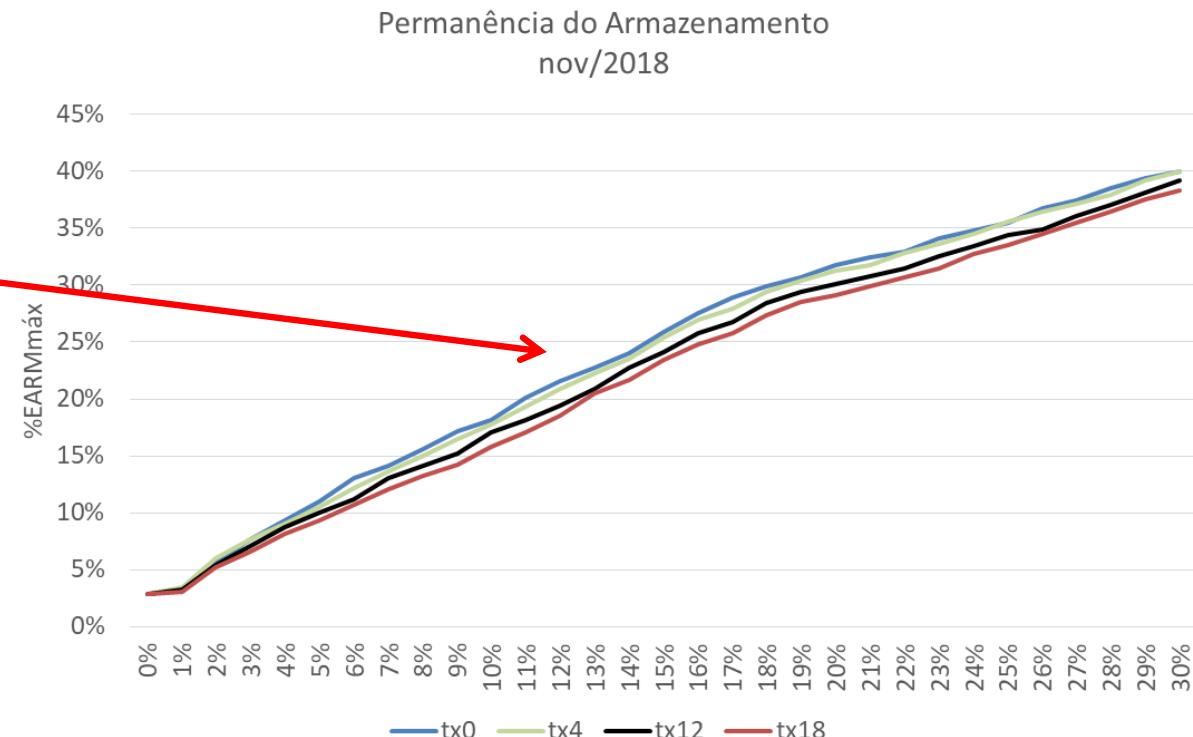
Média do SIN – PMO 01/2015

Permanência do Armazenamento
nov/2018



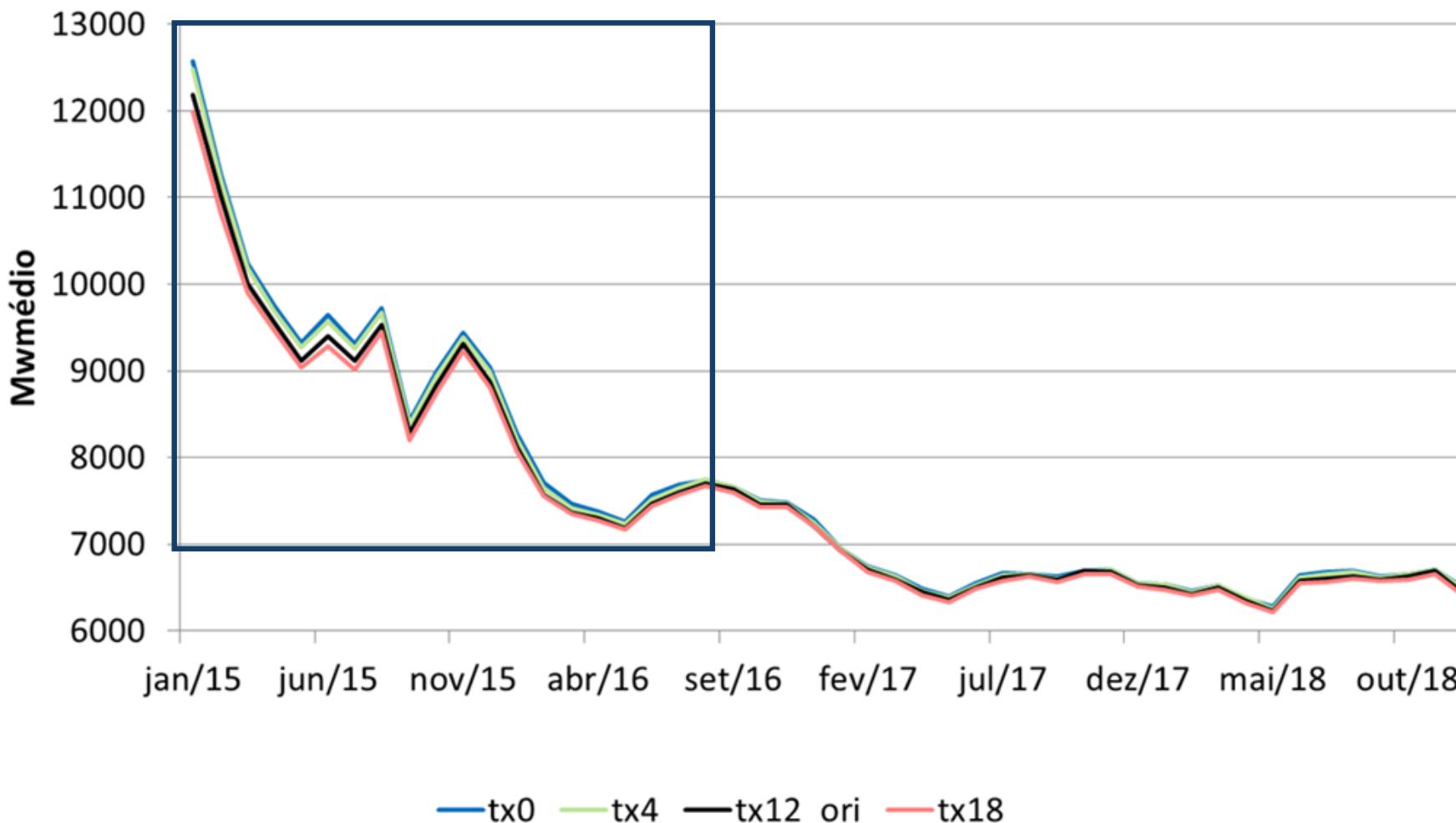
Energia Armazenada SIN: observa-se que a **redução da taxa de desconto aumenta a probabilidade de um maior estoque** em mais de 97% dos cenários

Menor armazenamento ocorre no período seco.



Média do SIN – PMO 01/2015

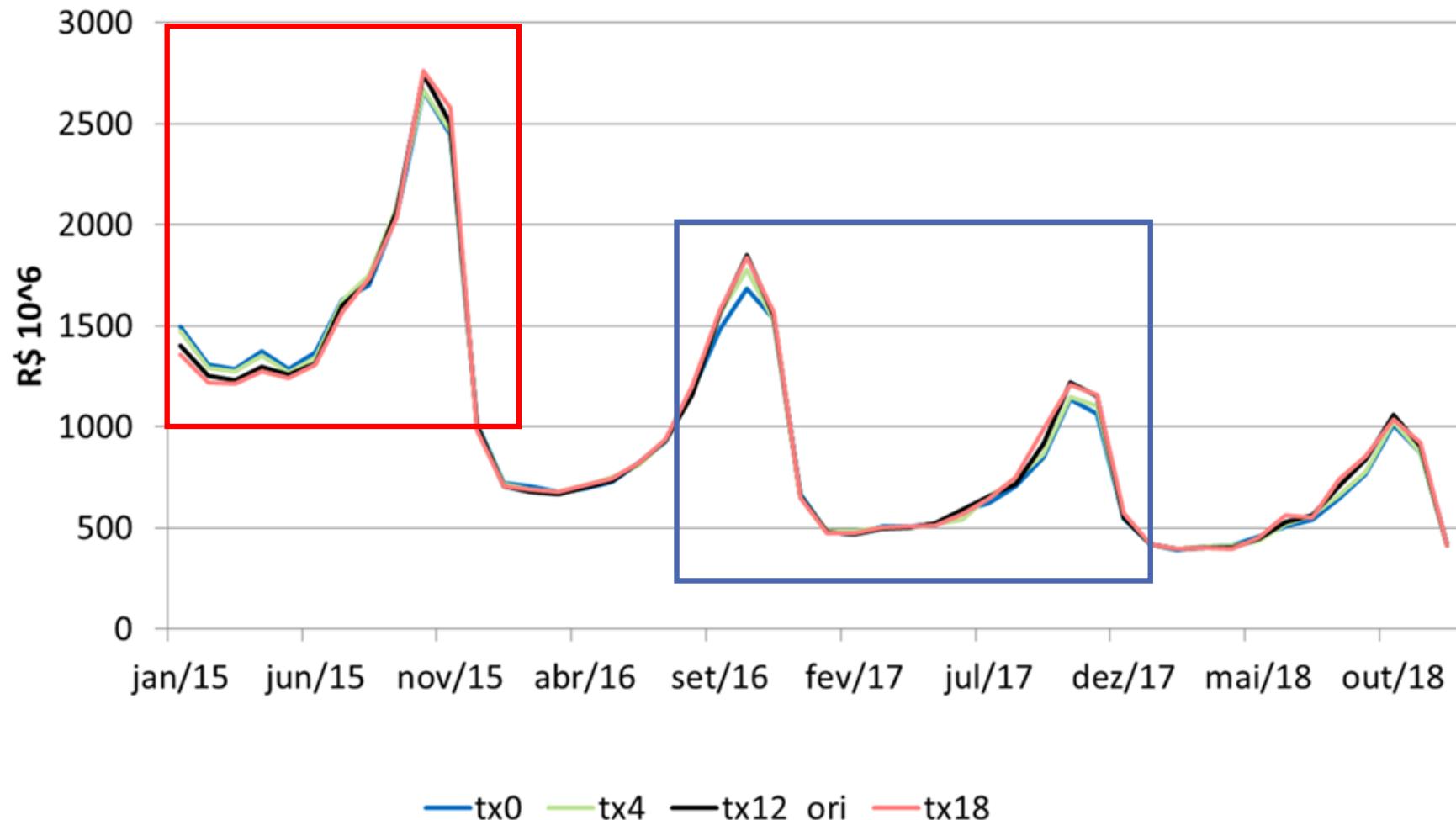
Geração Térmica Média - SIN



O Aumento da taxa de desconto **posterga/reduz** a geração térmica, sobretudo nos cenários mais críticos e no início do horizonte de estudo

Média do SIN – PMO 01/2015

Custo Total de Operação Médio - SIN



Observa-se um aumento do custo de operação em decorrência de uma aumento do despacho térmico no início do horizonte (e redução no restante).

Efeito ilustrativo da variação da taxa de desconto

Considerando as **execuções com e sem CVaR**, percebe-se um efeito de **postergação do despacho térmico** conforme se aumenta o valor da **taxa de desconto** aplicada ao modelo.

Percebe-se um **efeito indireto na aversão ao risco** do modelo.

Análise conceitual da taxa de desconto na Operação

Taxa de Desconto na Operação

• Introdução

- A **operação** de um sistema hidrotérmico com reservatórios de acumulação busca **otimizar o uso do estoque de água** (energia potencial) **decidindo** a cada momento o quanto **poupar** ou **consumir** esse recurso escasso e de oferta incerta
- Quanto **maior a taxa de desconto, menor o valor** presente da poupança de **água** e, portanto, maior a atratividade em utilizá-la de imediato.

Taxa de Desconto na Operação

Para mostrar que a aplicação da **taxa de desconto atua no sentido de postergação do despacho térmico**:

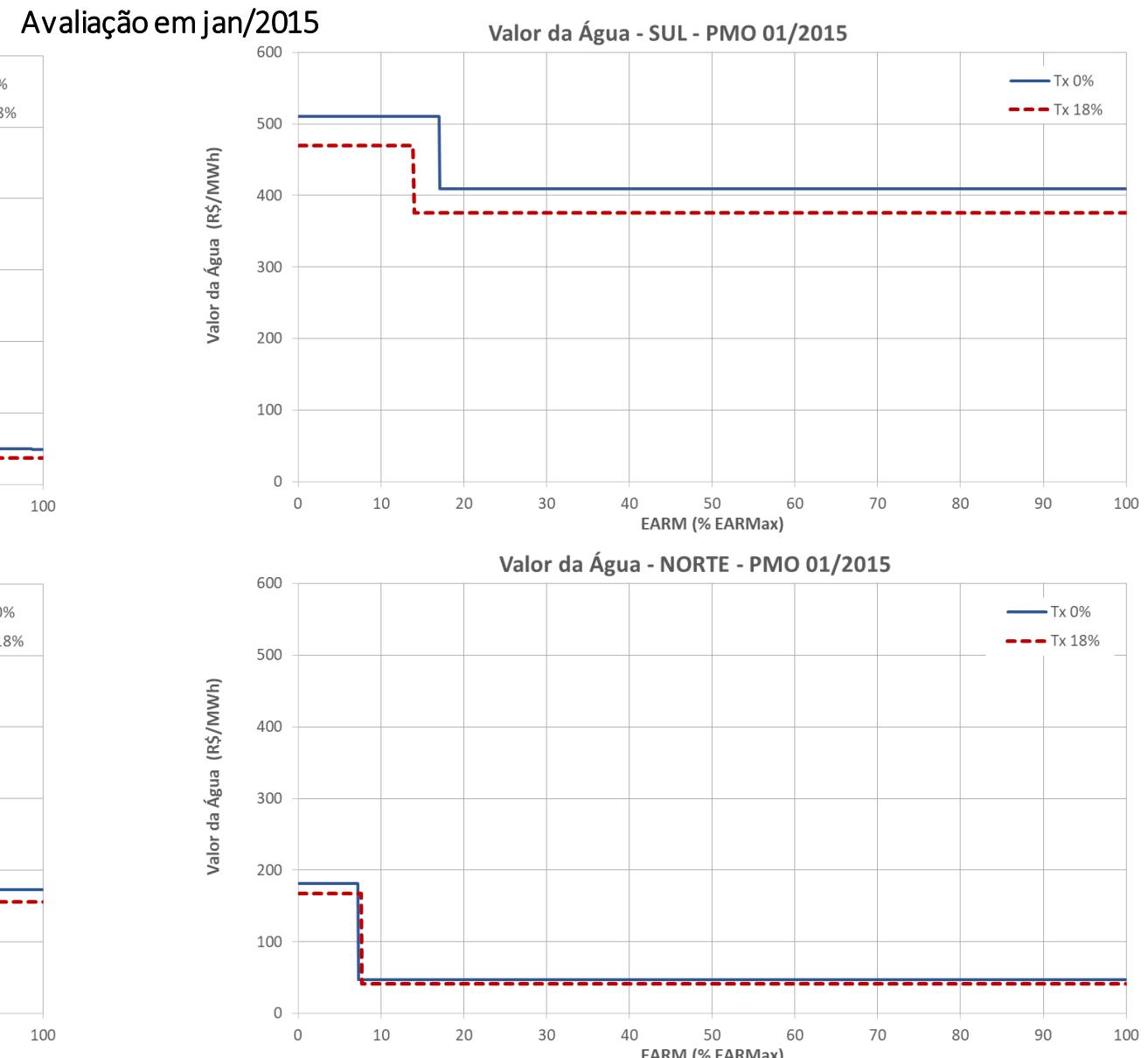
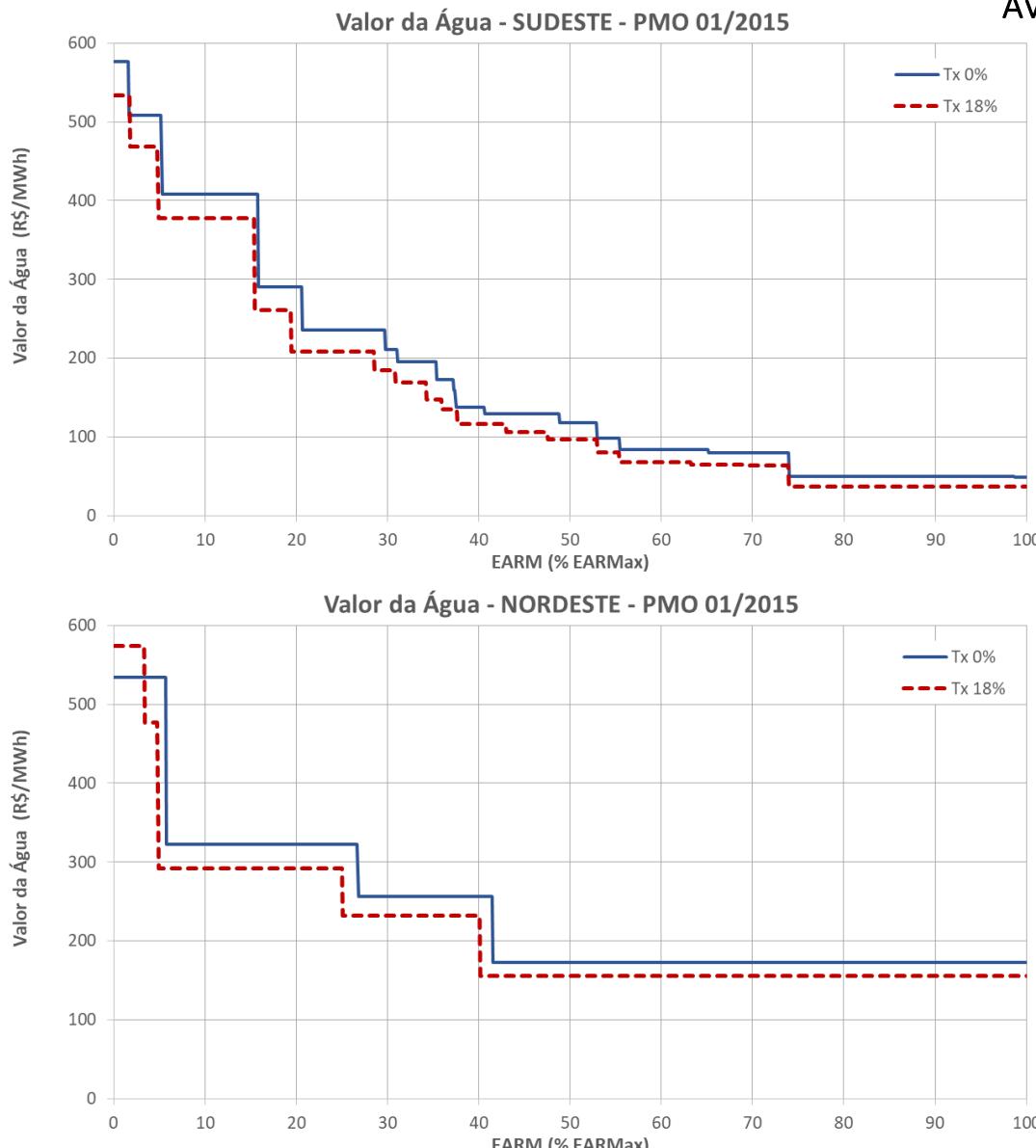
No NEWAVE a **função de custo futuro (FCF)** informa o custo de operação do próximo estágio (mês) em função do estado hidro-energético do sistema.

Nesse estudo, feito com o auxílio do **NEWDESP**, fixamos os estados de **todas as dimensões da FCF, exceto o do volume** de cada subsistema, que foi então variado de 0 a 100%.

O estudo foi feito sobre o **PMO de 01/2015 neutro ao risco**, que apresenta uma interessante **variação das condições hidrológicas**.

Foi analisada a **FCF** considerando **taxas de desconto de 0% e 18%** (para se ter um bom **contraste**).

Efeito da taxa de desconto no valor da água



Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco

Como observado, a aplicação de **taxas de desconto positivas reduz o valor da água**, e, em consequência, há um impacto na aversão ao risco.

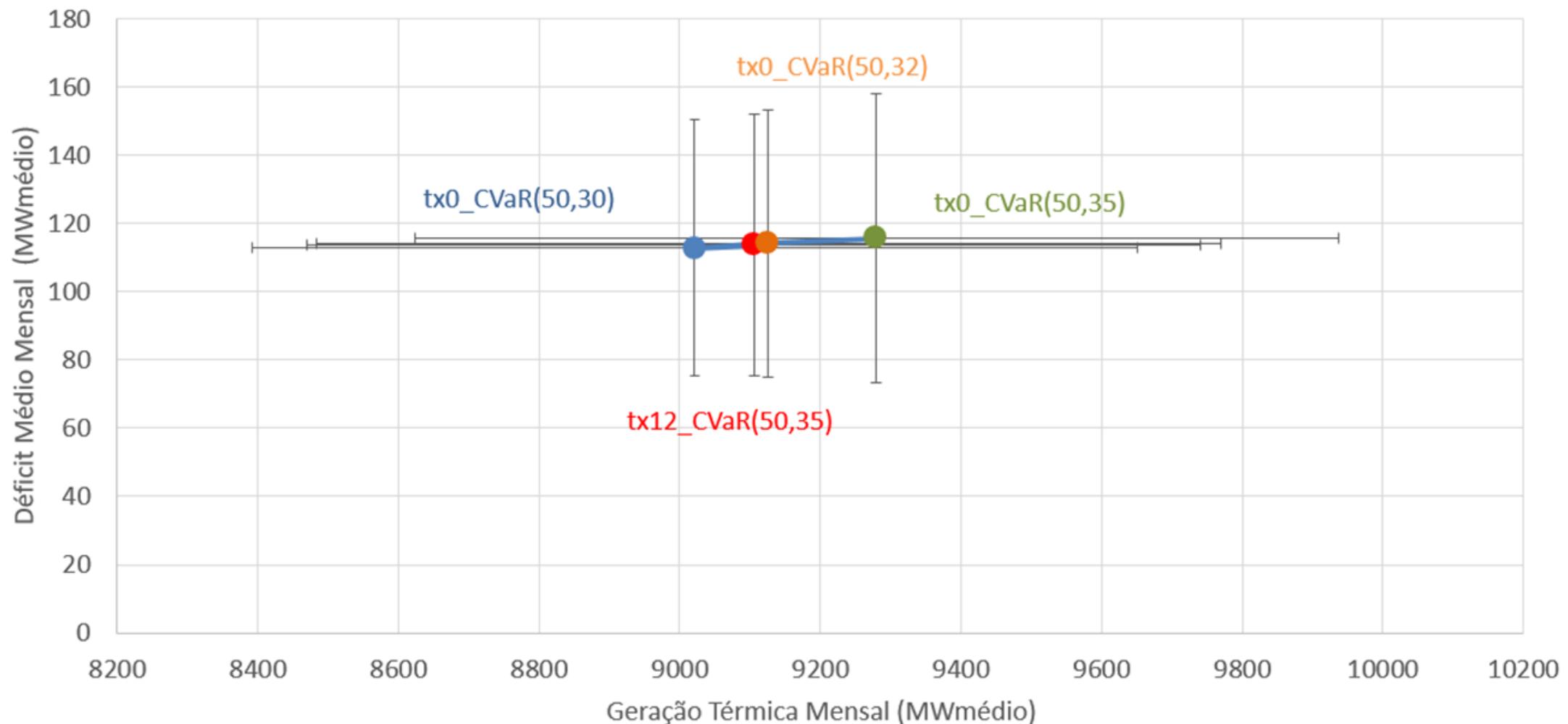
Portanto, seria interessante **verificar se poderia existir uma nova parametrização do CVaR, para uma taxa de desconto da operação reduzida a 0% a.a., que tivesse uma operação equivalente à atual (CVaR (50, 35) e taxa de desconto de 12% a.a.)**, ou seja, **testar uma simplificação de parâmetros**.

A análise foi feita inicialmente sobre o **PMO de 01/2015**, comparando os **resultados de CMO, Estoque de Água, Geração Térmica, Geração Hidro e Custo de Operação** para casos com taxa de desconto de 0% a.a. e parâmetros de CVaR (50,30), (50,32) e (50,35) com o caso com taxa de desconto de 12% a.a. e CVaR (50,35).

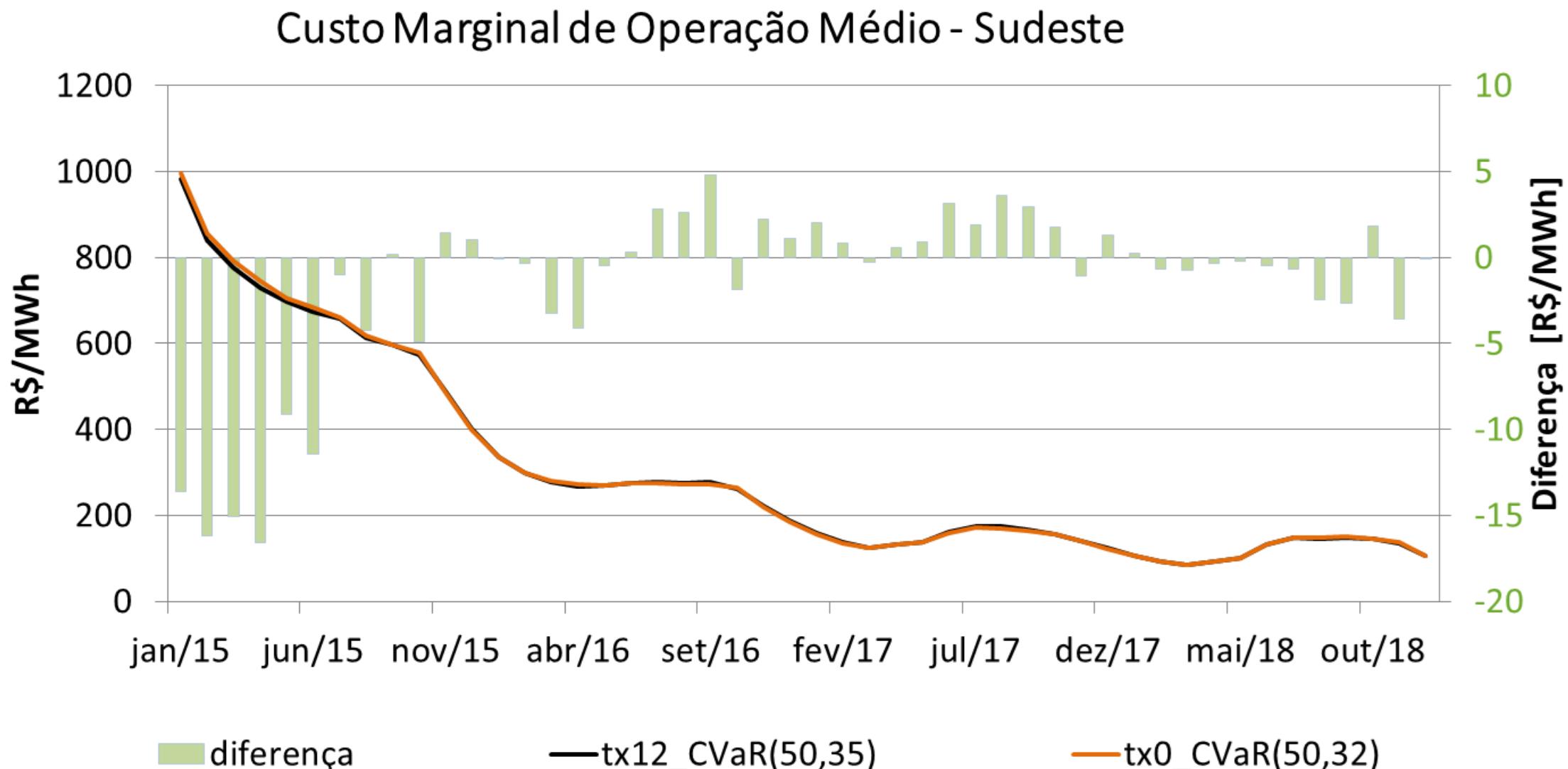
Como os **resultados mais aderentes** foram do **CVaR (50,32)**, somente detalharemos este resultado.

Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco

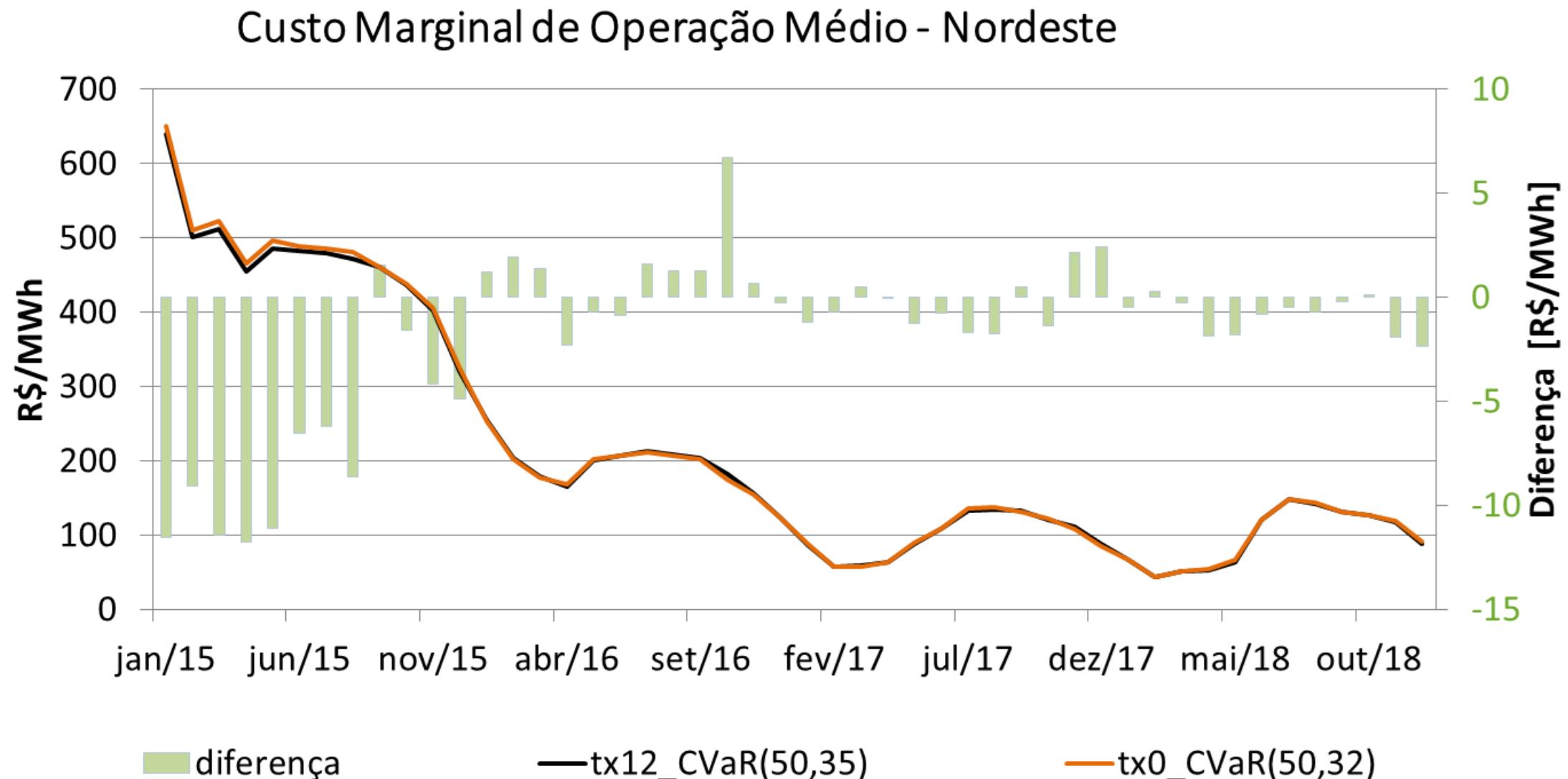
Déficit Médio Mensal x Geração Térmica Média Mensal



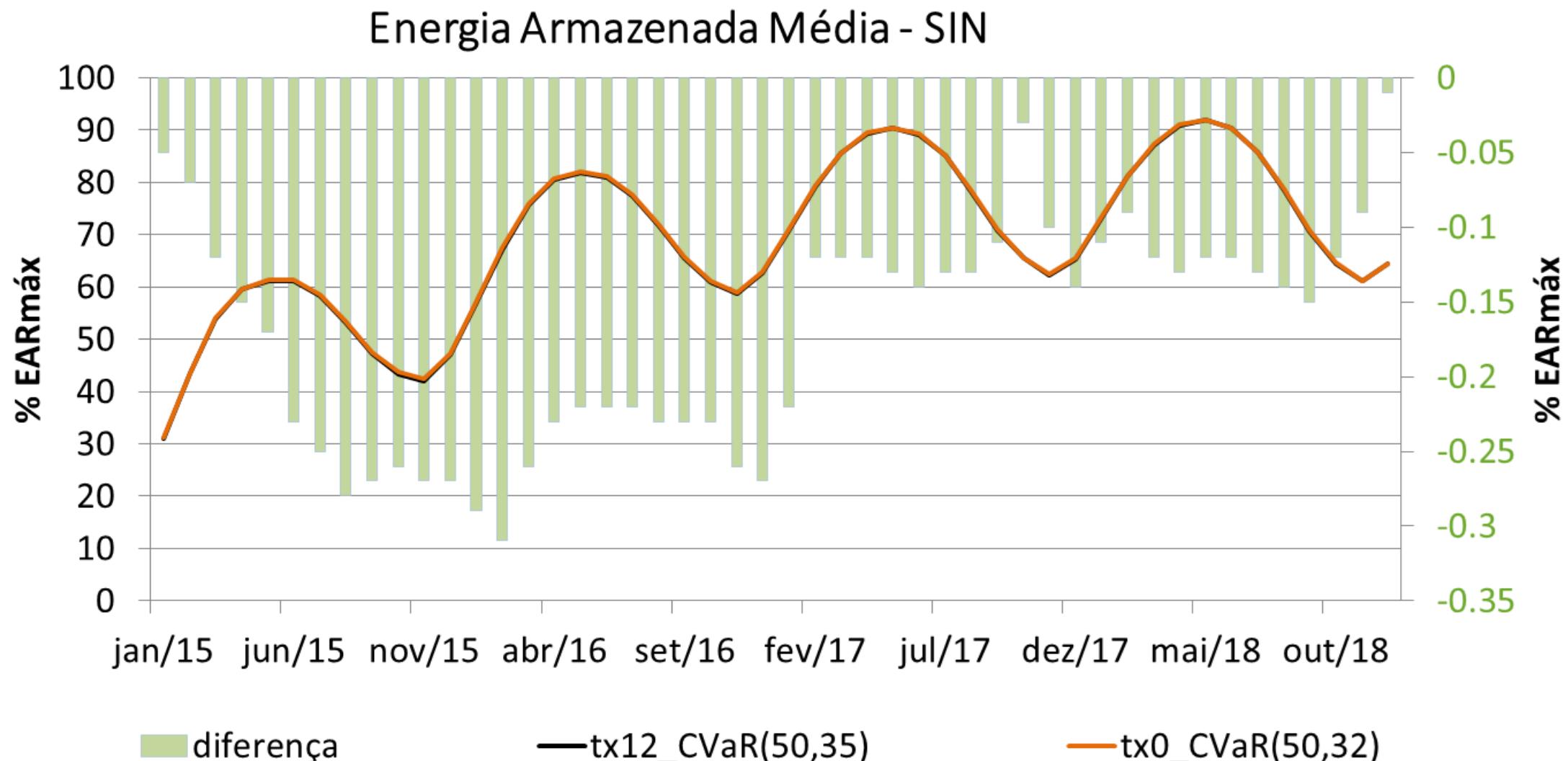
Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco



Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco



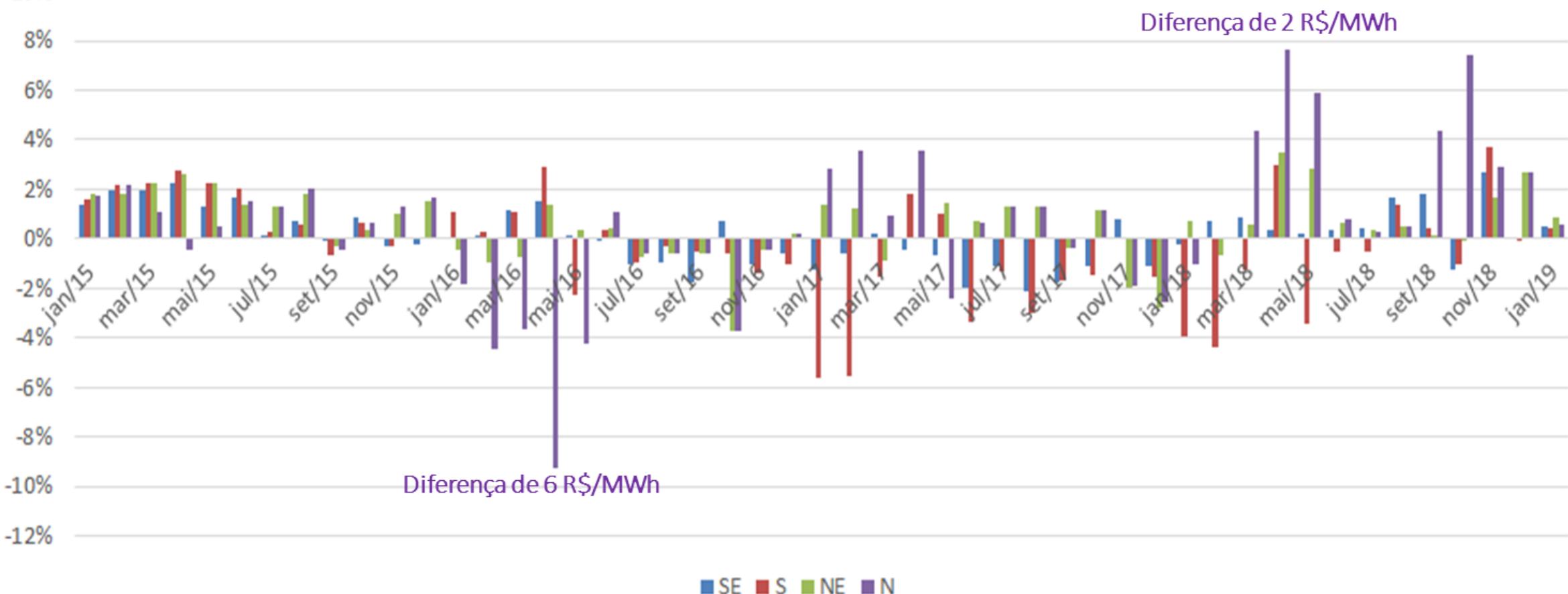
Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco



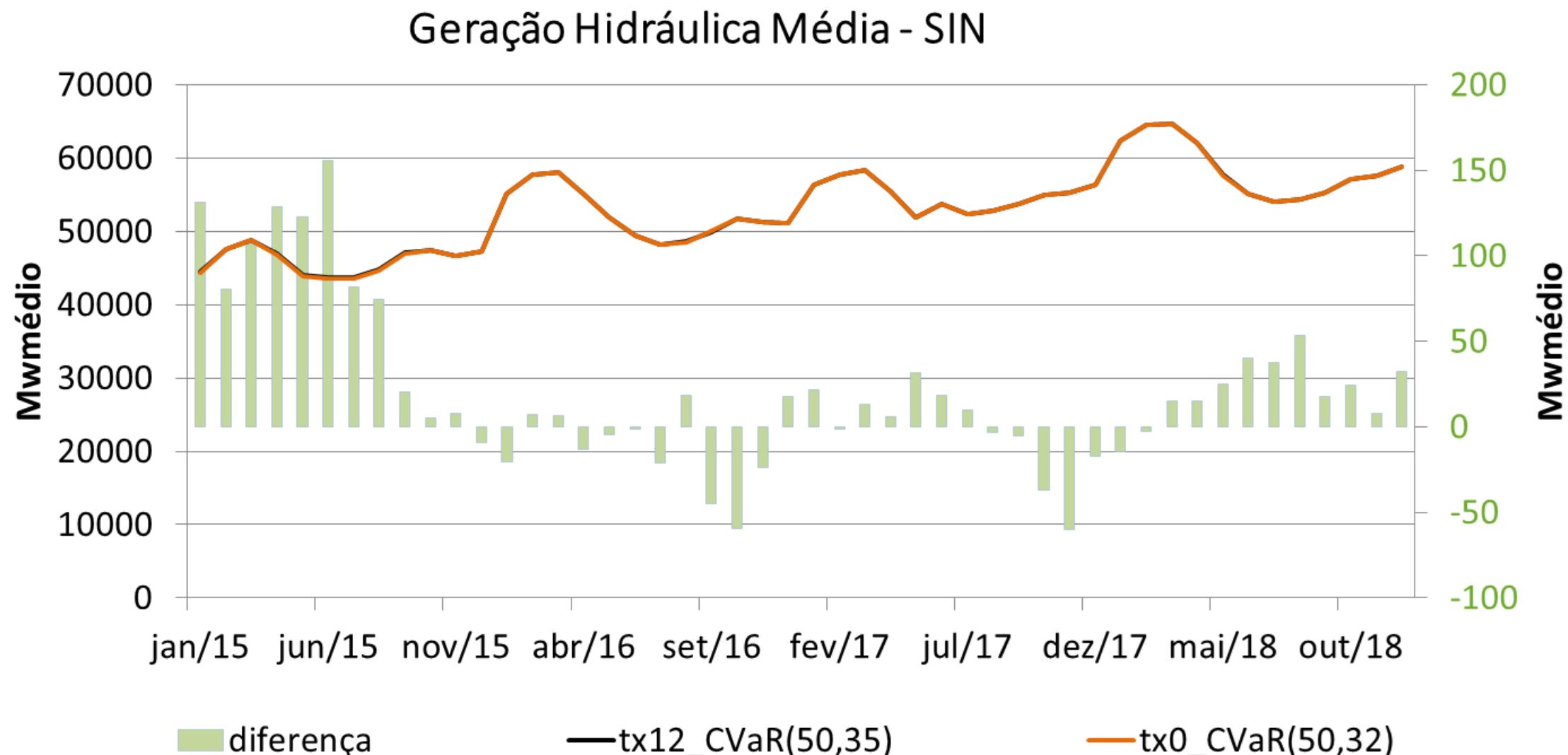
Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco

Variação Percentual do Custo Marginal de Operação Médio

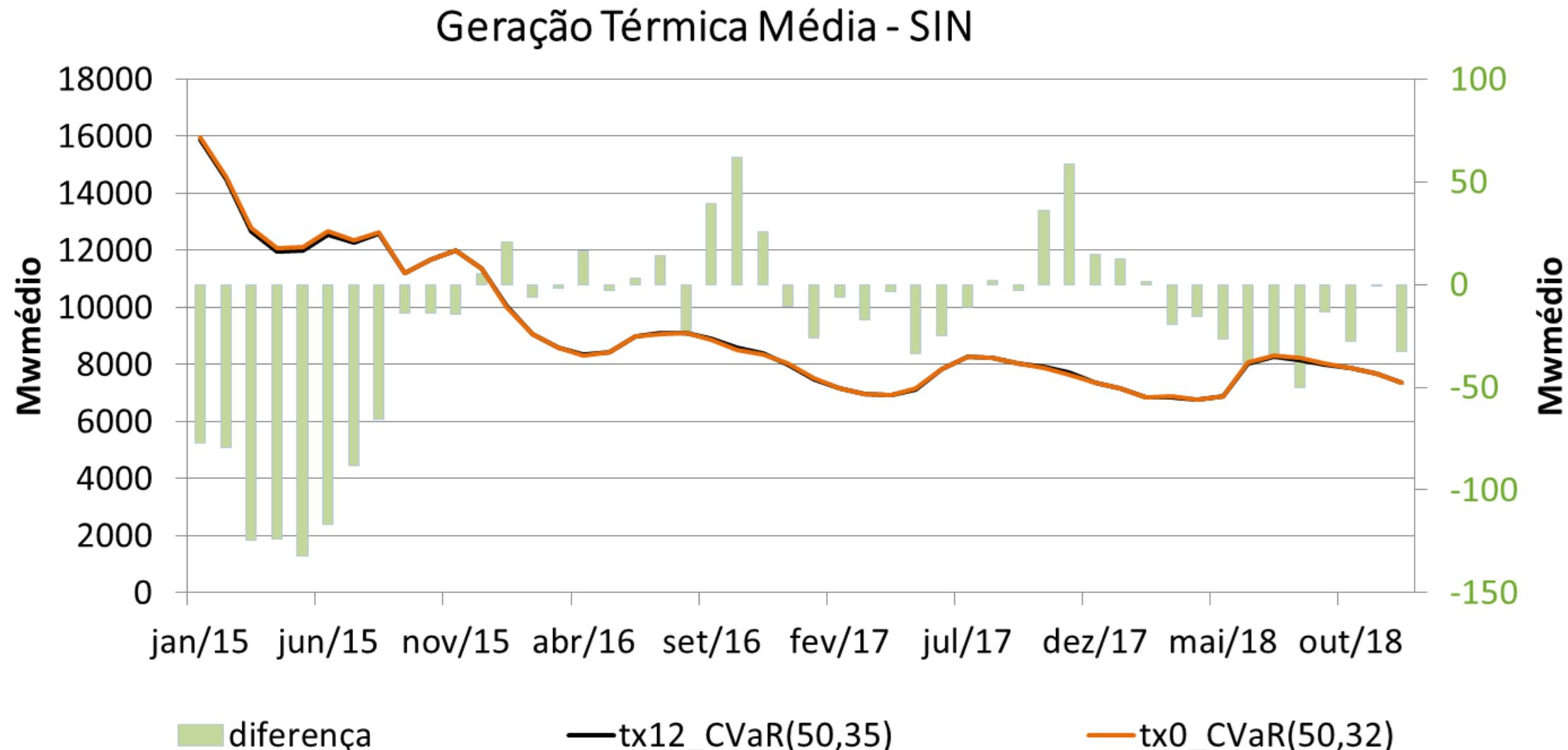
Tx12% a.a. e CVaR(50,35) x Tx0% a.a. e CVaR(50,32)



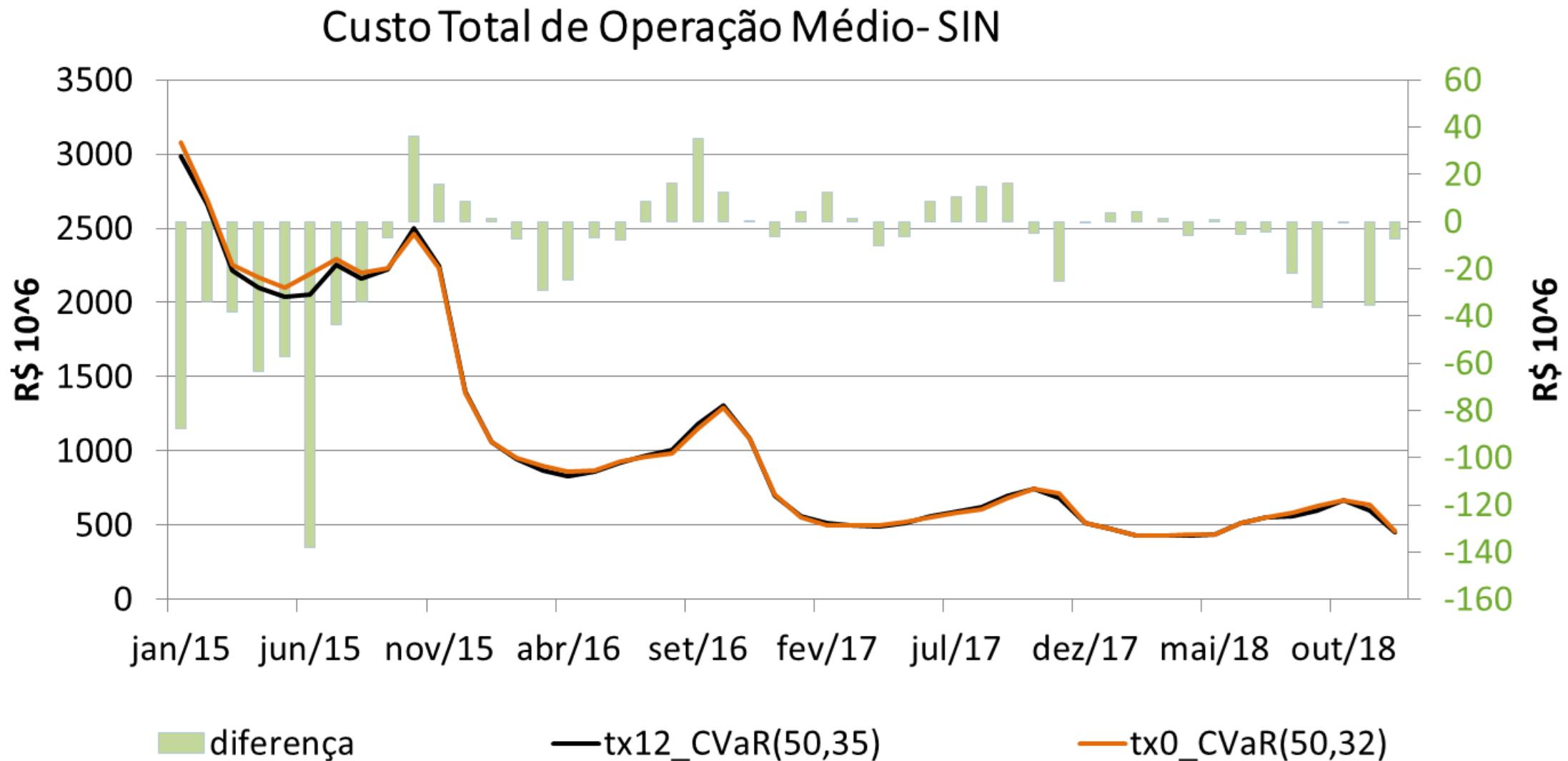
Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco



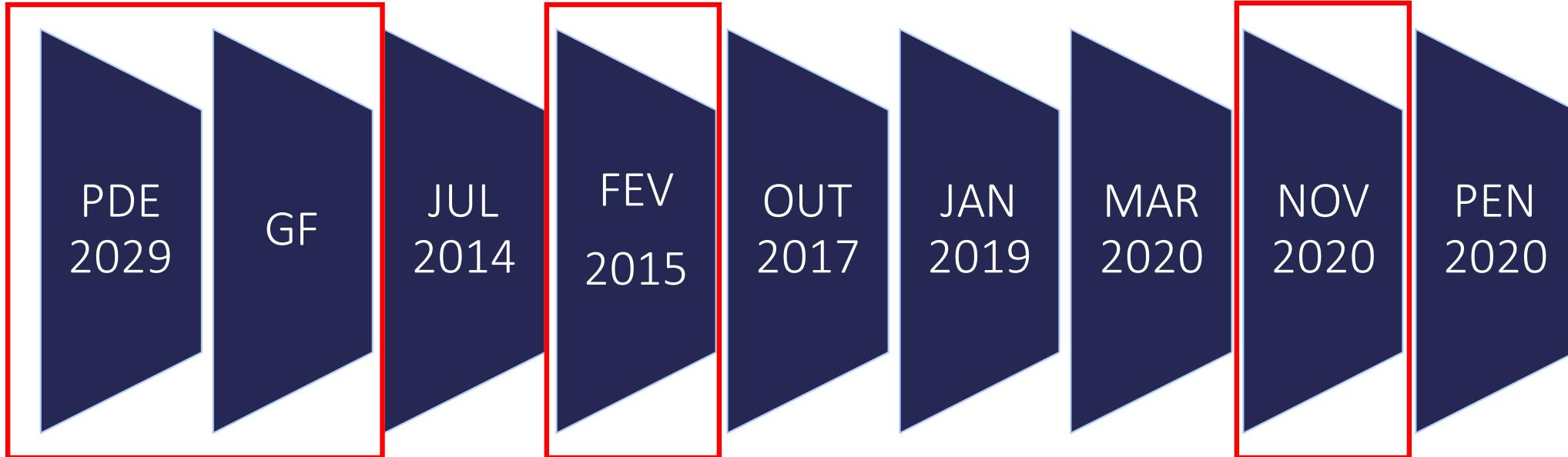
Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco



Taxa de Desconto e efeito no Mecanismo de Aversão ao Risco



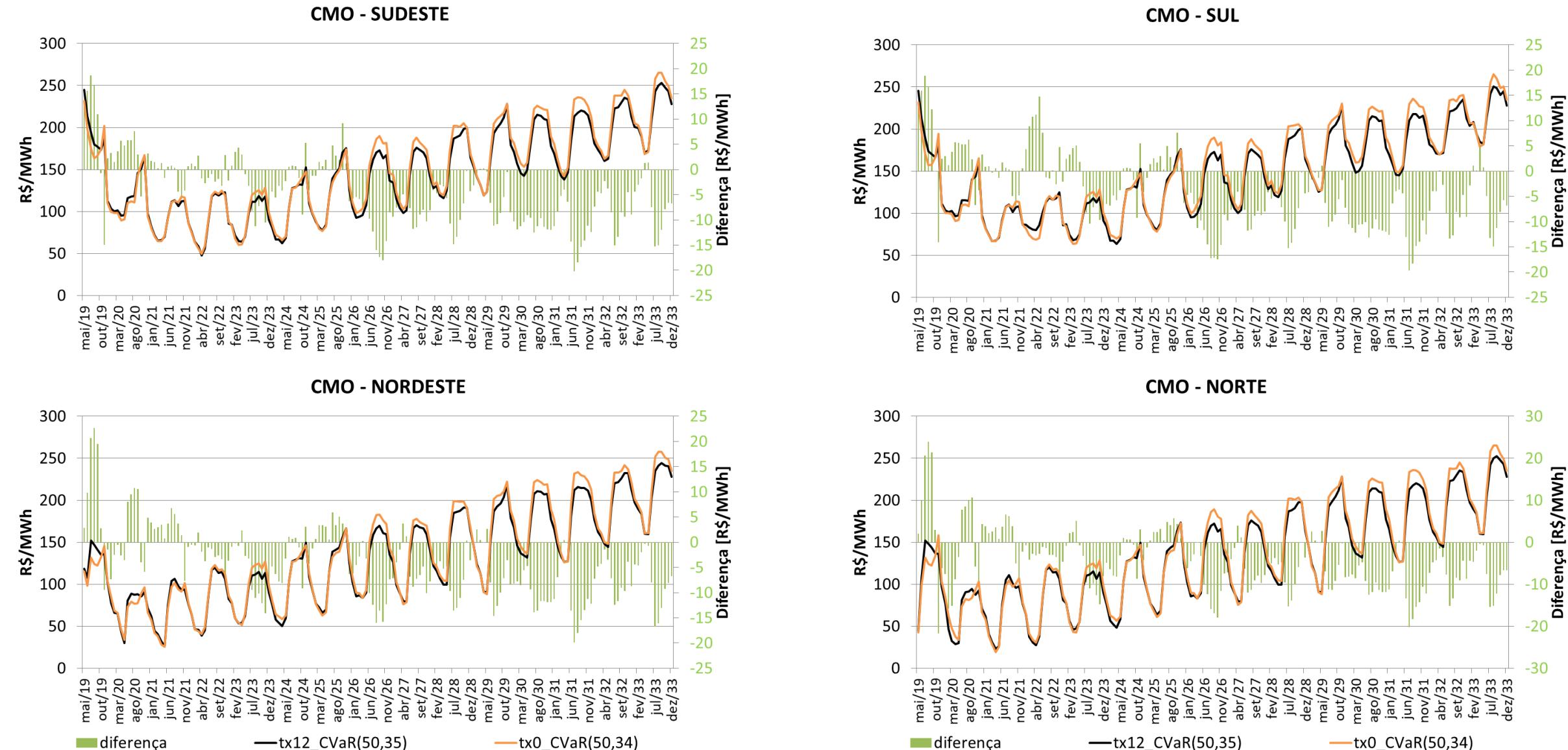
Mais testes em outros decks



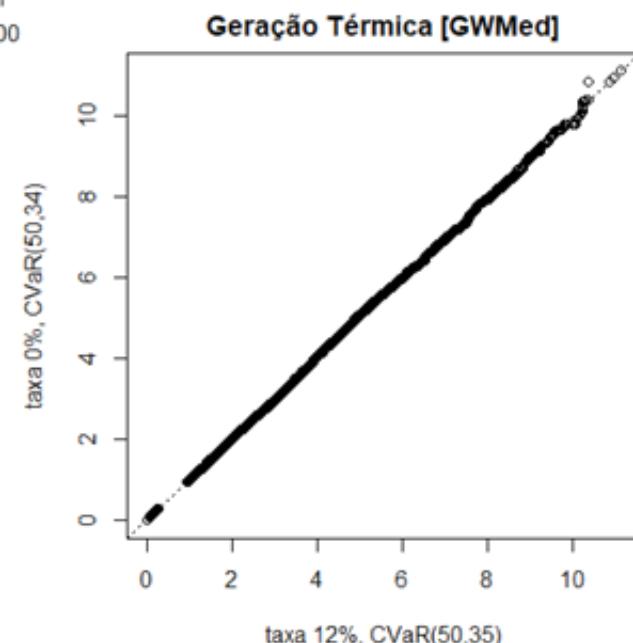
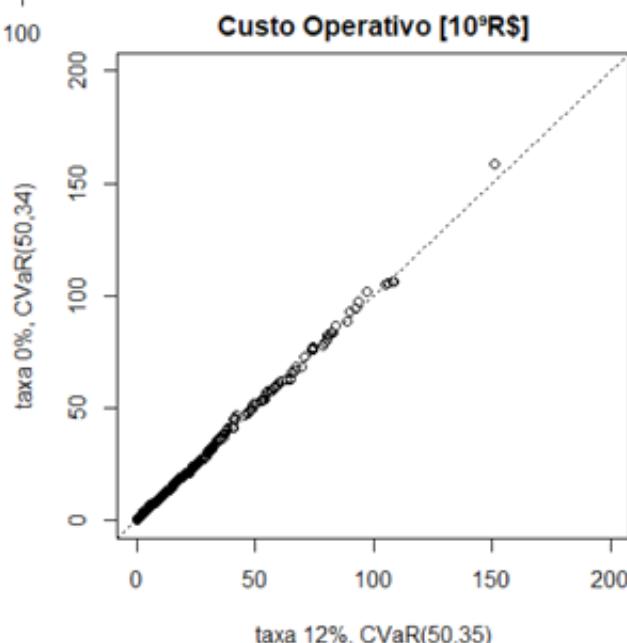
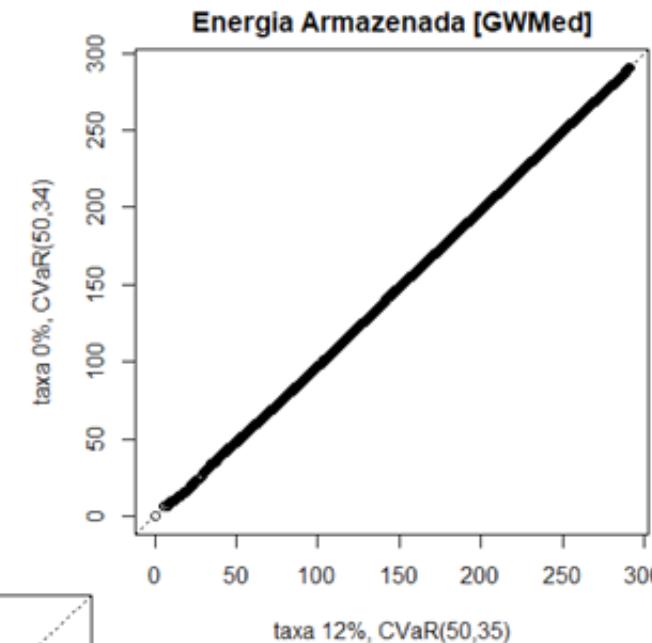
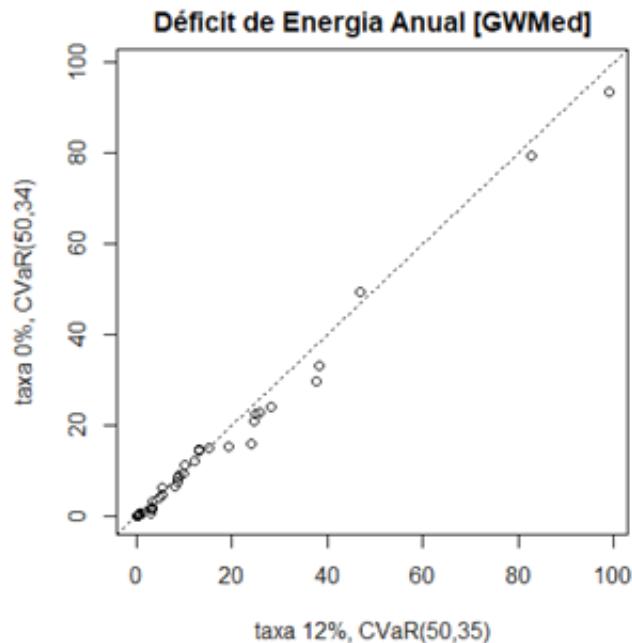
Mais testes em outros decks



Equivalência de operação para caso de PDE 2029



Equivalência de operação para caso de PDE 2029

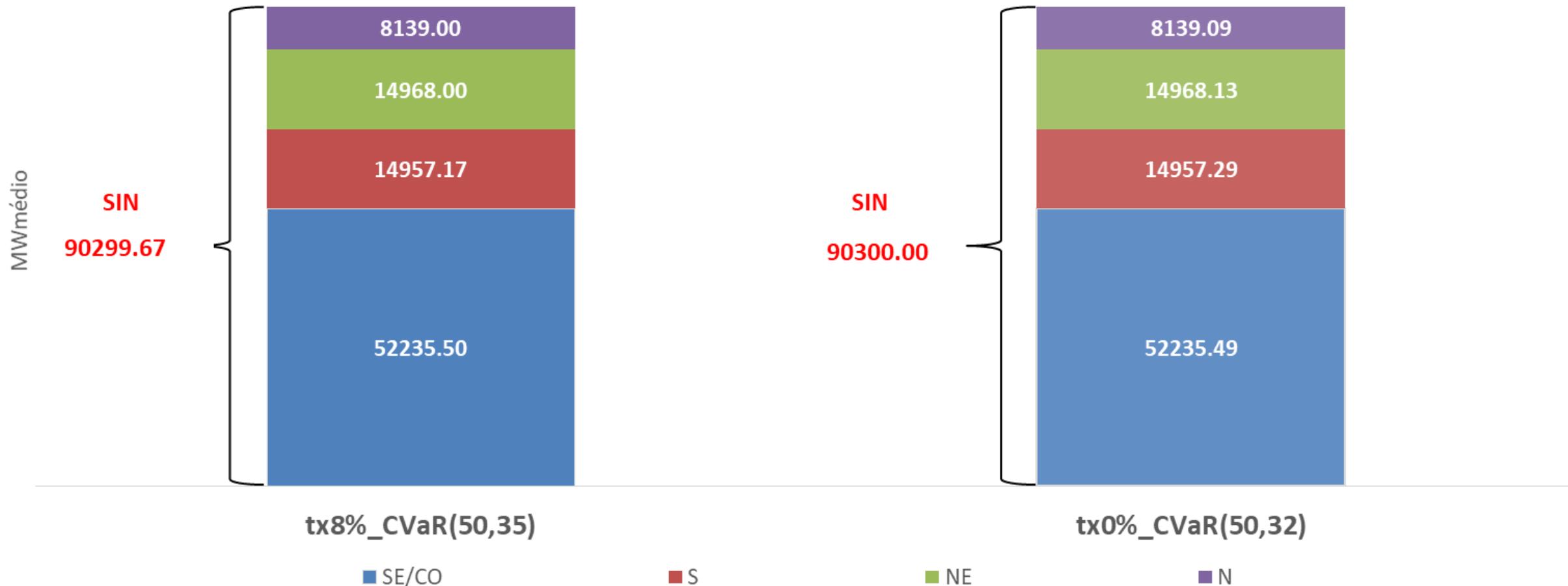


Mais testes em outros decks



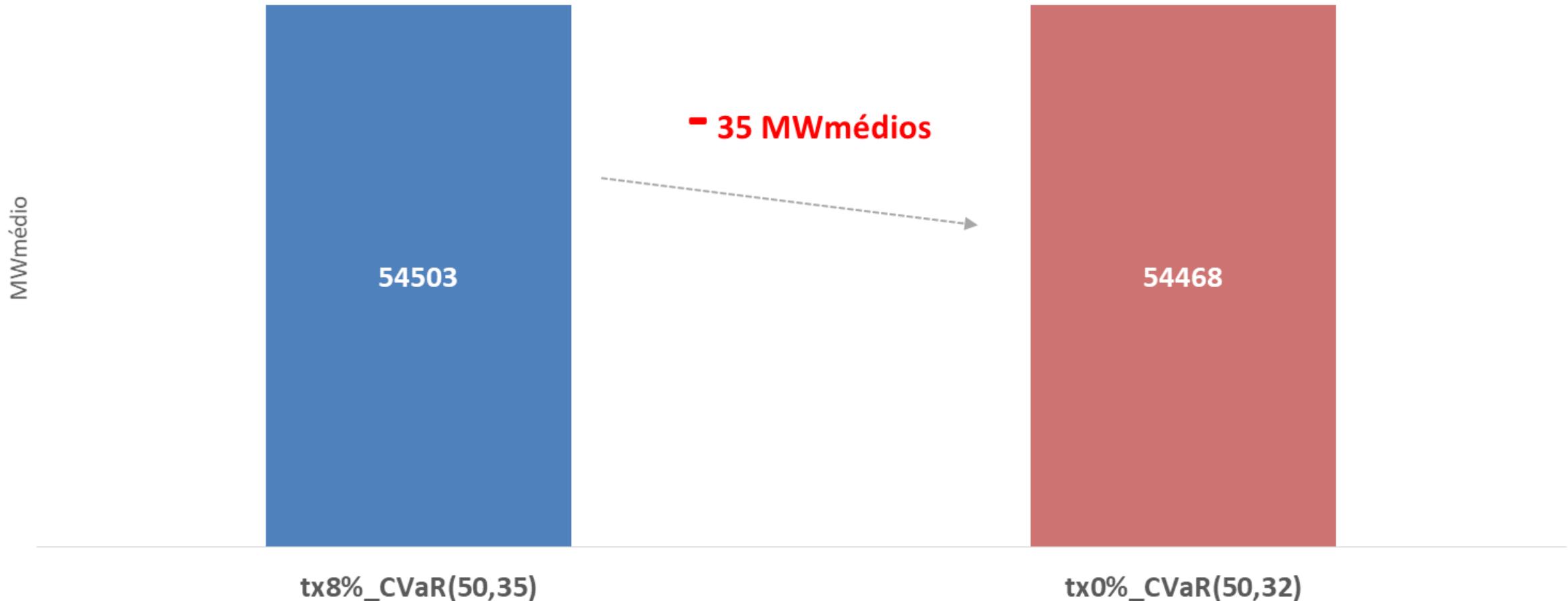
Equivalência de operação para caso de GF

Carga Crítica

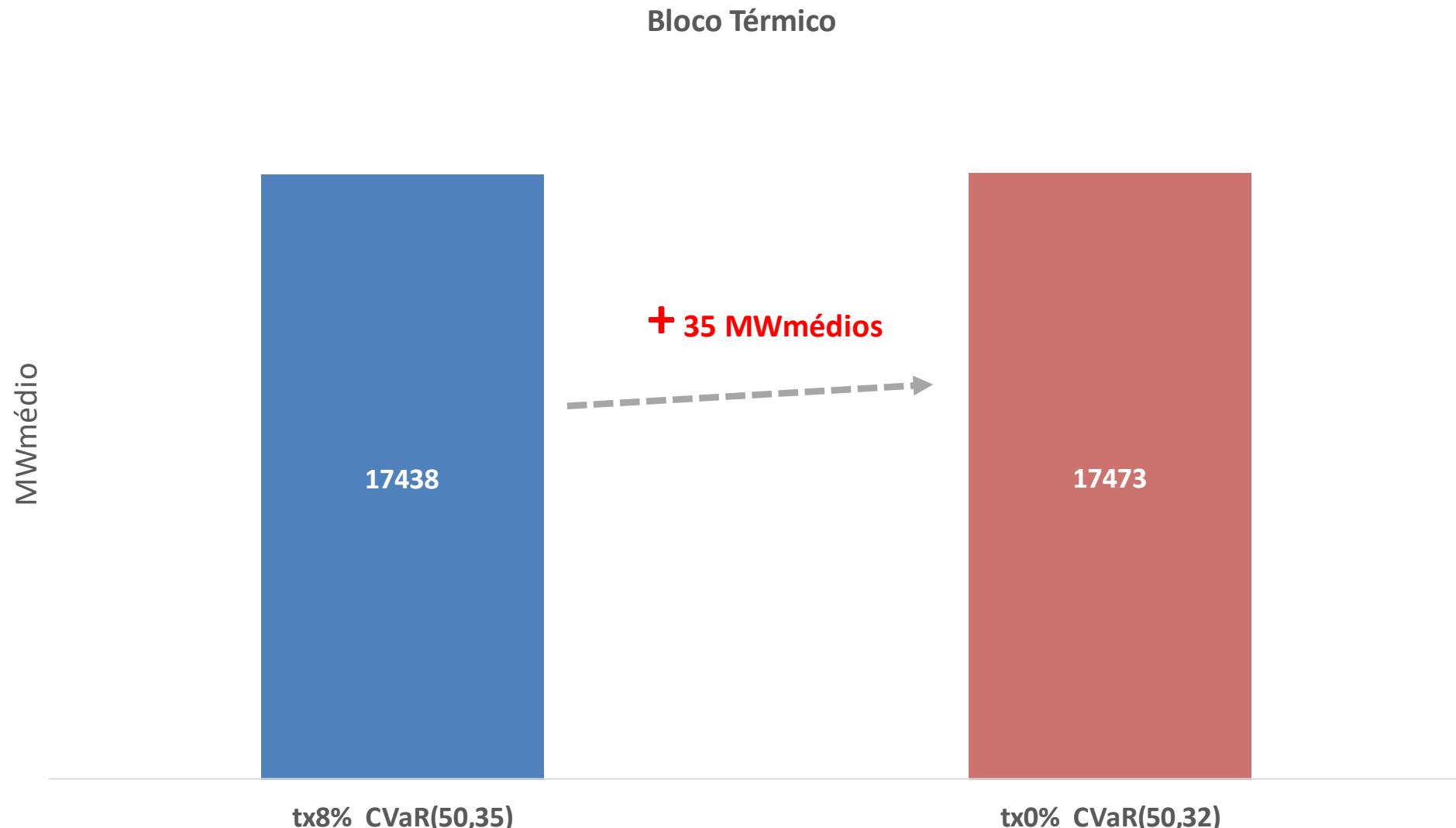


Equivalência de operação para caso de GF

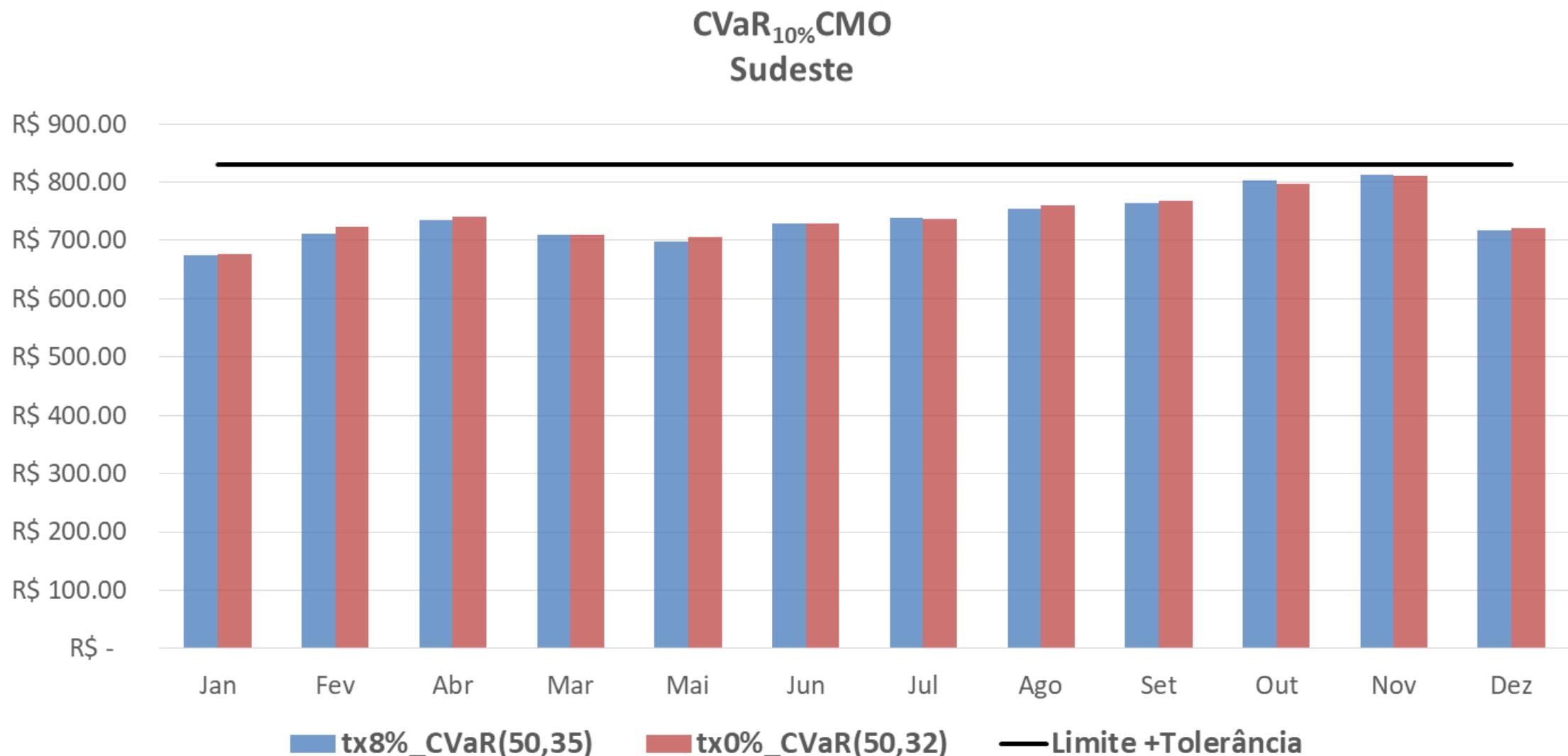
Bloco Hidráulico



Equivalência de operação para caso de GF

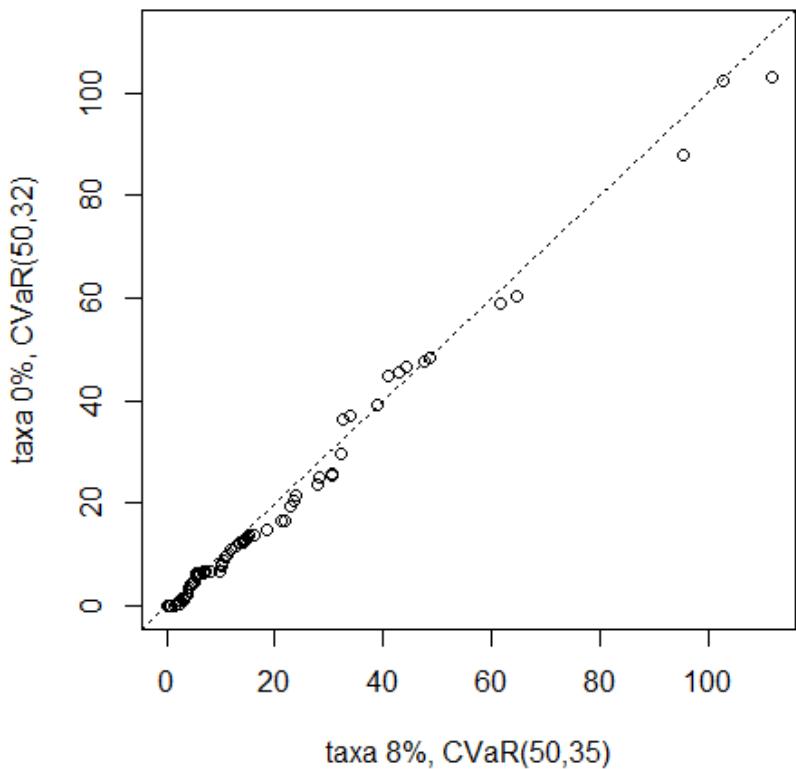


Equivalência de operação para caso de GF

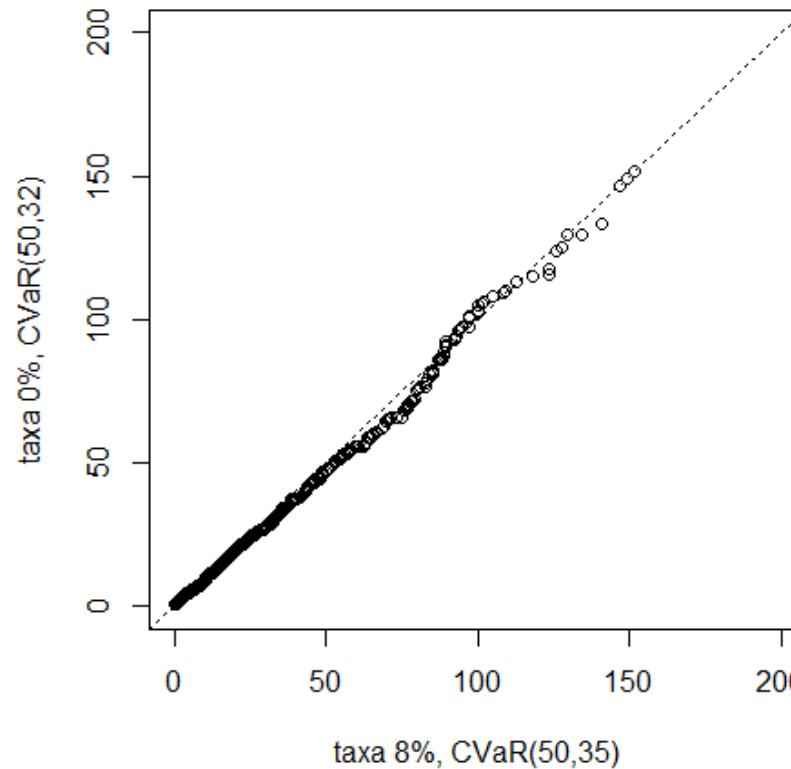


Equivalência de operação para caso de GF

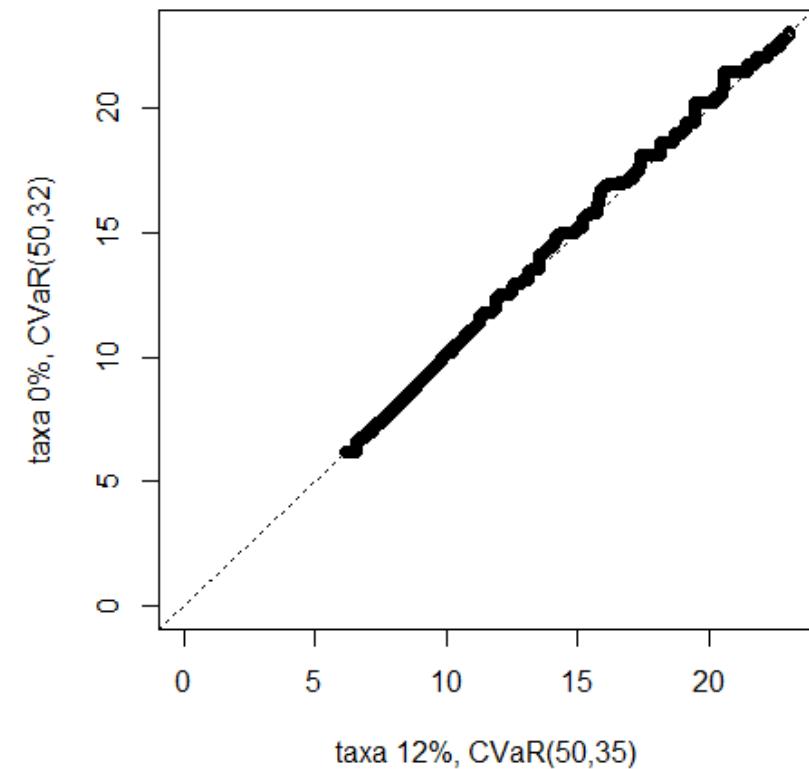
Déficit de Energia Anual [GWMed]



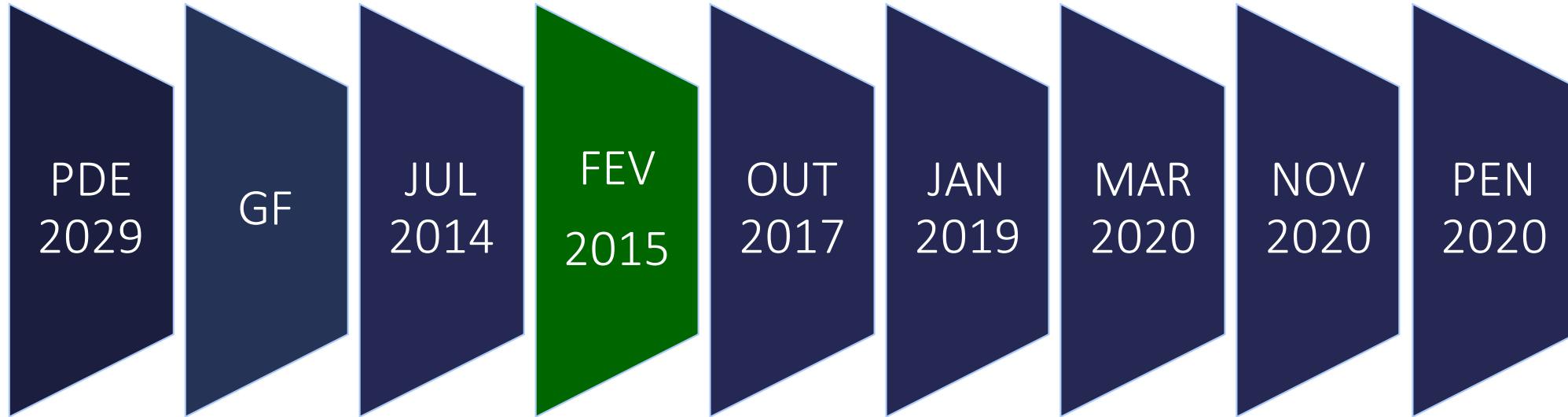
Custo Operativo [10⁹R\$]



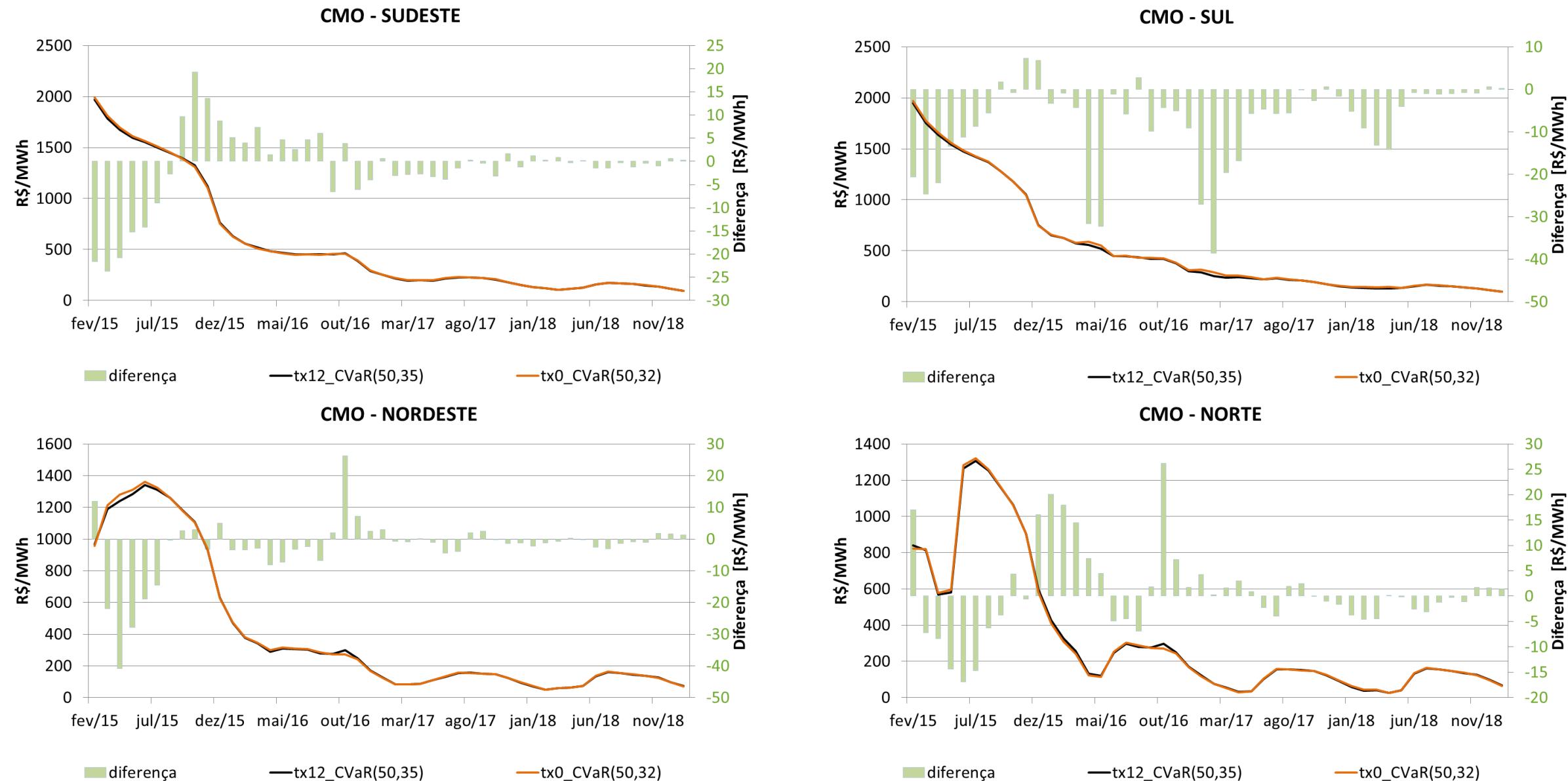
Geração Térmica [GWMed]



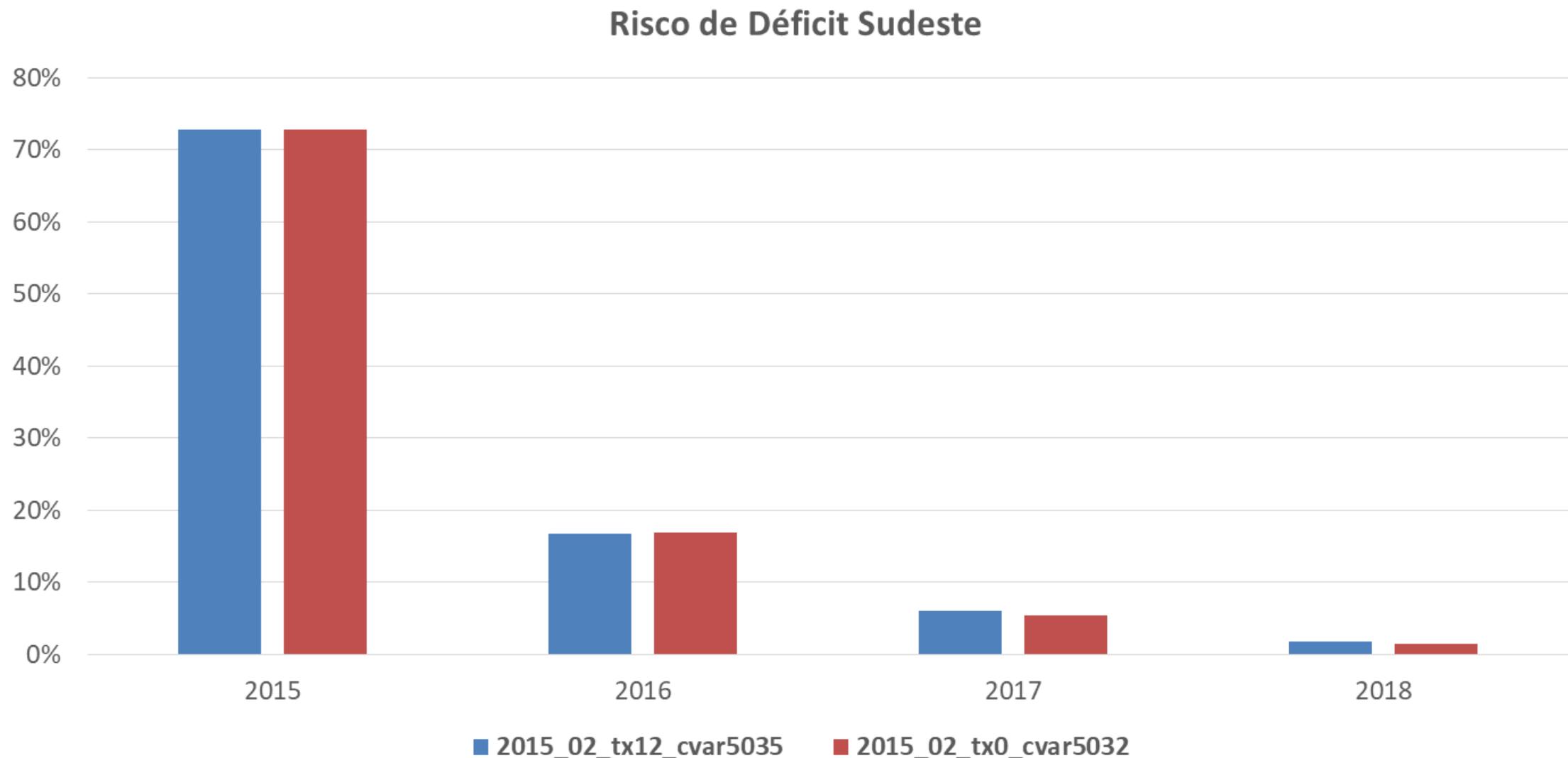
Mais testes em outros decks



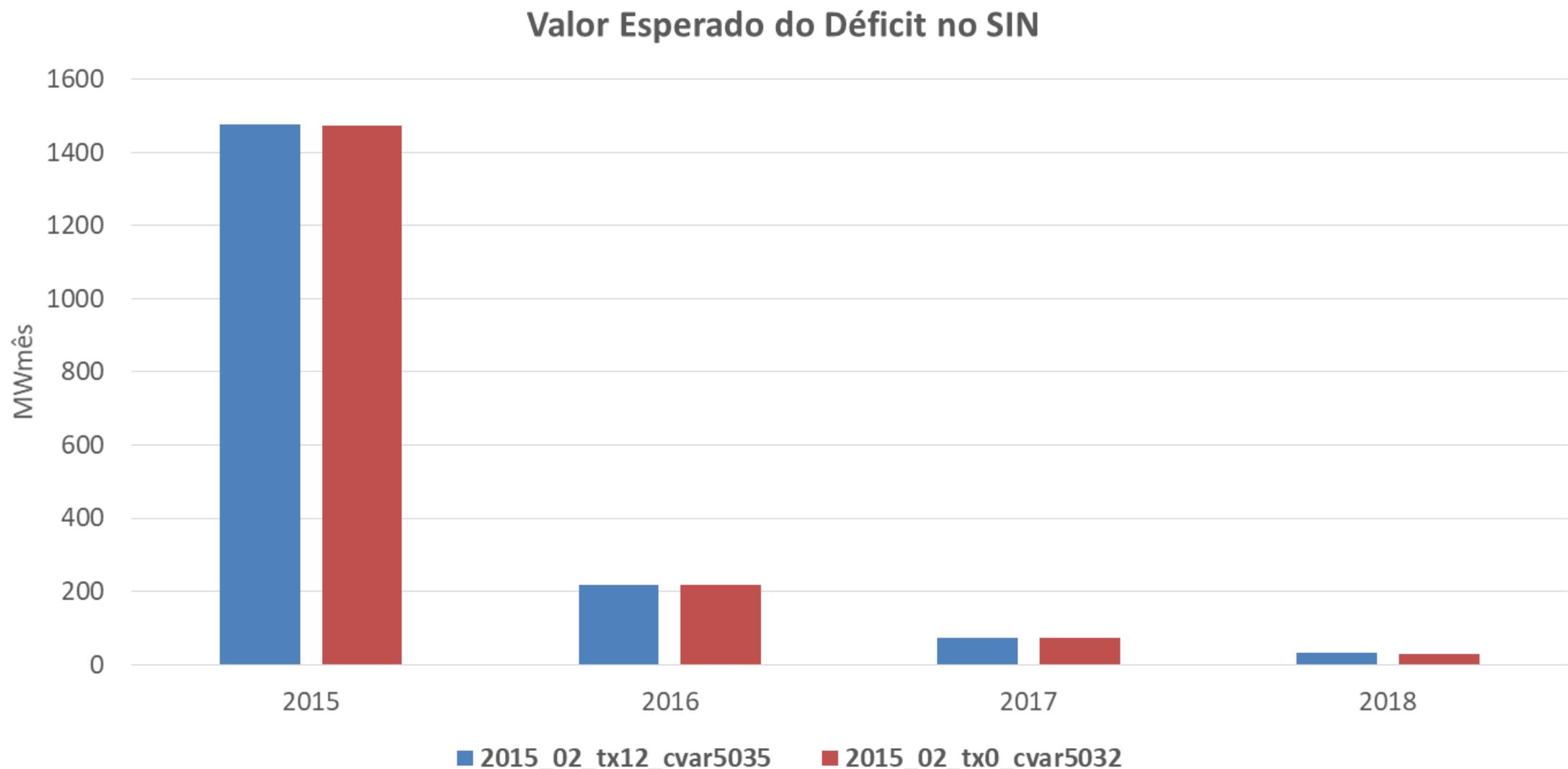
Equivalência de operação para caso de PMO de Fevereiro de 2015



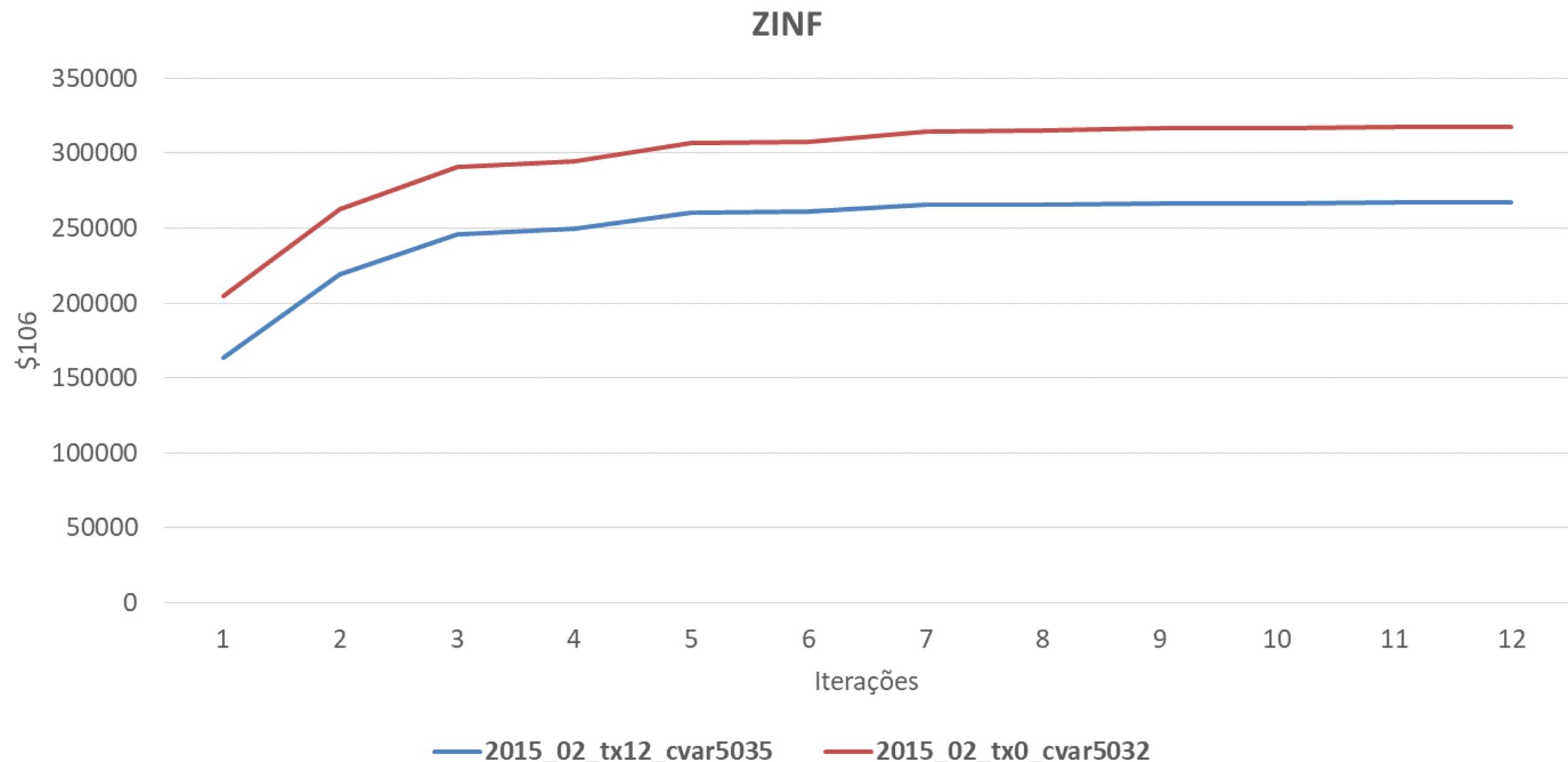
Equivalência de operação para caso de PMO de Fevereiro de 2015



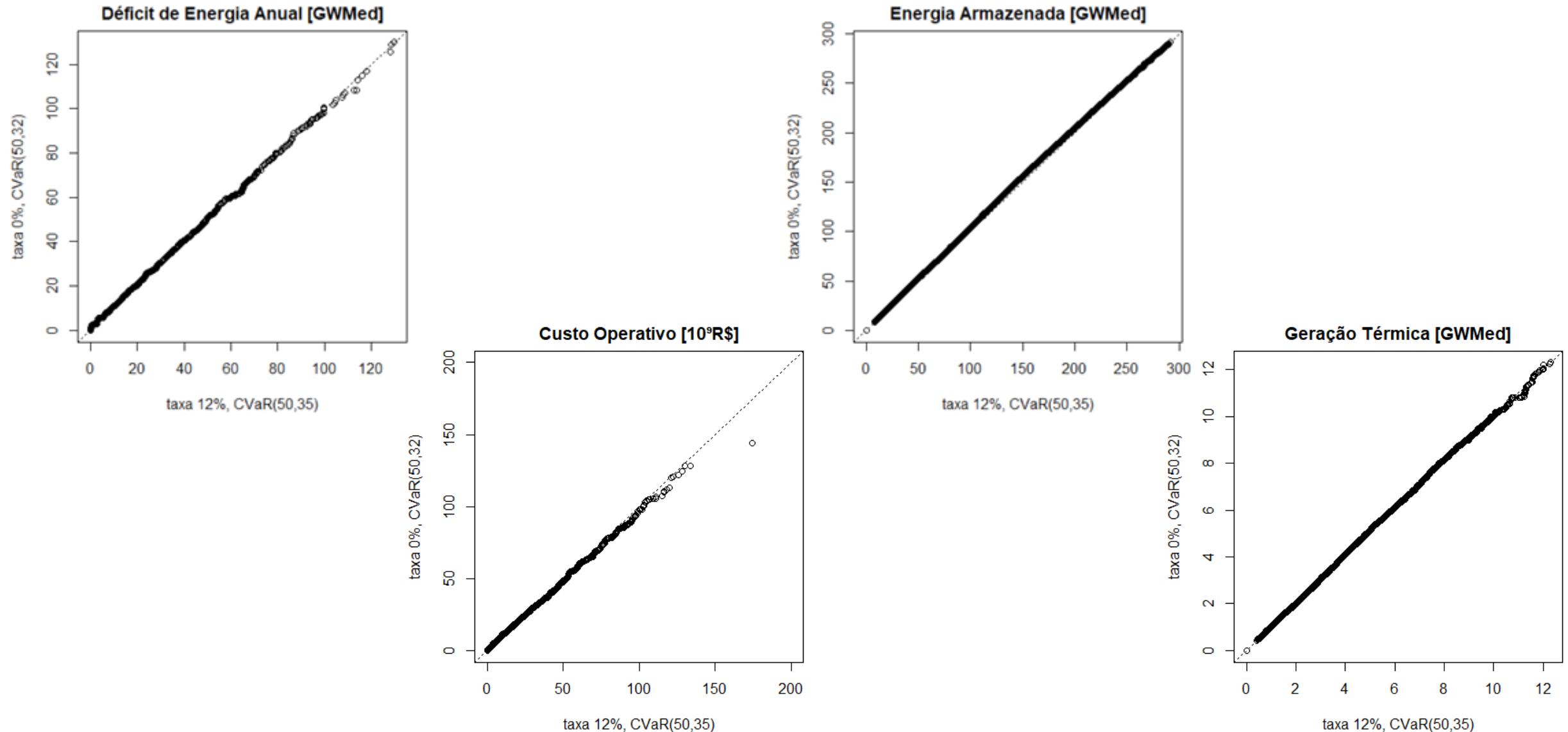
Equivalência de operação para caso de PMO de Fevereiro de 2015



Equivalência de operação para caso de PMO de Fevereiro de 2015



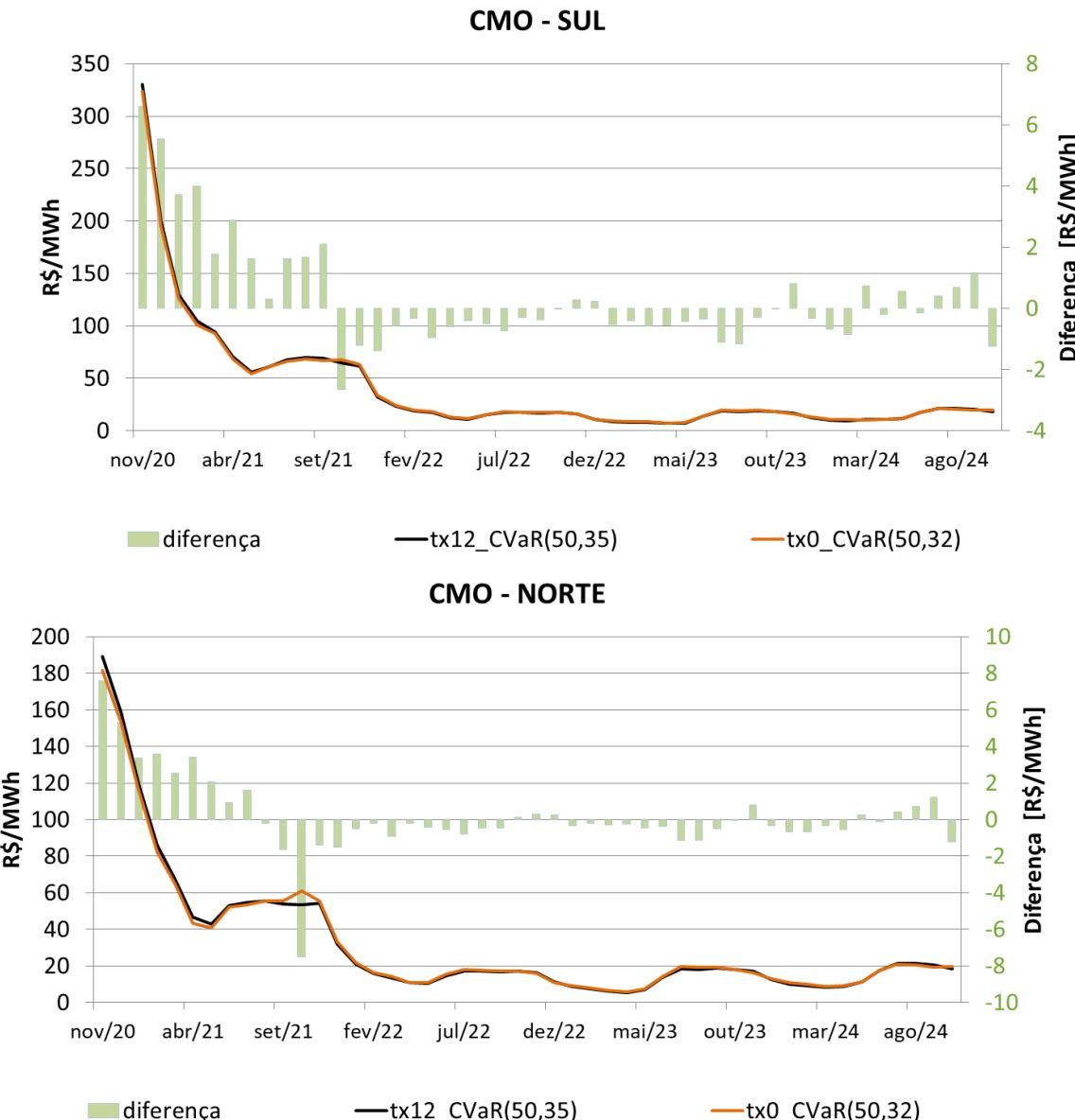
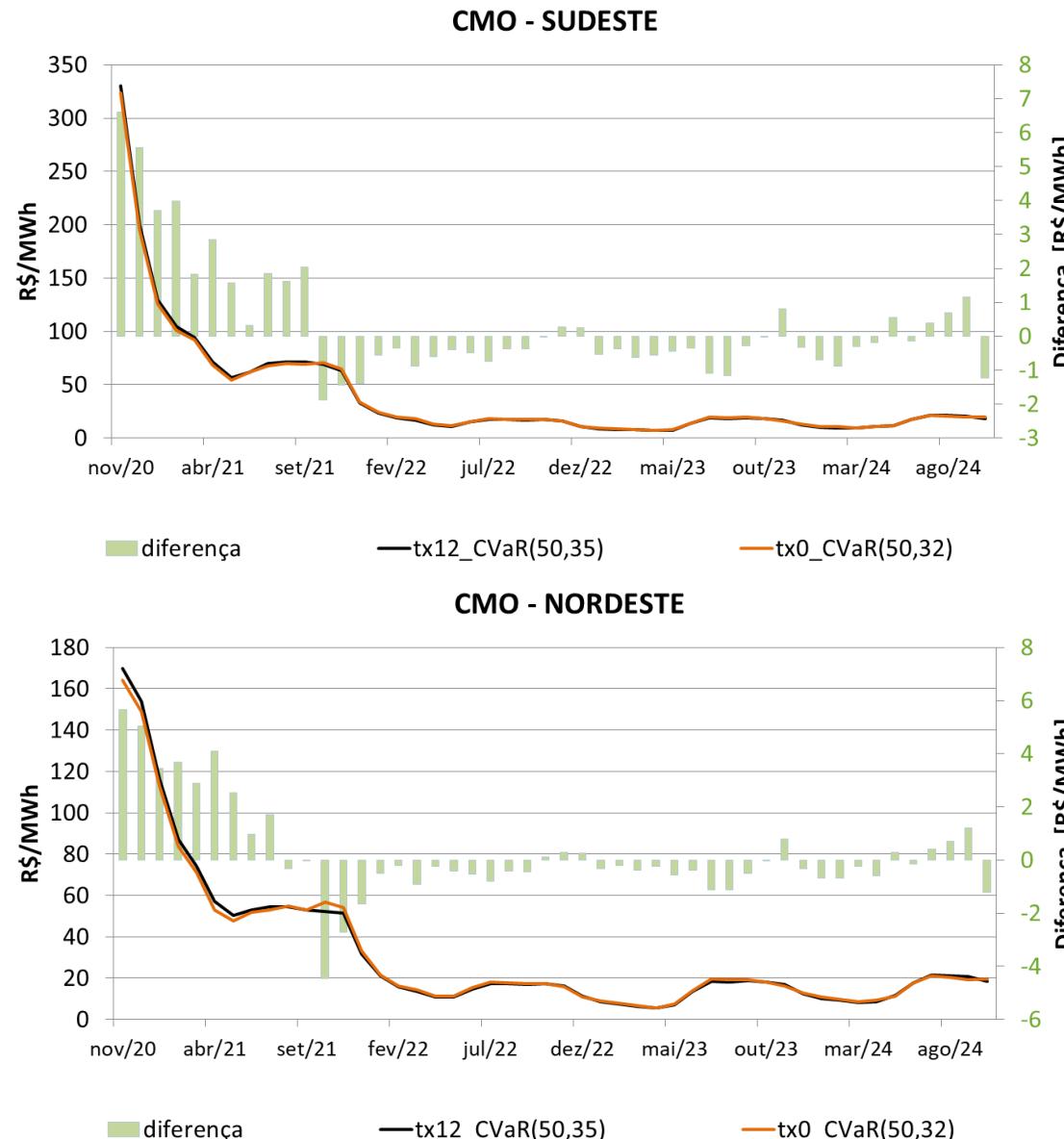
Equivalência de operação para caso de PMO de Fevereiro de 2015



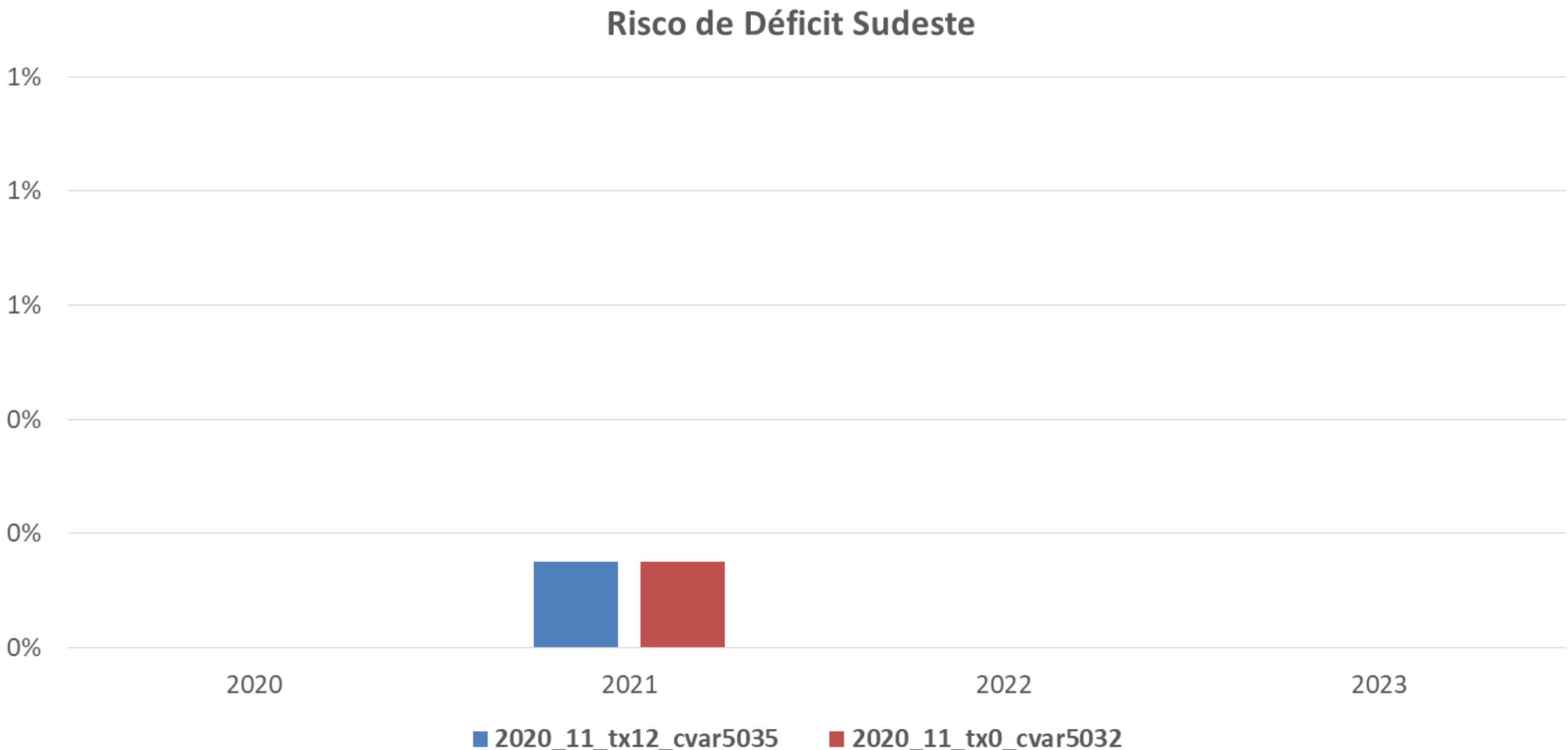
Mais testes em outros decks



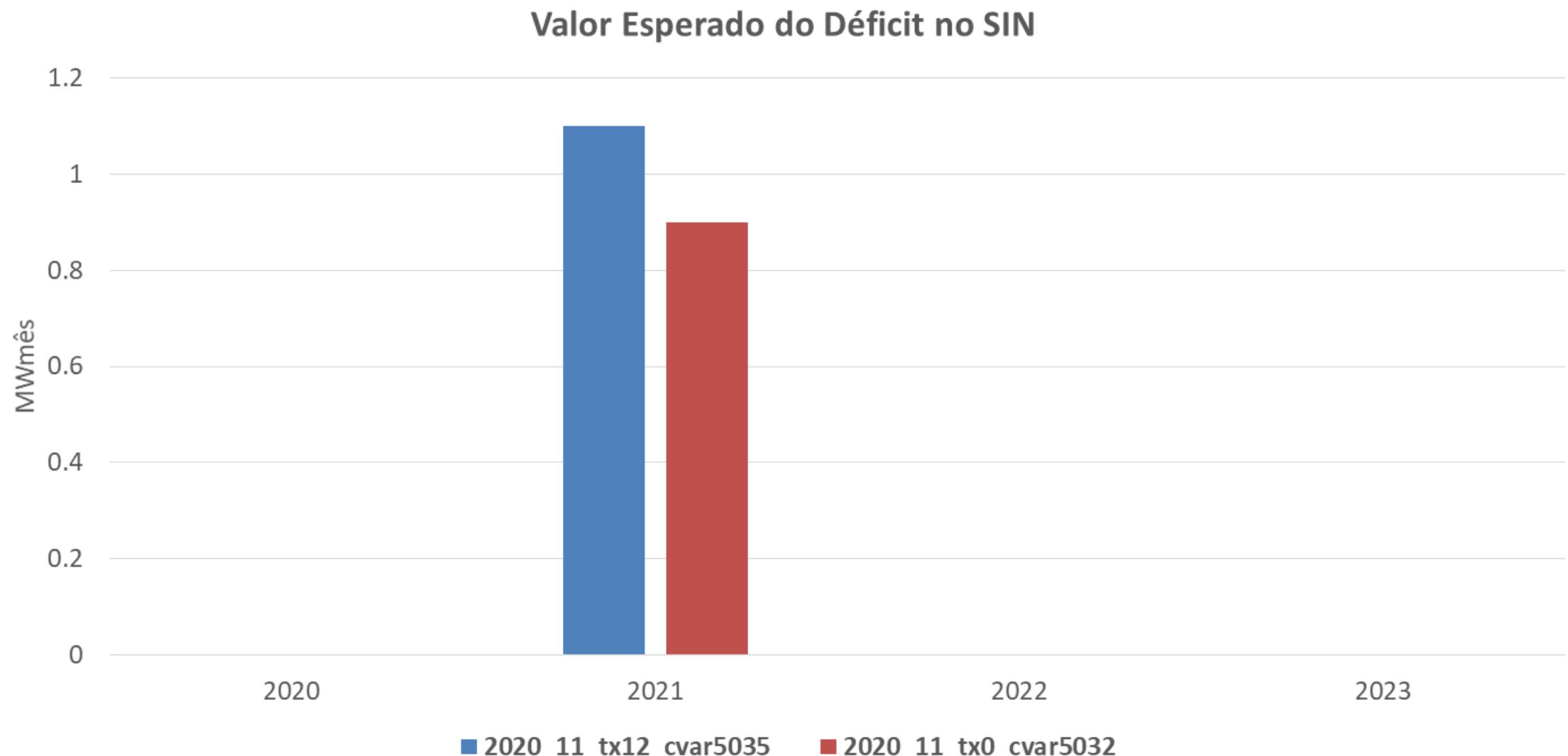
Equivalência de operação para caso de PMO de Novembro de 2020



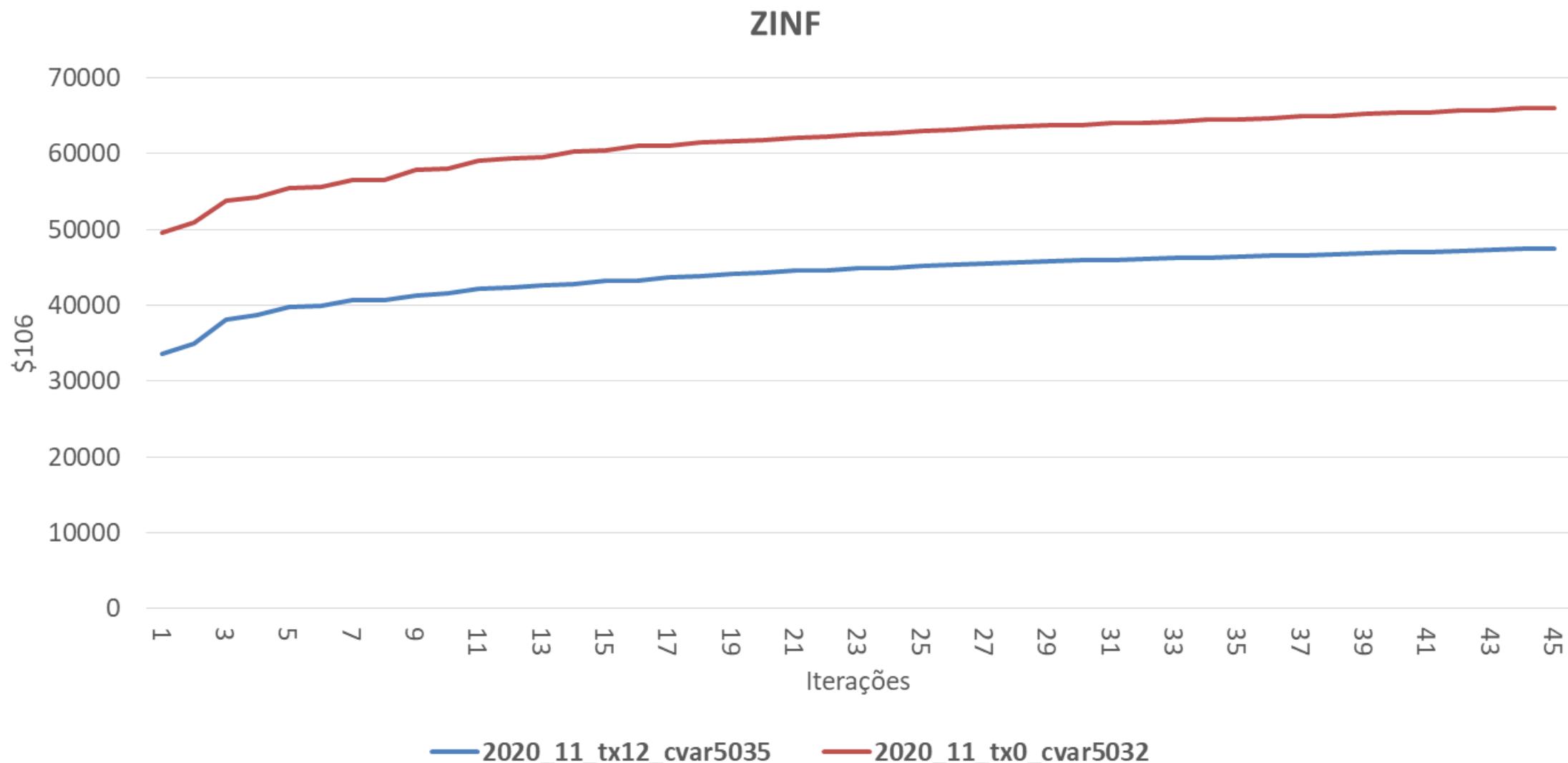
Equivalência de operação para caso de PMO de Novembro de 2020



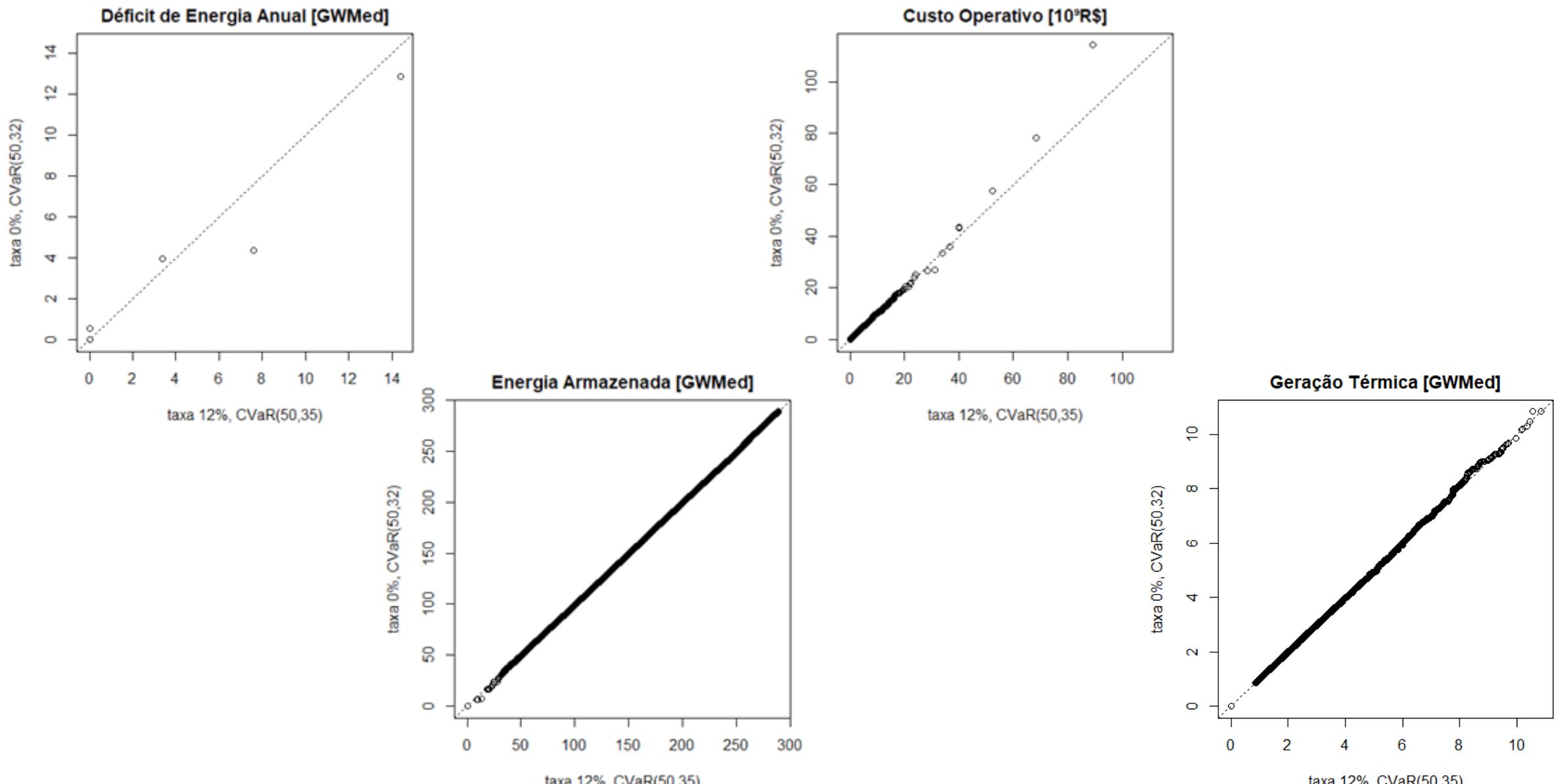
Equivalência de operação para caso de PMO de Novembro de 2020



Equivalência de operação para caso de PMO de Novembro de 2020



Equivalência de operação para caso de PMO de Novembro de 2020



É possível encontrar uma operação equivalente



Todos os decks mostram que existe a equivalência!



Backtest

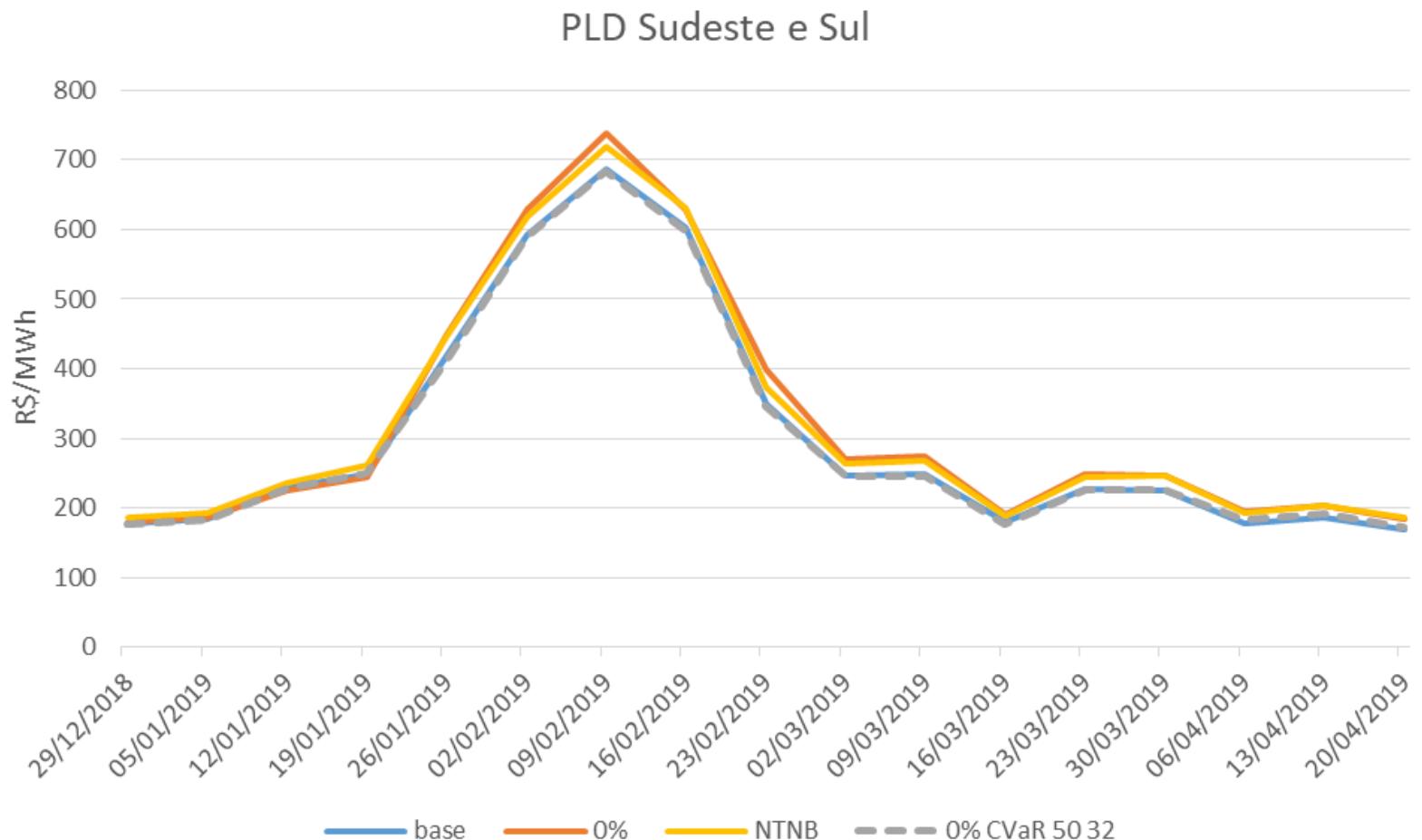
Premissas

Rodadas encadeadas com NEWAVE (v27) e DECOMP (v30.1)

Período de jan/19 a abr/19

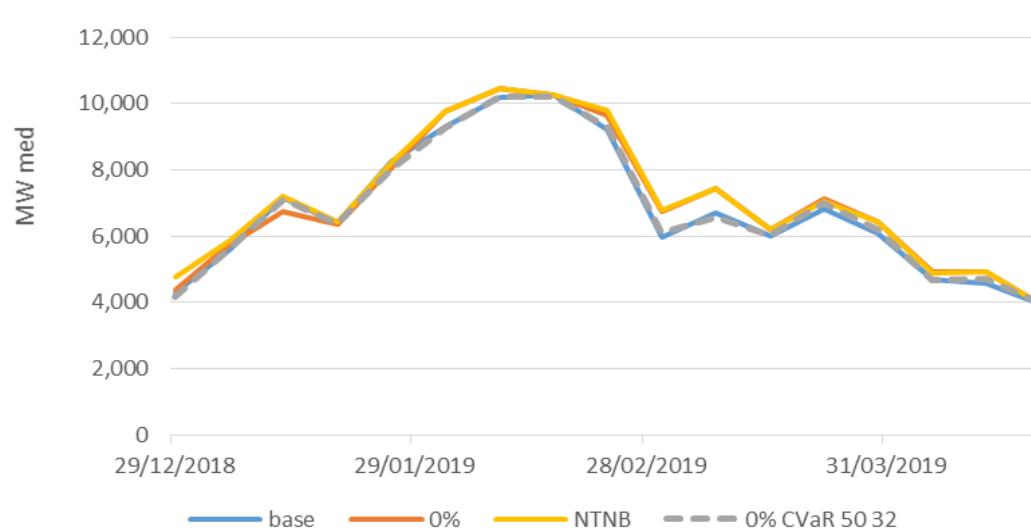
Sensibilidade variando a taxa de desconto nos dois modelos: 0%, 2.82% (NTN-B¹), 12% (base)

Sensibilidade alterando o CVaR para (50, 32) no caso de taxa igual a 0%

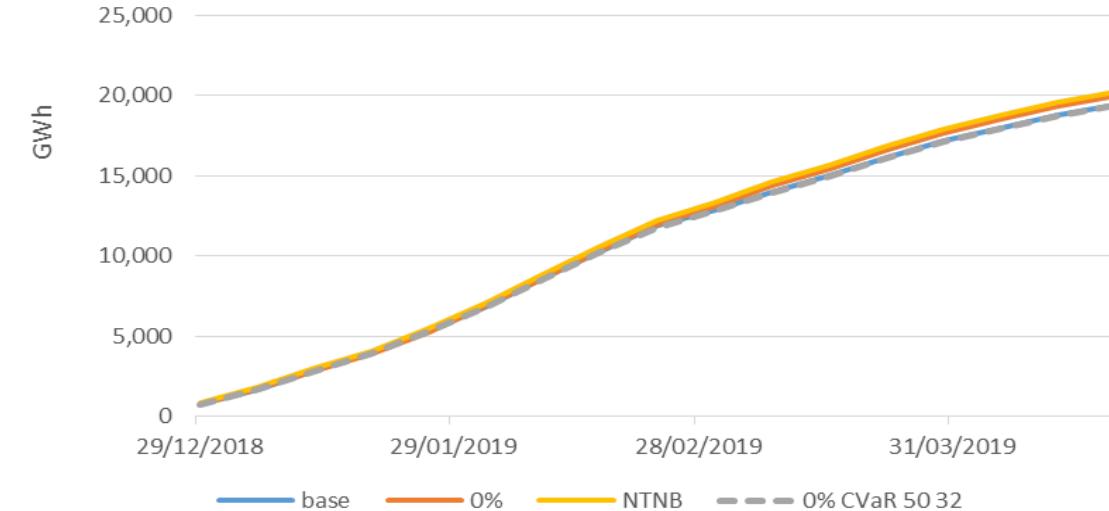


Backtest

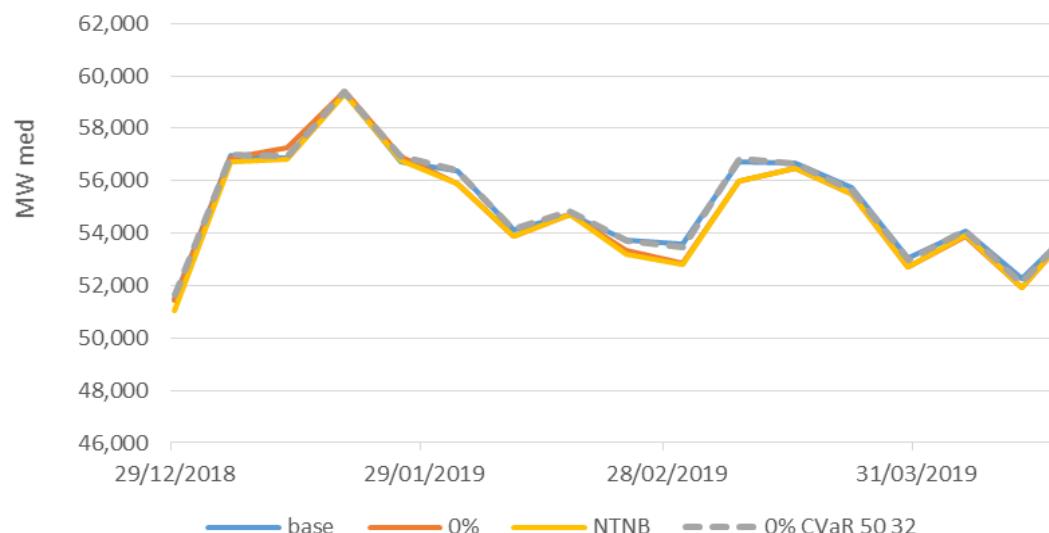
GT SIN



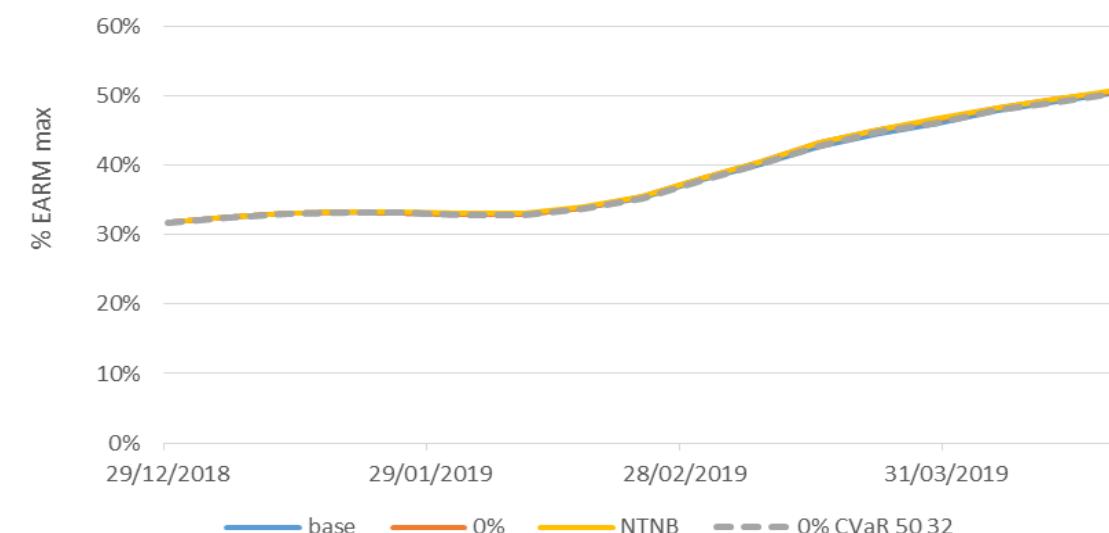
GT SIN (acumulada)



GH SIN



EARM SIN



É possível encontrar uma operação equivalente



Considerando que os **decks retratam diferentes conjunturas**, observou-se que é possível retirar o uso da **taxa de desconto** e **recalibrar o CVaR** de modo a obter uma operação semelhante a obtida considerando a taxa de desconto 12% a.a. e CVaR(50,35).

Todas as sensibilidades sinalizaram que essa **solução é promissora, reduz um dos parâmetros de entrada do modelo e facilita a 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.



Nova Taxa de Juros
Referencial

Rever Conceitos
Aplicação



Acompanhamento dos estudos

Volume Mínimo Operativo

Assessoria Técnica:



Introdução

Motivação:

- Na Reunião Plenária da CPAMP, 07 de outubro de 2020, a coordenação do GT Metodologia apresentou consolidação das contribuições recebidas pelos agentes, entre os dias 18 de junho e 10 de julho de 2020, às atividades propostas para o ciclo de trabalho 2020/2021.
- Consideração do **volume mínimo operativo no Decomp** foi uma das atividades priorizadas.

Objetivo:

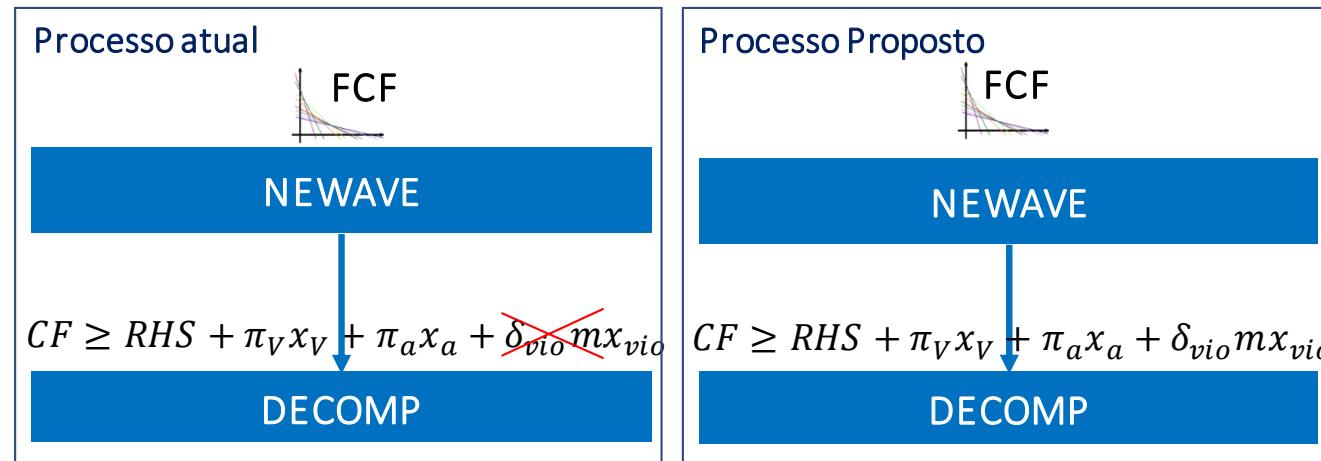
Maior aderência dos modelos de otimização ao que se adota na operação do SIN.

Atividades:

- Consulta à FCF do Newave com os valores de máxima violação fornecidos externamente (acoplamento considerando π_x).
- Consideração das restrições RHE.

Acoplamento considerando π_x

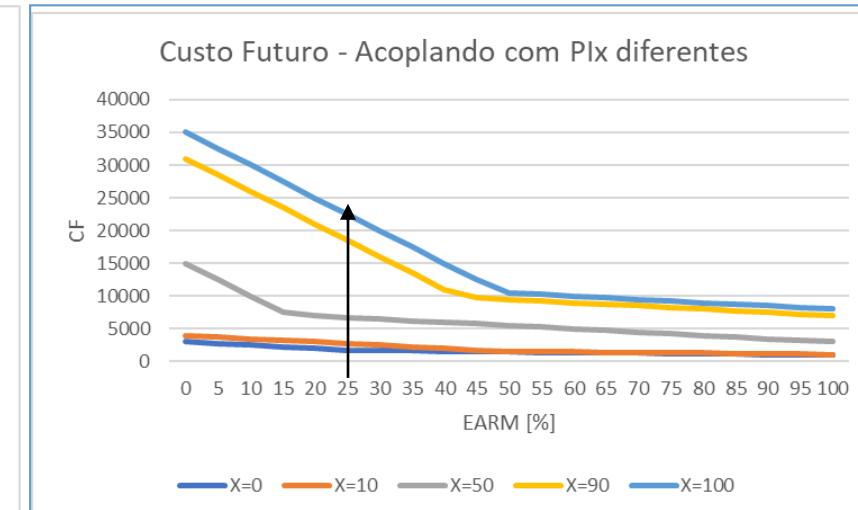
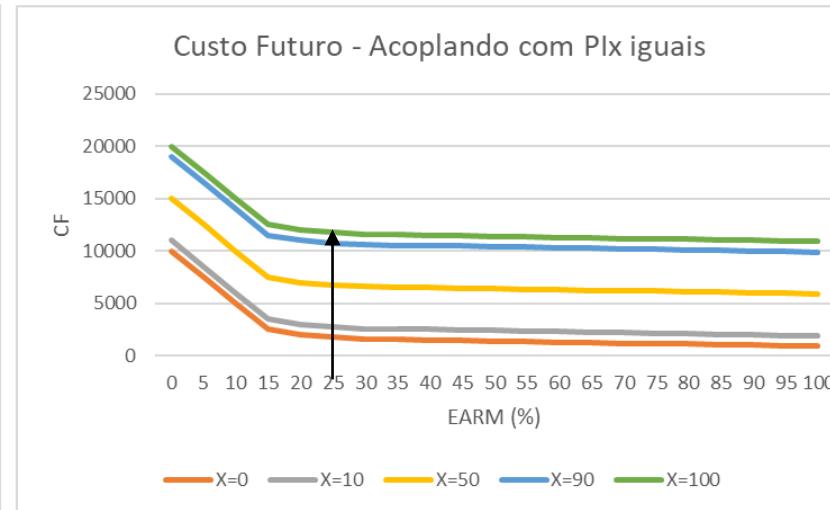
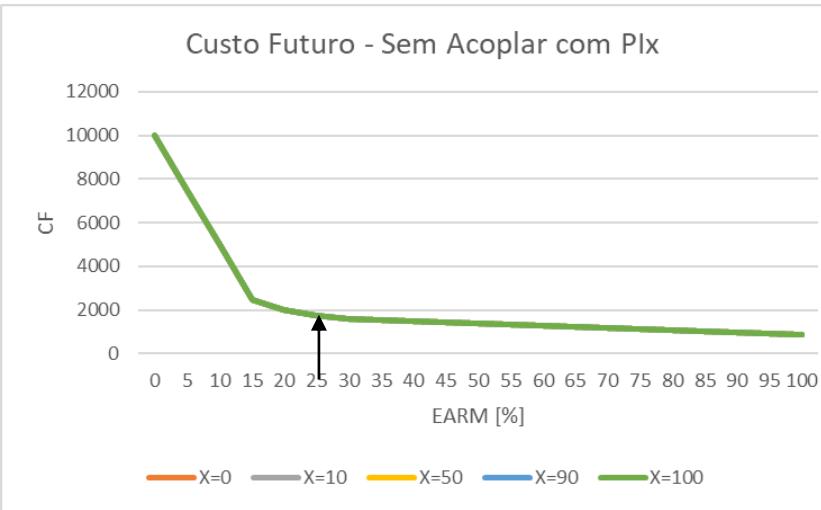
- Os cortes da FCF do modelo Newave possuem os coeficientes (π_x) referentes ao eixo de máxima violação do VminOp, porém o modelo Decomp até a versão 30.3 não faz uso dessa informação. A partir da versão 30.4 tornou-se opcional considerar esta informação no acoplamento do Decomp com a FCF.
- Proposta Decomp: consulta à FCF com os valores de máxima violação fornecidos externamente (registro FB), ou seja, não tem implementação explícita da máxima violação no Decomp.



- ✓ No registro FB é fornecido o valor de mx_{vio} para acessar os cortes do Newave.

Exemplo didático considerando o acoplamento com o π_x

- Suponha que a FCF seja dada por: $\alpha_i \geq \omega_i - \pi_{v,i}V - \pi_{x,i}X$ $i=1,\dots,N$ cortes

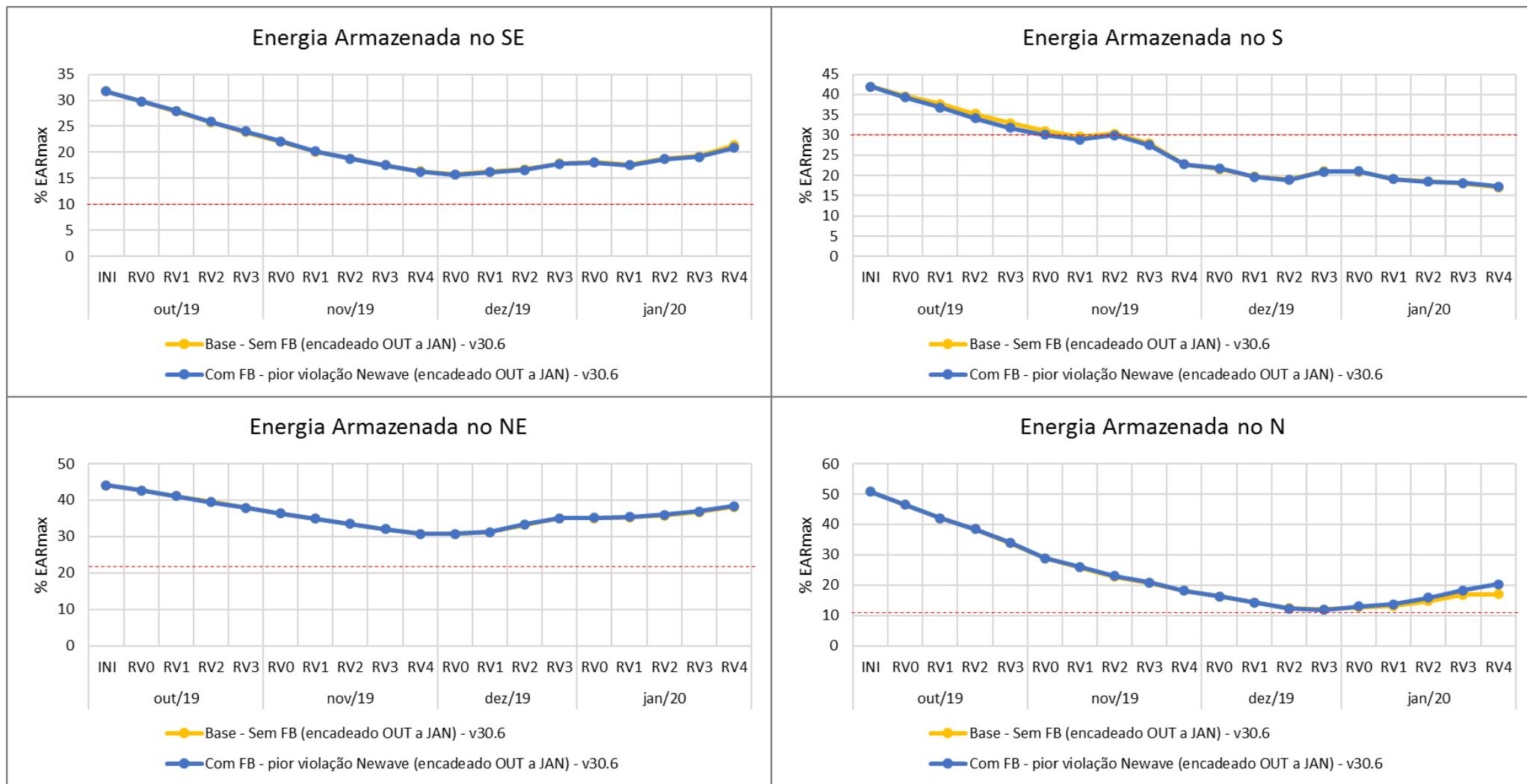


- O custo futuro aumenta à medida que o valor da máxima violação cresce.
- A envoltória da FCF irá se alterar podendo em teoria sinalizar, por exemplo, um maior despacho térmico.
- Porém, na prática não se verificou um ganho na sinalização fornecida ao modelo Decomp.

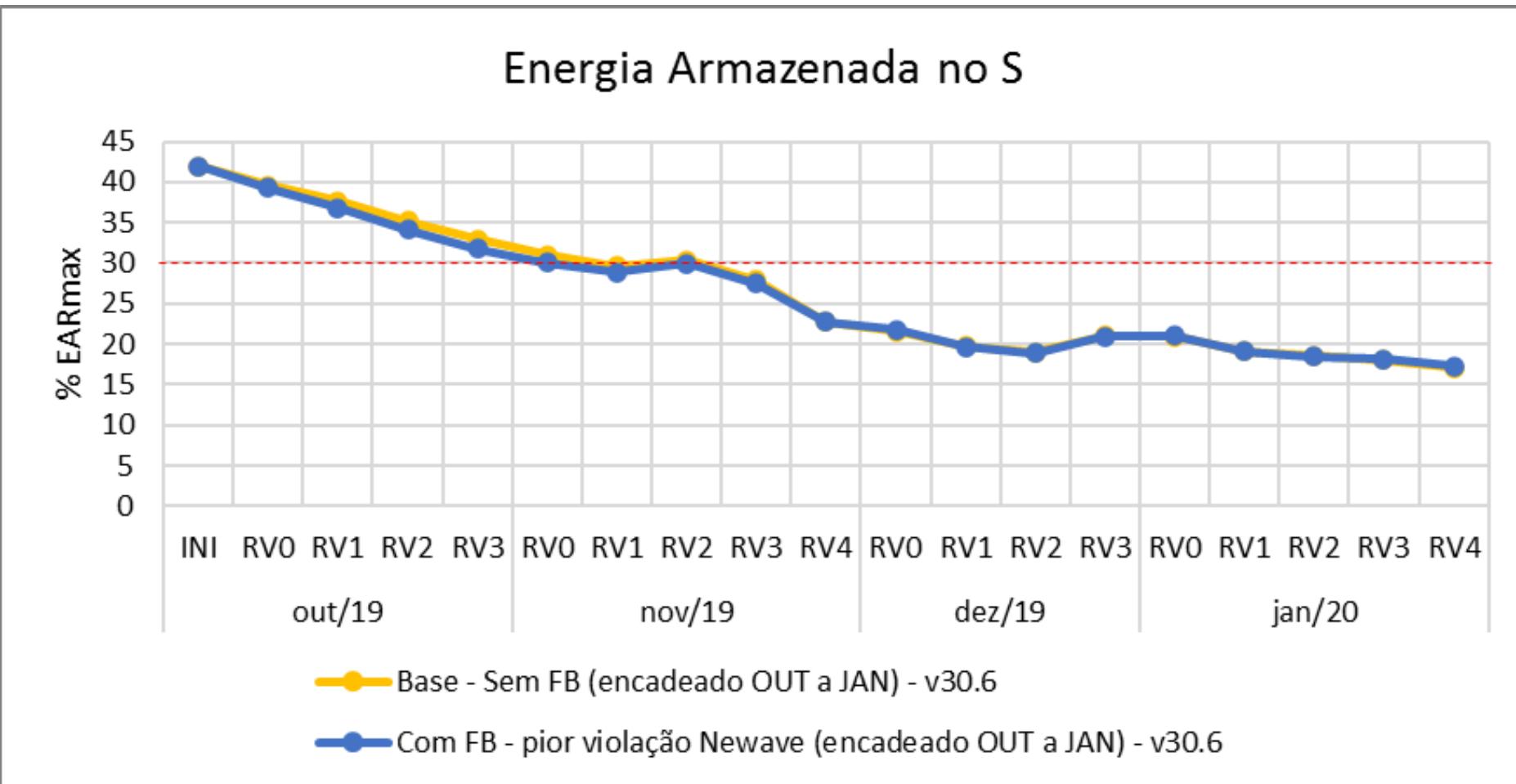
Acoplamento considerando π_x

- Estudo encadeado de Decomp versão 30.6:
 - ✓ PMO de outubro 2019 a janeiro de 2020 e revisões.
 - ✓ Considerando como máxima violação o maior valor possível (pior caso).
 - SE/CO: 10% (Paraná, Paranapanema, Sudeste)
 - Sul: 30% (Sul e Iguaçu)
 - Nordeste: 22.5%
 - Norte: 10.7%

Acoplamento considerando π_x



Acoplamento considerando π_x



Acoplamento considerando π_x

- PMO de março 2020
 - ✓ Nos resultados oficiais da RVO do PMO MAR/20, o nível de armazenamento do subsistema Sul estava abaixo do volume mínimo operativo de 30%, valor adotado no modelo de médio prazo Newave, porém sem que a capacidade máxima de suas térmicas estivessem sendo exploradas.

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

CMO				
	SE	S	NE	N
PESADA	55.65	74.34	55.65	52.30
MEDIA	55.01	73.33	55.01	52.30
LEVE	52.30	52.30	52.30	52.30

GT				
	SE	S	NE	N
PESADA	2570.0	685.0	807.7	658.5
MEDIA	2570.0	685.0	807.7	658.5
LEVE	2570.0	685.0	807.7	658.5

GTmax Sul = 1893.1 MWmed

Acoplamento considerando π_x

- Energia armazenada nos subsistemas (% EARM máxima)

Oficial						
REE	Inic.	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
SUDESTE	31	32.6	34.2	35.9	37.5	38.9
MADEIRA	73.5	78.8	81.9	84.4	89.8	92.2
TPIRES	93.5	100	98.8	98.3	98	100
ITAIPU	0	78.7	100	100	73.7	18.7
PARANA	42	46.8	51.8	56.9	61.9	66.3
PRNPANEMA	38.1	39.8	41.4	43.1	45.5	47.1
SUL	26.3	28.0	29.4	30.5	31.4	32.7
IGUACU	15.1	17.3	19.6	22.8	25.8	28.8
NORDESTE	59.9	63.8	65.9	69	72.3	74.7
NORTE	47	51.7	57.8	65.9	72.7	74
BMONTE	59.6	76.5	95.4	100	100	100
MAN-AP	18.6	19.3	20.3	21	21.7	23.2

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

Acoplamento considerando π_x

- Geração térmica nos subsistemas (MWmed)

Oficial					
SUBSISTEMA	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
SE	3116	2831.1	3301.8	3426.6	3429
S	685	685	615.6	718	675
NE	807.7	371.2	371.2	371.2	1454.4
N	658.5	663.5	658.5	658.5	658.5
SIN	5267.2	4550.8	4947.1	5174.3	6216.9

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

Acoplamento considerando π_x

- Custo de operação e valor esperado do custo futuro (1.000 \$)

Oficial					
	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
*COP	75726.2	53657.4	52349.5	53505.4	53020.5
E(CF)	70843050	70942843	71044452	71145216	71246893
CTOT	7.09E+07	7.10E+07	7.11E+07	7.12E+07	7.13E+07

Oficial + FB (máxima violação)					
	Sem_01	Sem_02	Sem_03	Sem_04	Sem_05
*COP	75726.2	53657.4	52349.5	53490.4	53020.5
E(CF)	78376509	78492692	78610708	78728056	78846406
CTOT	7.85E+07	7.85E+07	7.87E+07	7.88E+07	7.89E+07

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

Acoplamento considerando π_x

- Conclusões:
 - ✓ Apenas a consulta à FCF com os valores de máxima violação fornecidos externamente (via registro FB) não trouxe a sinalização necessária nos casos simulados para despachar mais térmicas e aumentar os níveis de armazenamentos dos reservatórios equivalentes de energia do SIN. Entretanto, o custo futuro aumentou.
 - ✓ Avaliar a consideração das restrições RHE no modelo Decomp.

Consideração das restrições RHE

- Nessa abordagem, diferentemente da abordagem considerando o Pix, o modelo Decomp considera explicitamente as restrições de níveis mínimos em cada reservatório equivalente de energia (REE).
- Caso a restrição não seja atendida há duas opções:
 - ✓ Tratar como inviabilidade o não atendimento (relaxação da restrição - hard);
 - ✓ Tratar como uso de recurso, violável (penalidade - soft).

Consideração das restrições RHE

Cálculo Política

- Tratar como inviabilidade o não atendimento (relaxação da restrição)

$$\min \sum_{i=1}^{NTER} (CT_i * GT_i) + \sum_{i=1}^{NSIS} (CD * DEF_i) + \boxed{BM * \Delta i_t} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) \alpha_{t+1} \quad \Delta i_t = \Delta 1_t, \Delta 2_t, \Delta 3_t$$

BM: Big M, penalidade muito grande

CP

$$V_{t+1} = V_t + AFL_t - GH_t - Vert_t$$

$$GH_t + GT_t + DEF_t + Imp - Exp = D_t$$

$$V_t + \Delta 1_t \geq V_{MINop}$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * EARM_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1}$$

- Tratar como uso de recurso, violável (penalidade)

$$\min \sum_{i=1}^{NTER} (CT_i * GT_i) + \sum_{i=1}^{NSIS} (CD * DEF_i) + \boxed{BM * \Delta i_t} + \boxed{P * \Delta 1_t} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) \alpha_{t+1} \quad \Delta i_t = \Delta 2_t, \Delta 3_t$$

CP

$$V_{t+1} = V_t + AFL_t - GH_t - Vert_t$$

$$GH_t + GT_t + DEF_t + Imp - Exp = D_t$$

$$V_{f,t} + \Delta 1_t \geq V_{MINop}$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * EARM_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1}$$

Consideração das restrições RHE

Simulação Final

- Tratar como inviabilidade o não atendimento (relaxação da restrição)

$$\min \sum_{i=1}^{NTER} (CT_i * GT_i) + \sum_{i=1}^{NSIS} (CD * DEF_i) + (\frac{1}{1+\beta})\alpha_{t+1}$$

$$V_{t+1} = V_t + AFL_t - GH_t - Vert_t$$

SF

$$GH_t + GT_t + DEF_t + Imp - Exp = D_t$$

$$V_t \geq V_{MINop_flex}$$

$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * EARM_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1}$$

- ✓ Necessário flexibilizar a restrição de V_{MINop} e rodar novamente.
- ✓ O CMO e o VA não são impactados pelo Big M

- Tratar como uso de recurso, violável (penalidade)

$$\min \sum_{i=1}^{NTER} (CT_i * GT_i) + \sum_{i=1}^{NSIS} (CD * DEF_i) + [P * \Delta 1_t] + \alpha_{t+1}$$

$$V_{t+1} = V_t + AFL_t - GH_t - Vert_t$$

SF

$$GH_t + GT_t + DEF_t + Imp - Exp = D_t$$

$$V_t + \Delta 1_t \geq V_{MINop}$$

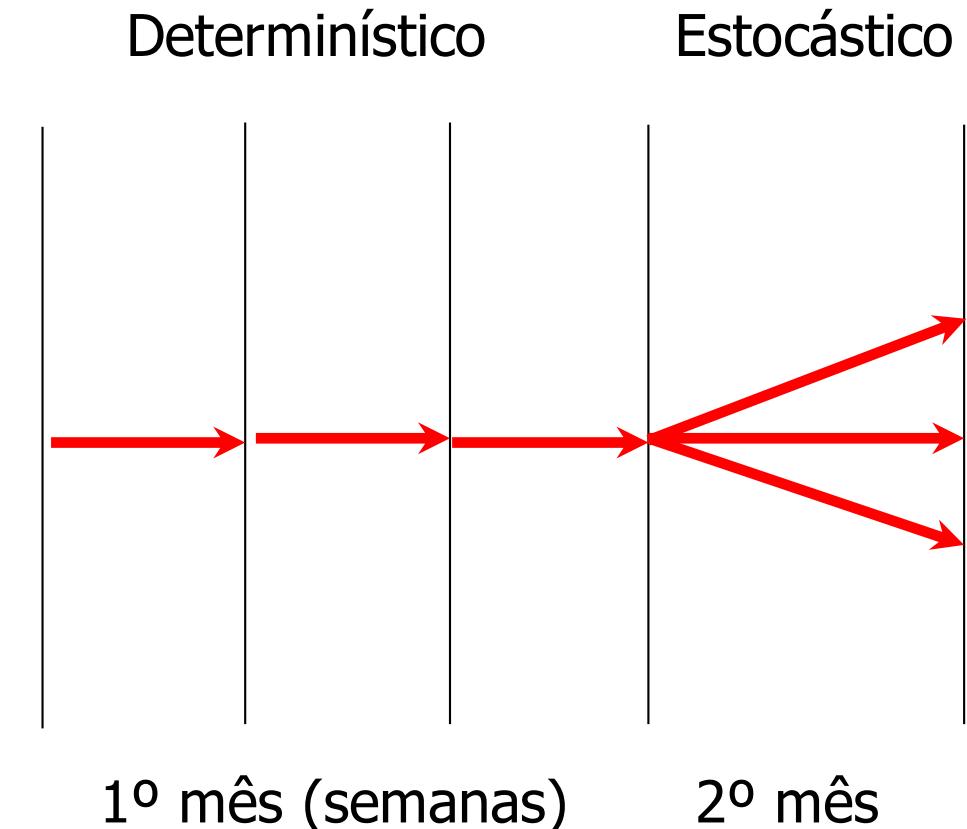
$$\alpha_{t+1} - \pi_t^v * EARM_{f,t} \geq RHS + \pi_t^a * ENA_{t-1}$$

- ✓ Não é necessário flexibilizar a restrição de V_{MINop} , logo o VA será impactado pela penalidade P quando houver violação.
- ✓ O CMO não necessariamente será impactado.
- ✓ Pode haver acúmulo de penalidades.

Consideração das restrições RHE

Alternativas:

- RHE soft
- RHE hard
- RHE mix (1º mês hard e 2º mês soft)



Consideração das restrições RHE

- Estudo encadeado de Decomp versão 30.1_HE (Newave não foi encadeado):

✓ PMO de **outubro 2019 a outubro de 2020** e revisões.

✓ Considerando os seguintes armazenamentos mínimos:

Paraná, Paranapanema, Sudeste: **10%**

Sul e Iguaçu: **30%**

Nordeste: **22.5%**

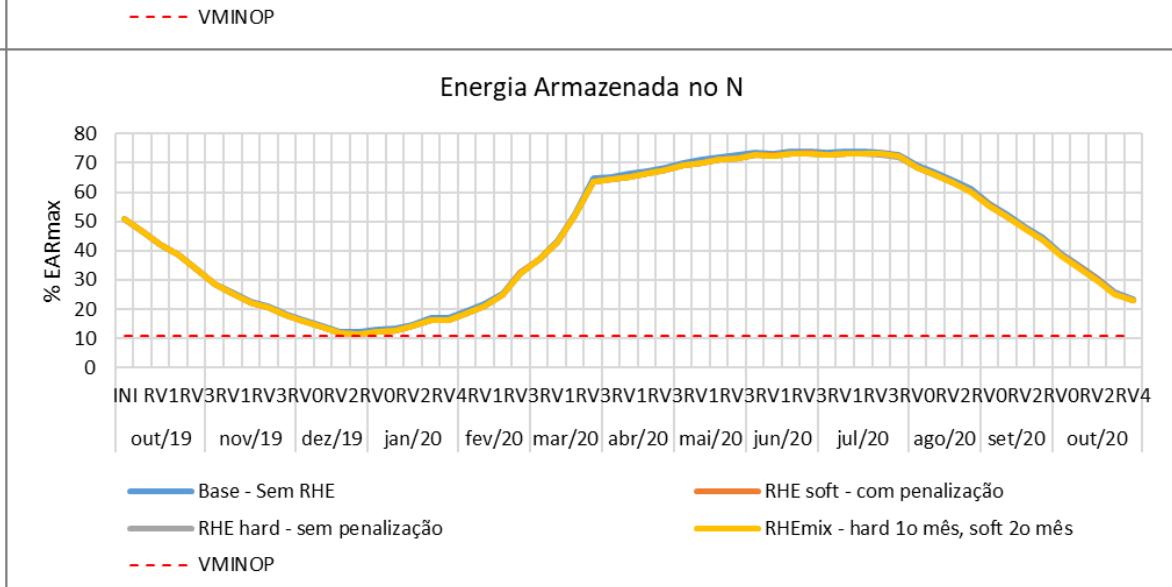
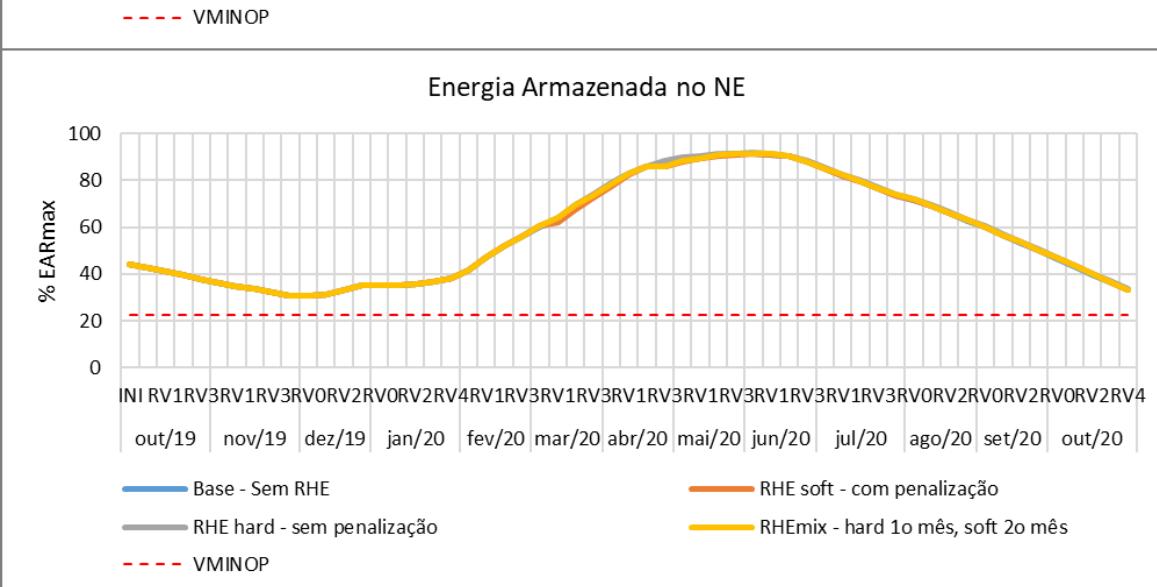
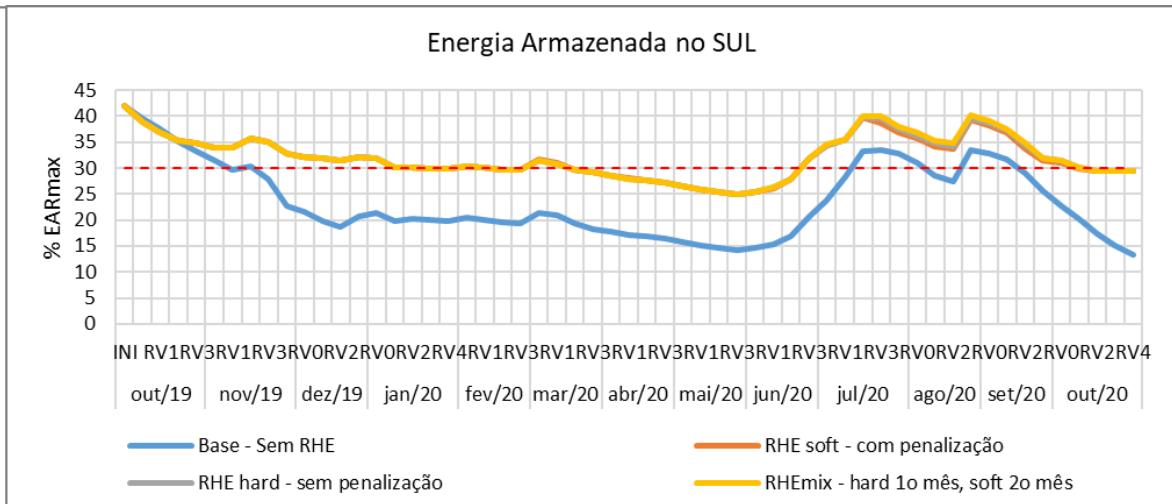
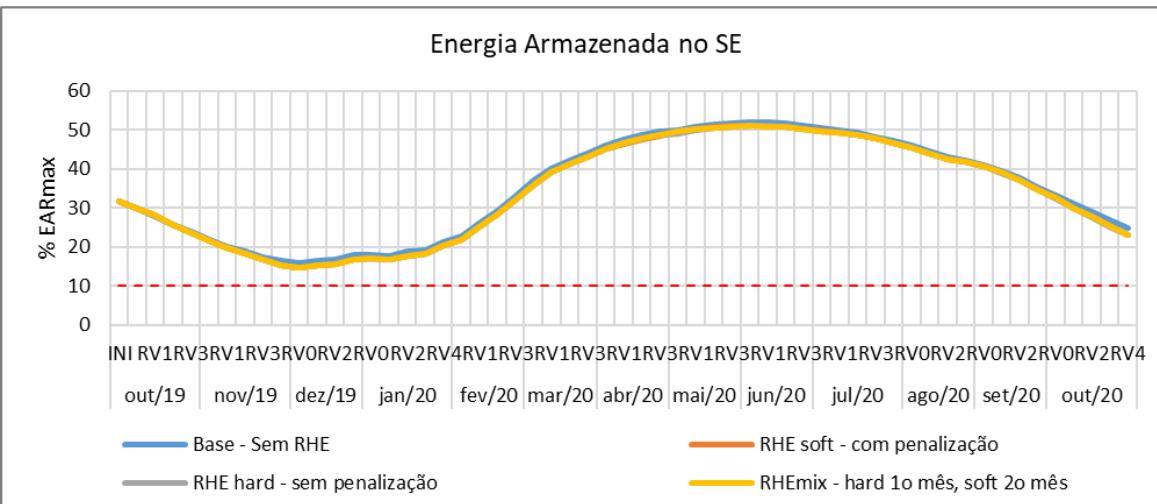
Norte: **10.7%**

Consideração das restrições RHE

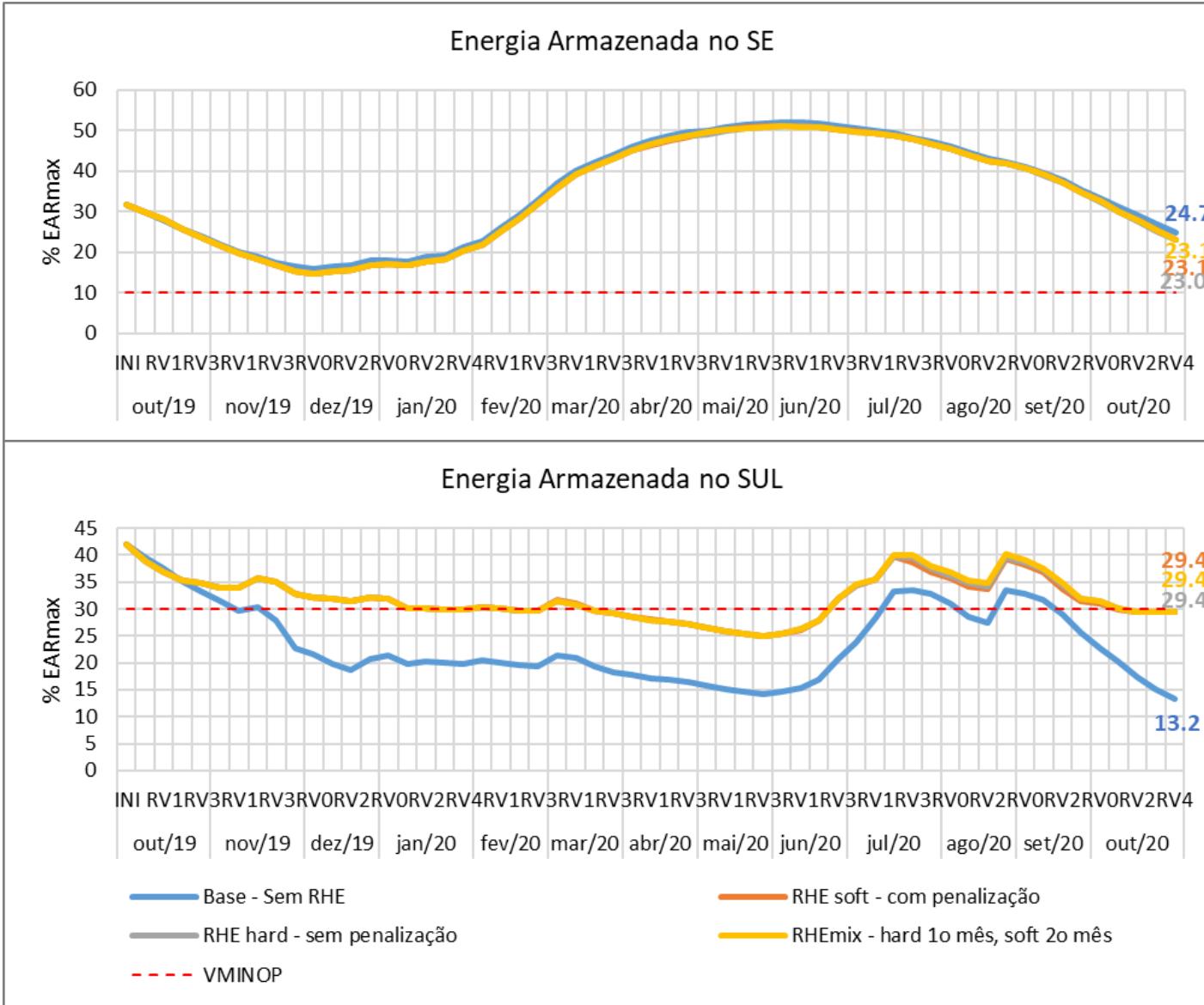
- Foram rodados os seguintes casos:
 - ✓ Base (oficial, sem RHE);
 - ✓ Com restrição **RHE soft** com penalização de 1878.43 R\$/MWh* (tratamento como recurso) em todo os estágios do Decomp;
 - ✓ Com restrição **RHE hard** (tratamento como inviabilidade) em todos os estágios do Decomp;
 - ✓ Com restrição **RHE mix, hard** nos estágios do primeiro mês (tratamento como inviabilidade) e **soft** no estágio do segundo mês do Decomp (penalização de 1878.43 R\$/MWh).

*Penalidade menor que o custo de déficit. Valor obtido do CVU da térmica mais cara acrescido por um delta.

Consideração das restrições RHE



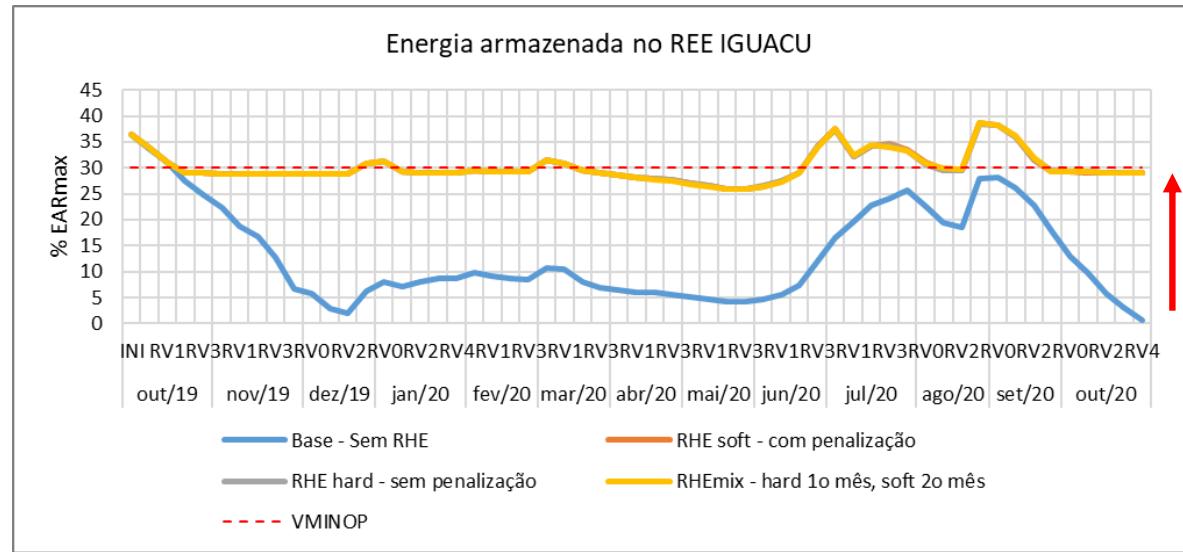
Consideração das restrições RHE



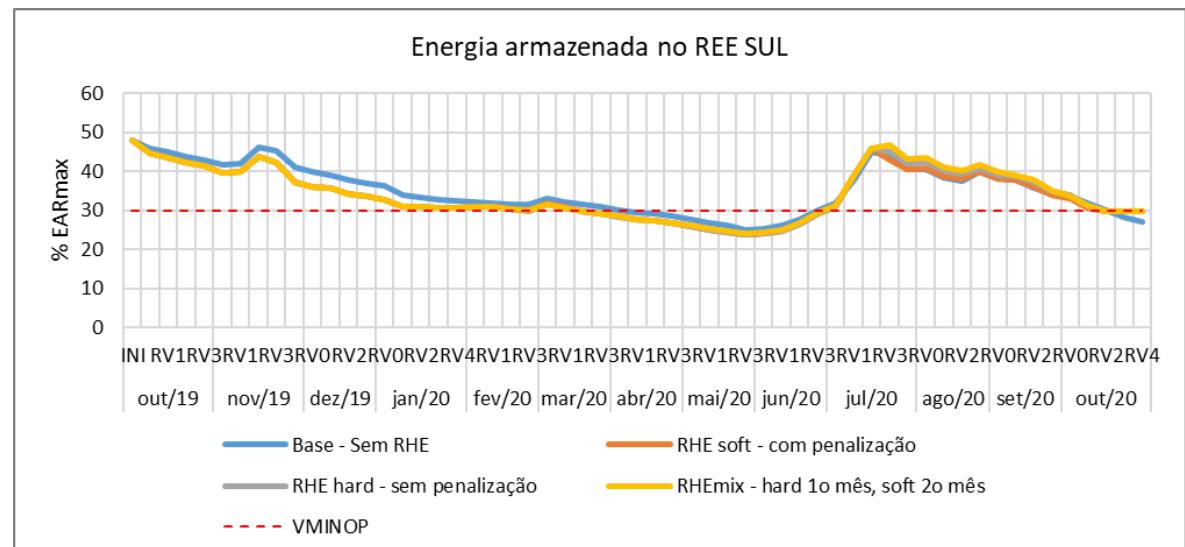
Ao considerar RHE, o armazenamento no subsistema SE diminuiu em 1.6 % EARmax 3250 MWmed

Ao considerar RHE, o armazenamento no subsistema SUL aumentou em 16.2 % EARmax 3220 MWmed

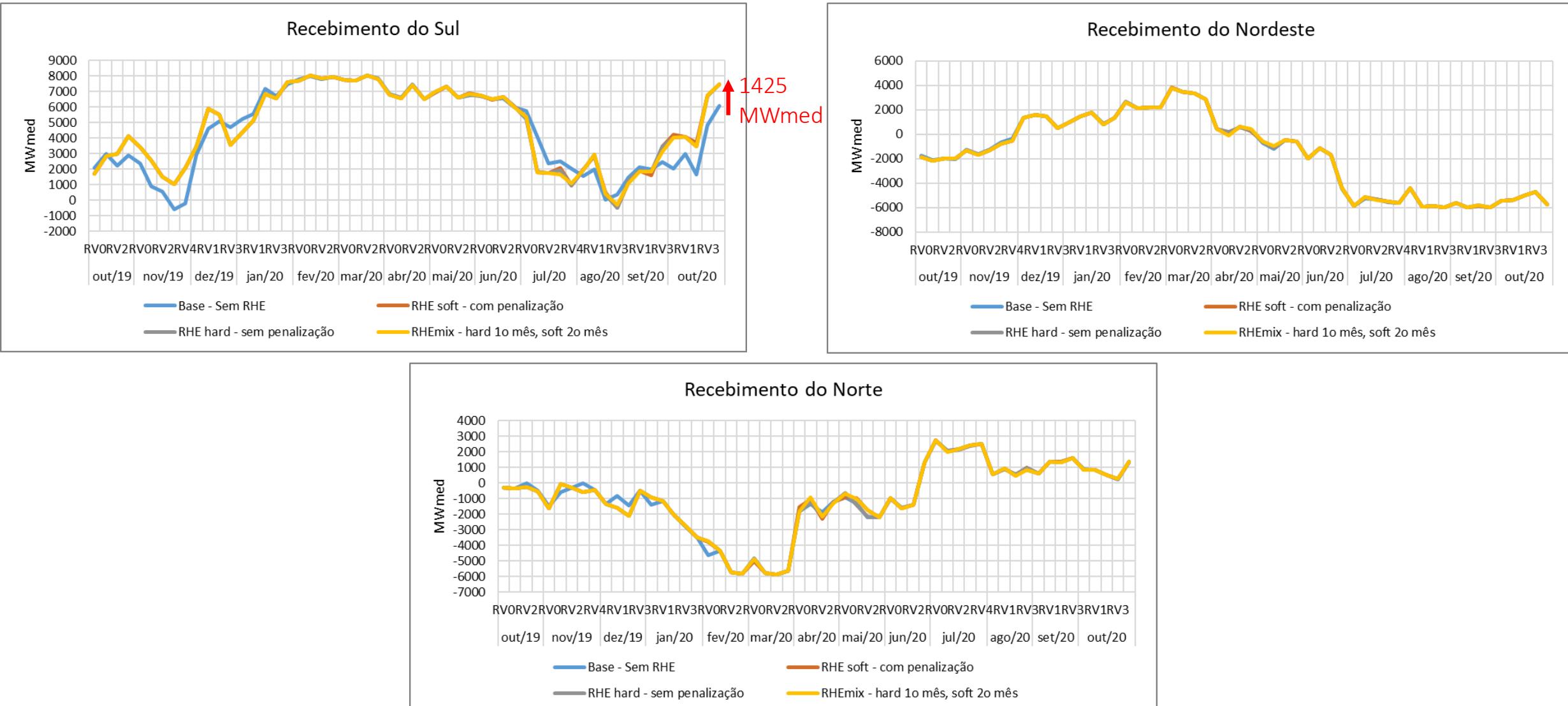
Consideração das restrições RHE



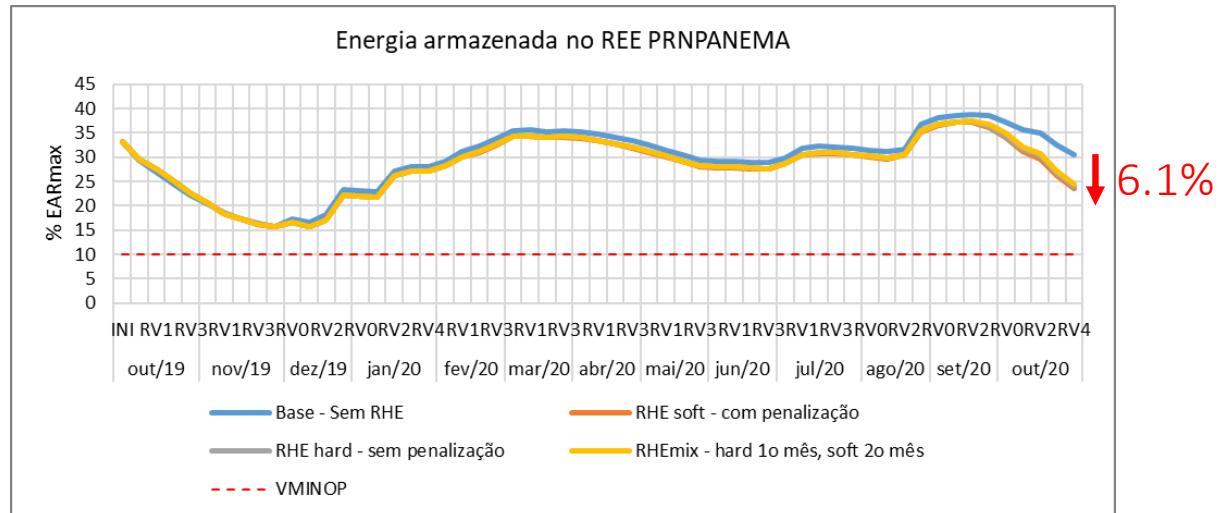
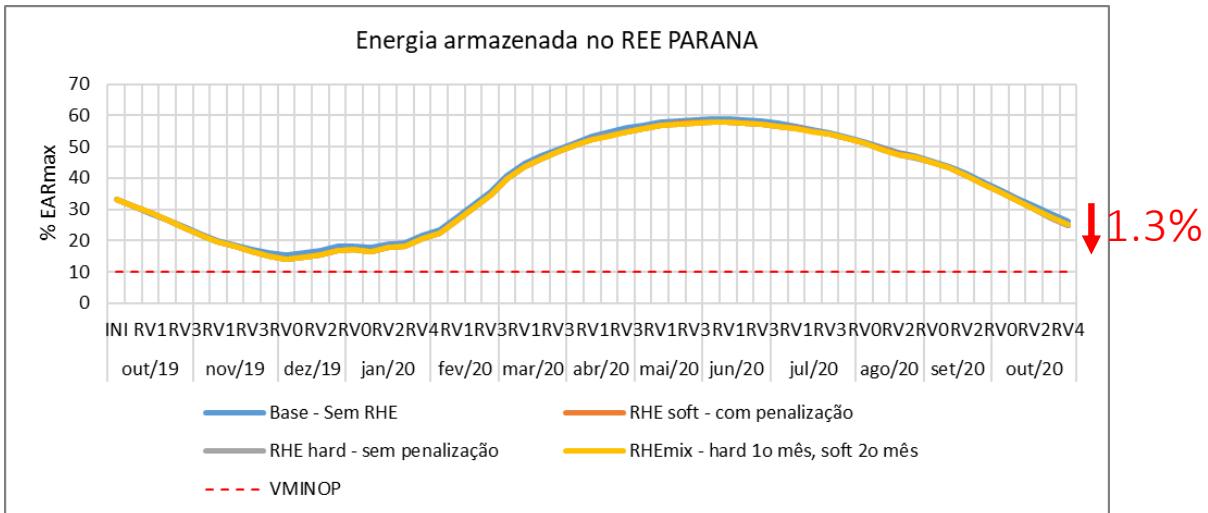
3000
MWmed



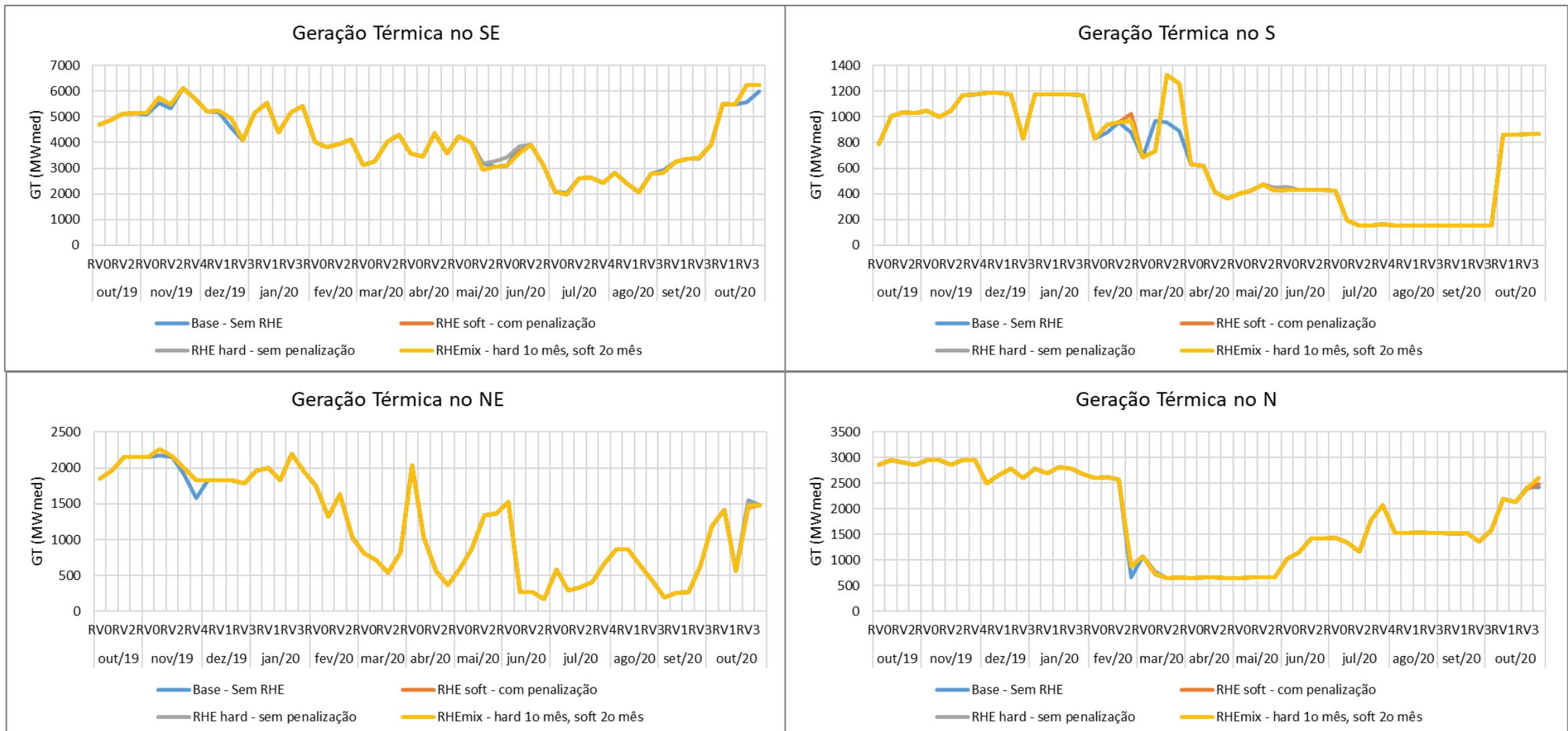
Consideração das restrições RHE



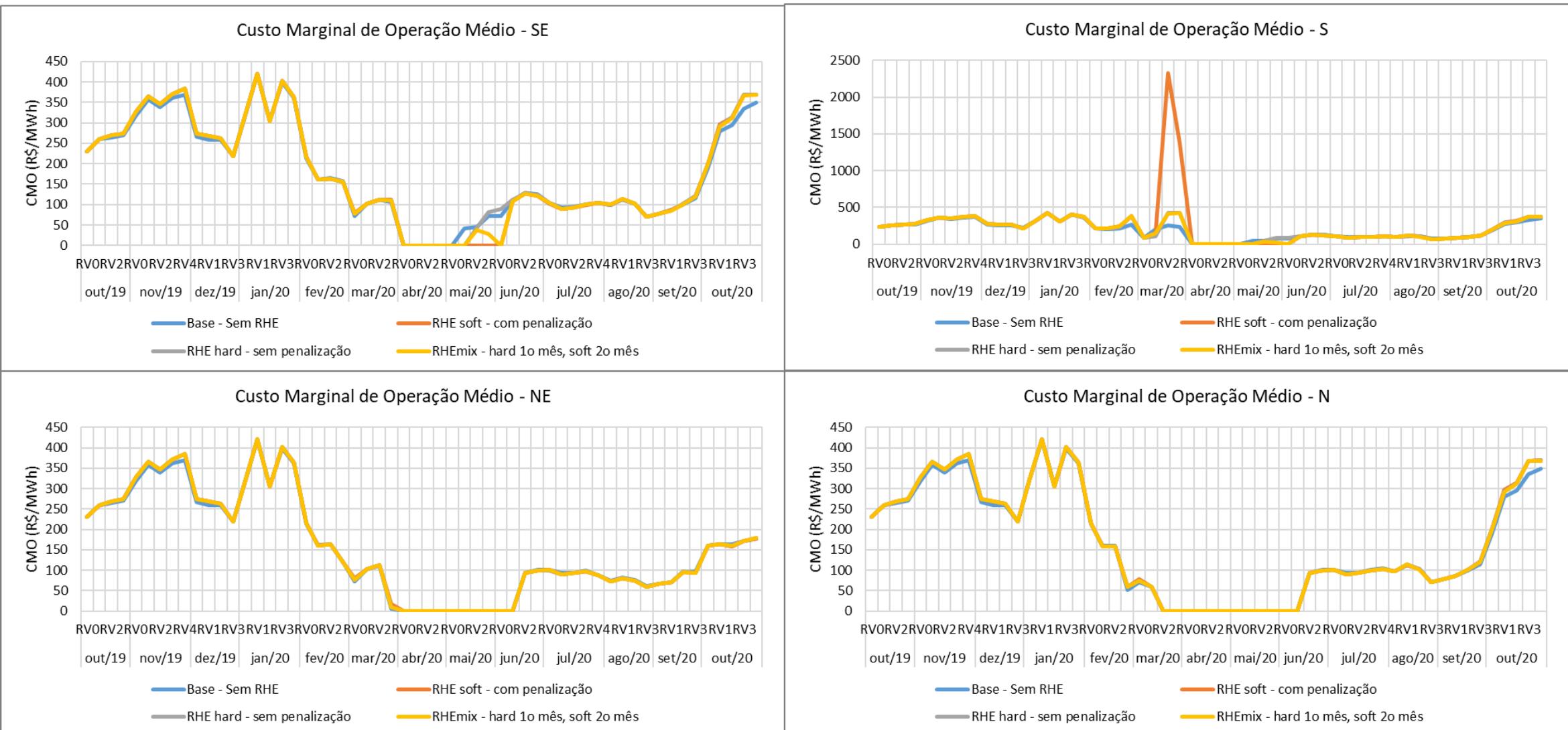
Consideração das restrições RHE



Consideração das restrições RHE



Consideração das restrições RHE



Consideração das restrições RHE

Comparação geral:

Método	RHE soft	RHE hard	RHE mix
Pontos positivos	<ul style="list-style-type: none">✓ Respeita a restrição de EARM mínimo	<ul style="list-style-type: none">✓ Respeita a restrição de EARM mínimo	<ul style="list-style-type: none">✓ Respeita a restrição de EARM mínimo✓ Evita acúmulo de penalidade no valor da água e seus efeitos no CMO✓ Evita necessidade de flexibilização excessiva da restrição no 2º mês
Pontos negativos	<ul style="list-style-type: none">x Podem ocorrer CMO e valor da água elevados devido ao acúmulo de penalidades ao violar a restrição	<ul style="list-style-type: none">x Eventual necessidade de flexibilização da restrição RHE no 2º mês devido a violações que ocorrem em poucos e extremos cenários	-

Consideração das restrições RHE

Avaliação dos resultados:

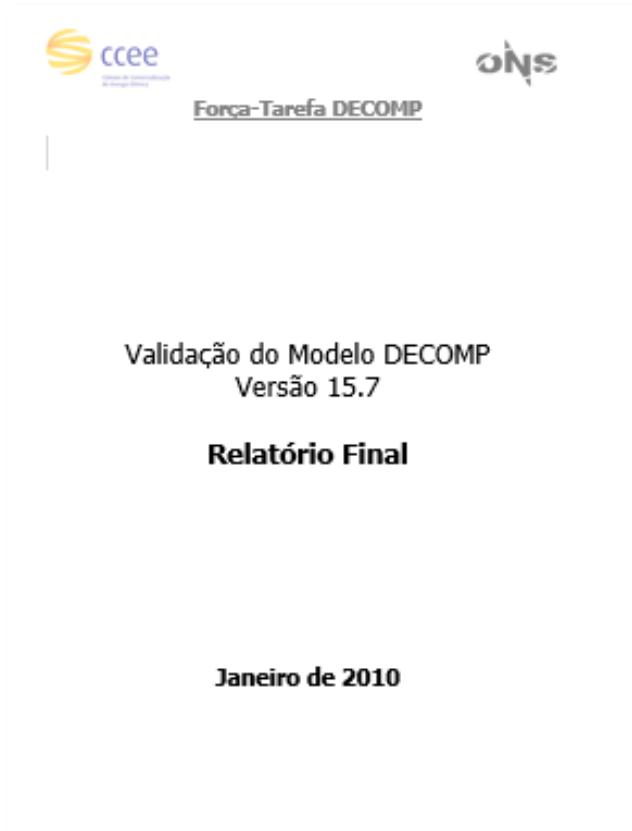
- ✓ Apesar da recuperação do armazenamento do Sul, o modelo deplecionou o SE/CO, portanto não houve ganho de energia armazenada no SIN.

Caso	Energia Armazenada FINAL (Mwmed)
Base - Sem RHE	73658.68
RHE soft - com penalização	73599.14
RHE hard - sem penalização	73550.39
RHE mix - hard 1o mês, soft 2o mês	73635.26

- ✓ Como houve violação de armazenamento mínimo nos REEs, ao utilizar restrições RHE *soft* (com penalização em todos os estágios), foi possível observar o efeito e impacto da penalidade de violação no CMO.
- ✓ A alternativa “RHE mix”, *hard* nos estágios do primeiro mês e *soft* nos estágios do segundo mês, se mostrou promissora.

Validação da funcionalidade RHE no modelo DECOMP

- A funcionalidade RHE penalizável foi objeto de validação em janeiro de 2010, durante a validação da versão 15.7 do modelo DECOMP



- Inclusão de uma opção no registro HE para alteração do tratamento dado ao não atendimento à restrição de armazenamento mínimo. Caso o usuário opte pelo valor 1, no registro HE, do arquivo DADGER, o não atendimento da restrição é tratado como se fosse a geração de uma usina térmica cujo custo é igual ao valor da penalidade informada. Nessa opção, todos os relatórios serão impressos (modo de impressão para casos viáveis). Além disso, no relatório de saída, após o relatório de convergência, será emitida uma mensagem, informando que o "armazenamento mínimo não foi atingido". Caso o usuário opte pelo valor 0 ou não seja fornecido (valor default), o não atendimento à restrição será tratado como uma inviabilidade. Nesse caso, alguns relatórios não serão impressos (modo de impressão para casos inviáveis).

Trecho do relatório
de validação

Validação da funcionalidade RHE no modelo DECOMP

5.2 Casos de PMO com nível de segurança – opção “Benders”

Ressalva-se que serão encontradas diferenças nos níveis de armazenamento equivalente, por subsistema, entre os valores publicados nos relatórios e os níveis de segurança ou metas especificados, conforme o estudo. Isso se deve ao fato de que as equações de restrição de armazenamento mínimo são montadas com base em uma produtibilidade equivalente, enquanto que as energias armazenadas publicadas nos arquivos de saída do modelo são calculadas com base na altura atingida por cada reservatório.

Os casos D15.7_13 a D15.7_24 referem-se a testes com PMOs que consideram nível de segurança para a opção “Benders” ($PU=0$) e cujas penalidades informadas, no registro HE, estão com valor igual a 1, ou seja, a inviabilidade será tratada como uma térmica. Os principais resultados estão indicados a seguir:

Trechos do relatório de validação

2 Conclusões

Com os testes elaborados com a versão 15.7, realizados e descritos neste relatório, não foram identificados problemas que venham impedir o uso da versão 15.7 do modelo DECOMP, em substituição à versão 15a, atualmente utilizada pelo ONS e pela CCEE para a elaboração do PMO e cálculo do PLD, respectivamente.

Foram realizados estudos nos quais foram testados os novos recursos com a versão 15.7 na modalidade “Benders” ($PU = 0$) e na modalidade “PL único” ($PU = 1$), cujos resultados foram considerados adequados pela FT-DECOMP.

Como foram confirmados os resultados esperados nos testes, em conformidade com a documentação da versão 15.7, a FT- DECOMP, considerando a regulamentação vigente, recomenda a substituição da versão 15a do modelo DECOMP, pela versão 15.7, na modalidade “Benders” ($PU = 0$) e na modalidade “PL único” ($PU = 1$) que, por apresentar resultados adequados, passa à denominação de versão 16.

Acompanhamento dos estudos

Elevação do Armazenamento

Assessoria Técnica:



Motivação

- Durante a 234ª reunião do CMSE, de 02/set/2020, foi recomendado que a CPAMP avaliasse mecanismos visando a **elevação estrutural dos níveis de armazenamento** dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como propor uma transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica.
- Contexto atual:
 - A média dos cinco meses de setembro/2020 a janeiro/2021 é a pior do histórico do SIN;
 - O submercado Sul **operou abaixo dos níveis do VminOp** durante grande parte do período;
 - Nos **últimos anos o SIN apresentou sucessivos níveis baixos de armazenamento**, sem apresentar uma recuperação estrutural nos períodos em que seria natural o replecionamento (período úmido).
- Os modelos computacionais devem responder de maneira realista à necessidade de elevação dos níveis de **armazenamento no SIN**;
- A atividade do **SG Elevação do Armazenamento** será avaliada em conjunto com demais (i.e. SG Volume Mínimo Operativo (DECOMP) e SG Representação Hidrológica).

Estudos desenvolvidos

- Modelo NEWAVE
 - PMO Fevereiro/2019

- Mês anterior com hidrologia desfavorável
- Despacho de térmicas fora da ordem de mérito

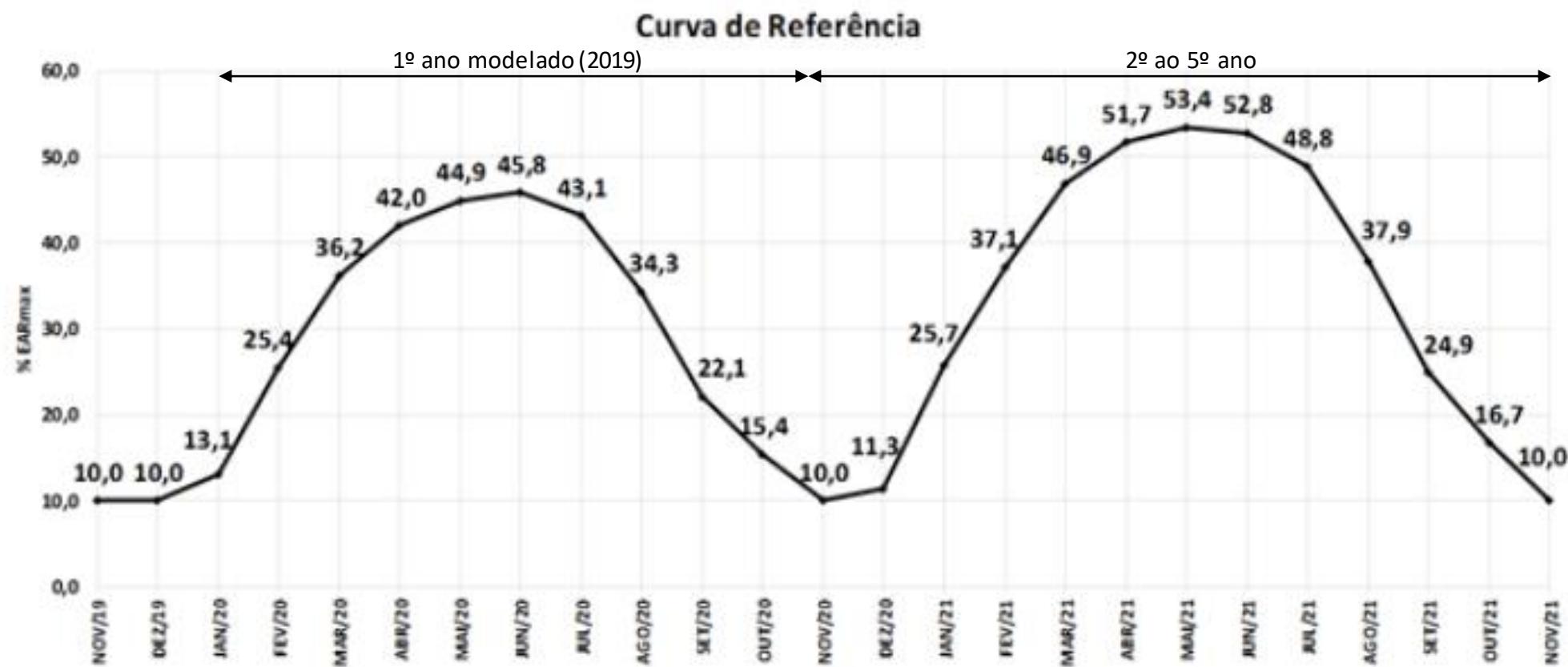
ENA realizada (% MLT)

Submercado	Dez/18	Jan/19	Fev/19
SE/CO	96%	64%	66%
SUL	79%	98%	81%
NORDESTE	88%	38%	24%
NORTE	111%	79%	65%
SIN	95%	65%	62%

- Sensibilidades:
 - VMinOp = **10%** SE/CO e 30% Sul (Vigente)
 - VMinOp = **10%** SE/CO e 30% Sul / Regras operativas nas UHEs Furnas e M. Moraes até abril/2019
 - VMinOp = **20%** SE/CO e 30% Sul / Regras operativas nas UHEs Furnas e M. Moraes até abril/2019
 - **Curva de referência CMSE** / Regras operativas nas UHEs Furnas e M. Moraes até abril/2019
 - **Curva de referência CMSE x 1,25** / Regras operativas nas UHEs Furnas e M. Moraes até abril/2019
 - **Curva de referência CMSE + 10%** / Regras operativas nas UHEs Furnas e M. Moraes até abril/2019

Estudos desenvolvidos

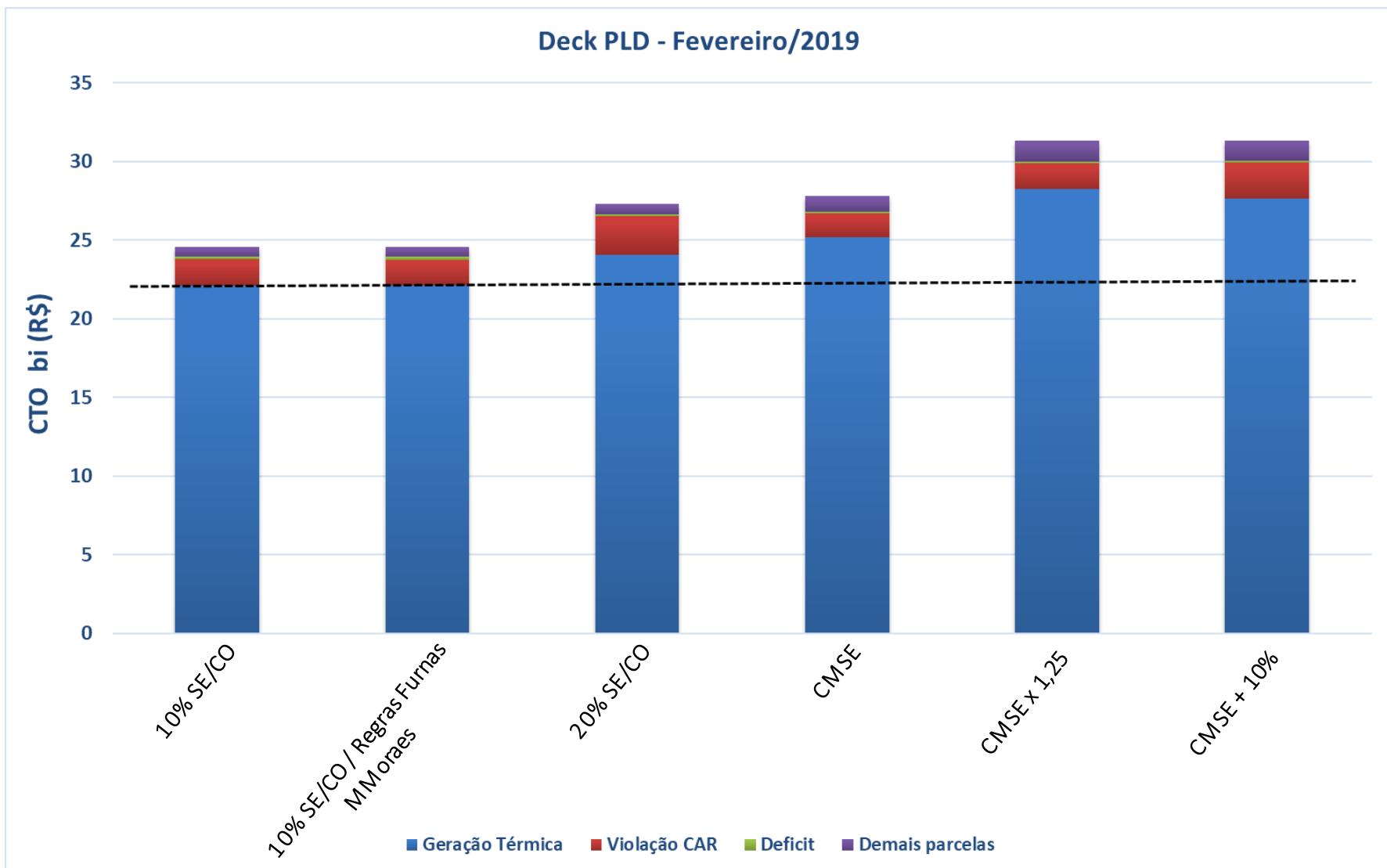
- Curva de referência CMSE (05/02/2019): EArm no submercado SE/CO



Fonte: MME (http://antigo.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/...N_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_languageld=pt_BR)

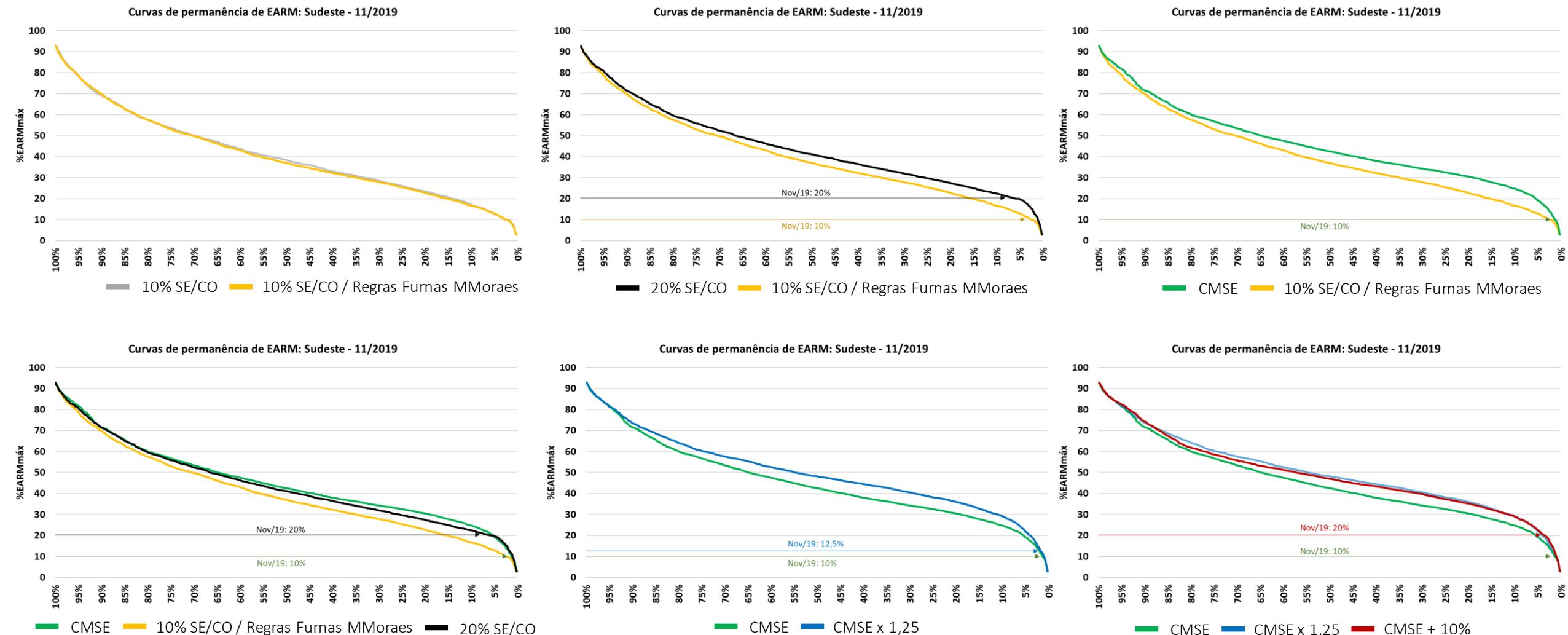
Resultados iniciais

- Custos Totais de Operação



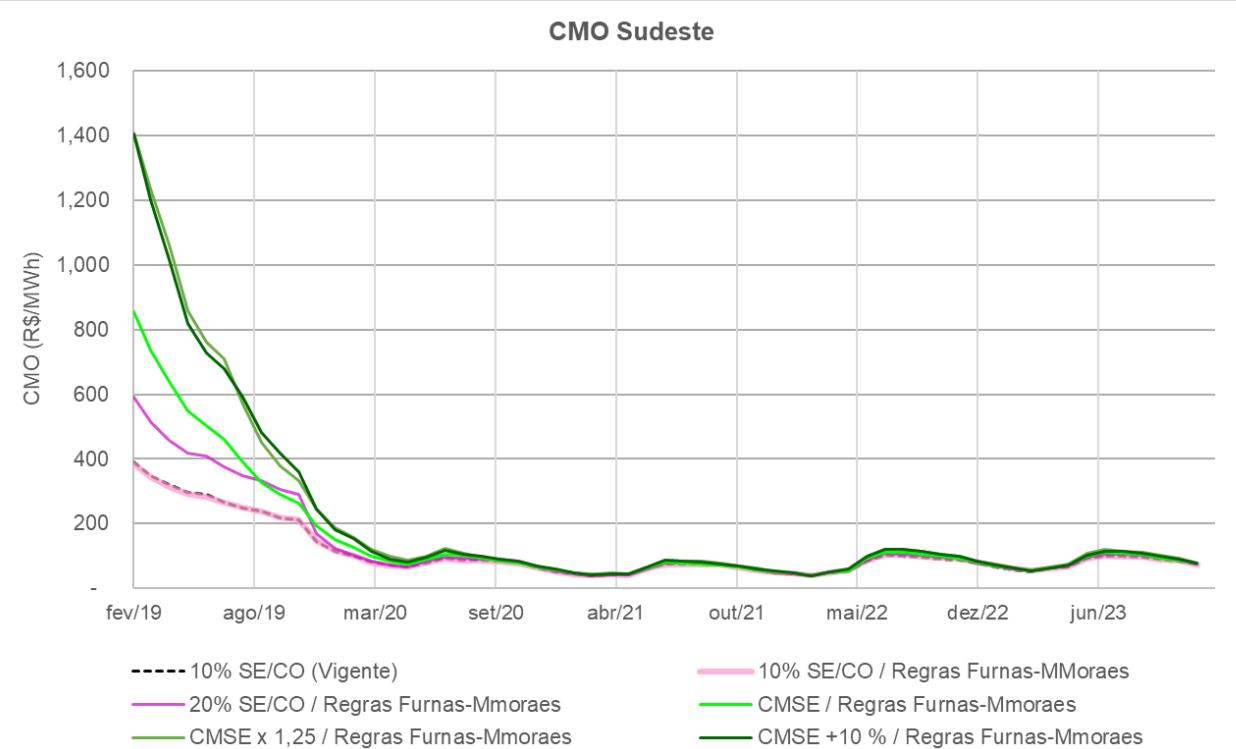
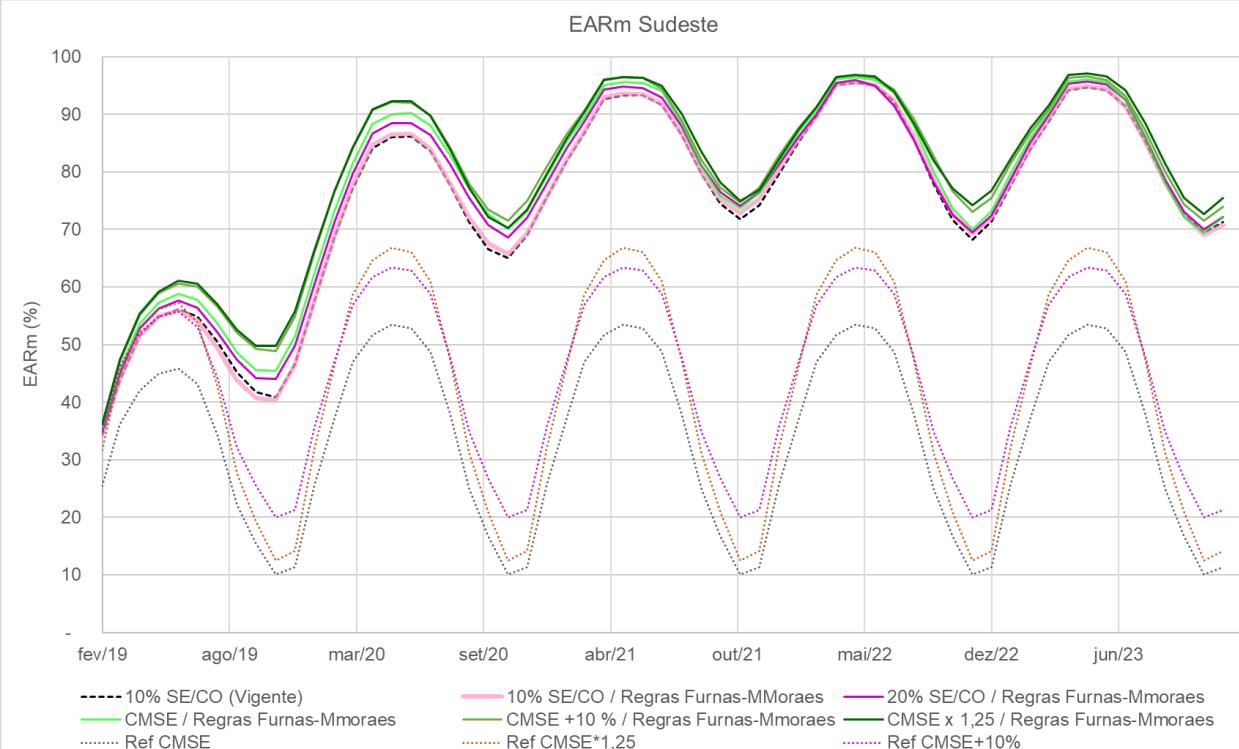
Resultados iniciais

- Curvas de permanência dos 2.000 cenários de EArm no SE/CO em novembro/2019



Resultados iniciais

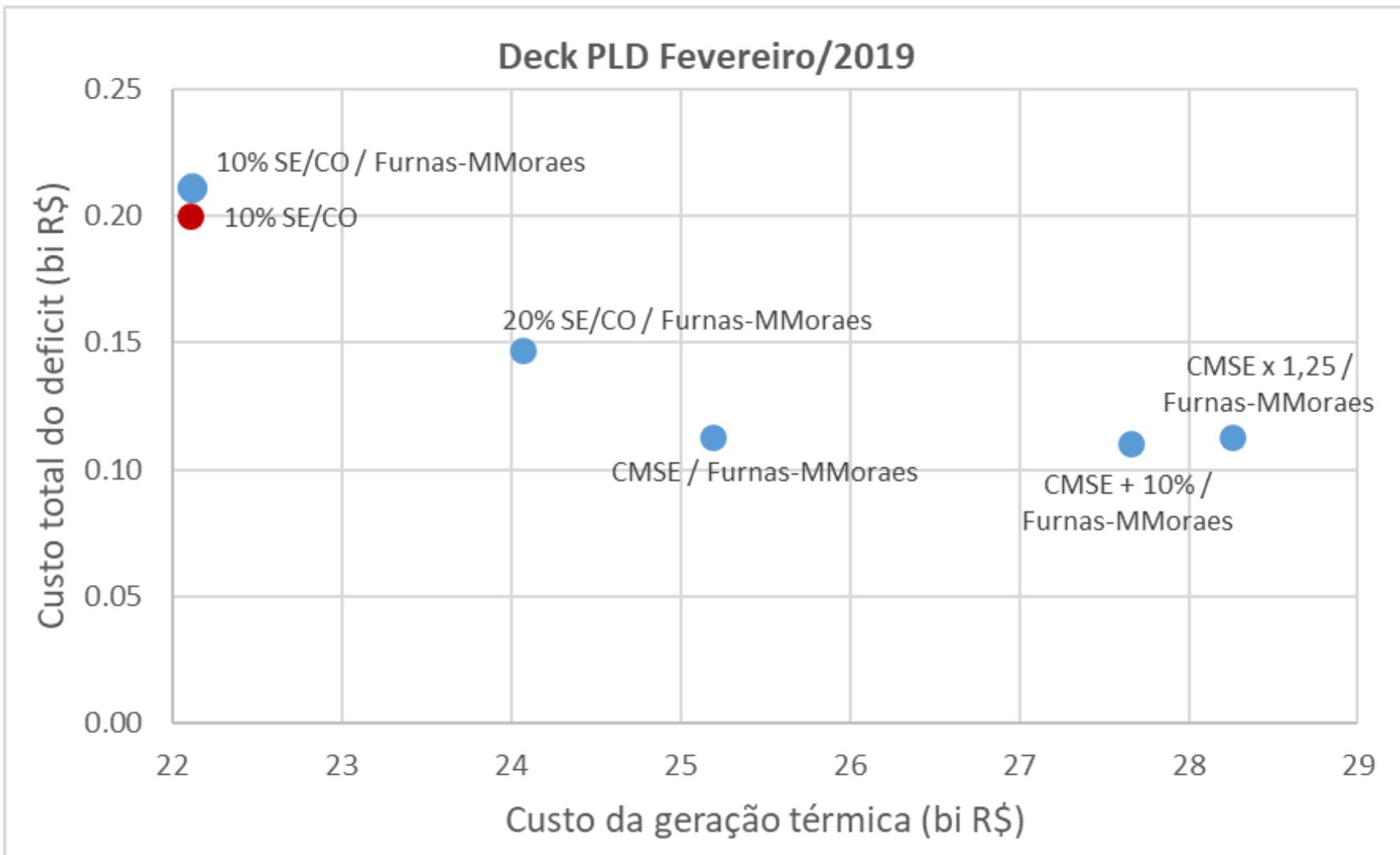
- Média dos 2.000 cenários do modelo NEWAVE



Resultados iniciais

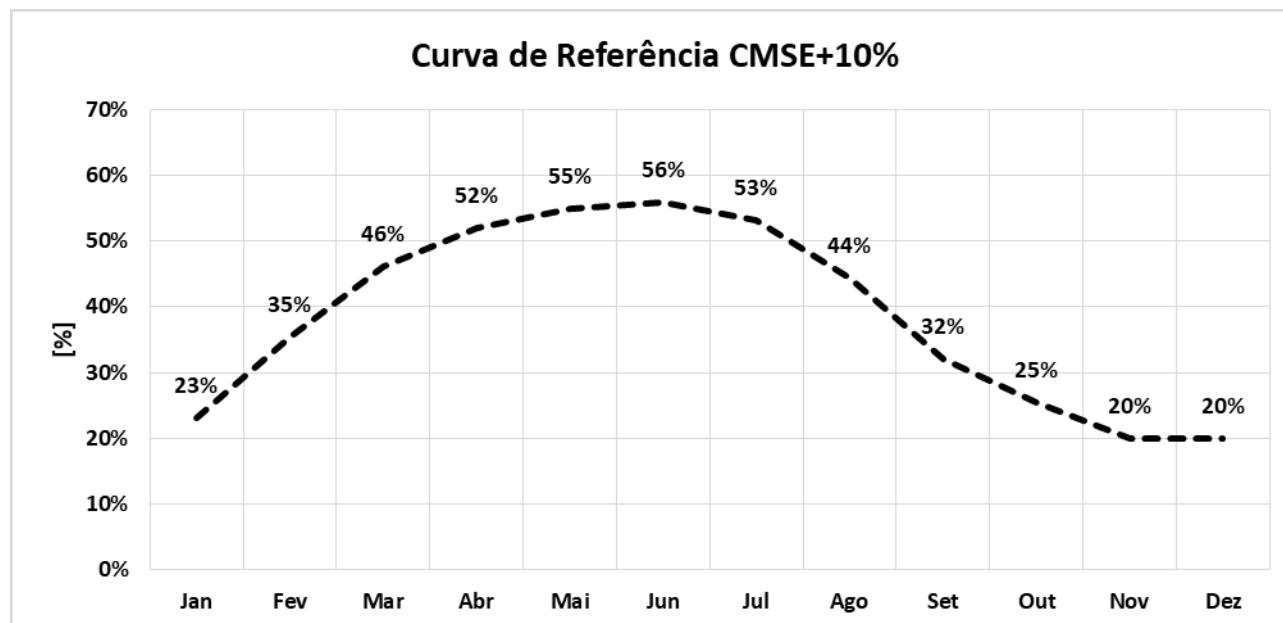
- Gráfico de Pareto

Horizonte completo: 5 anos

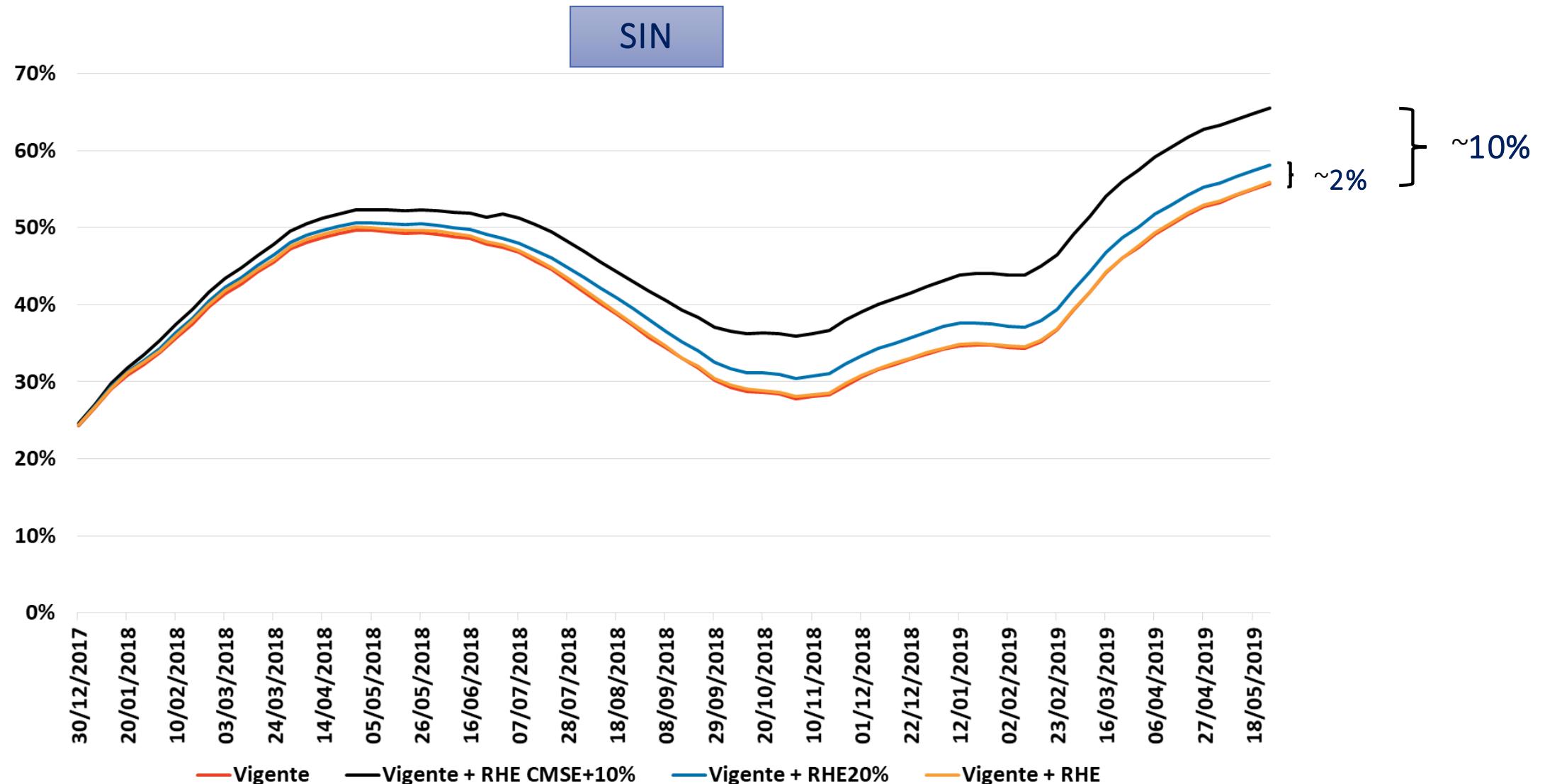


Resultados iniciais

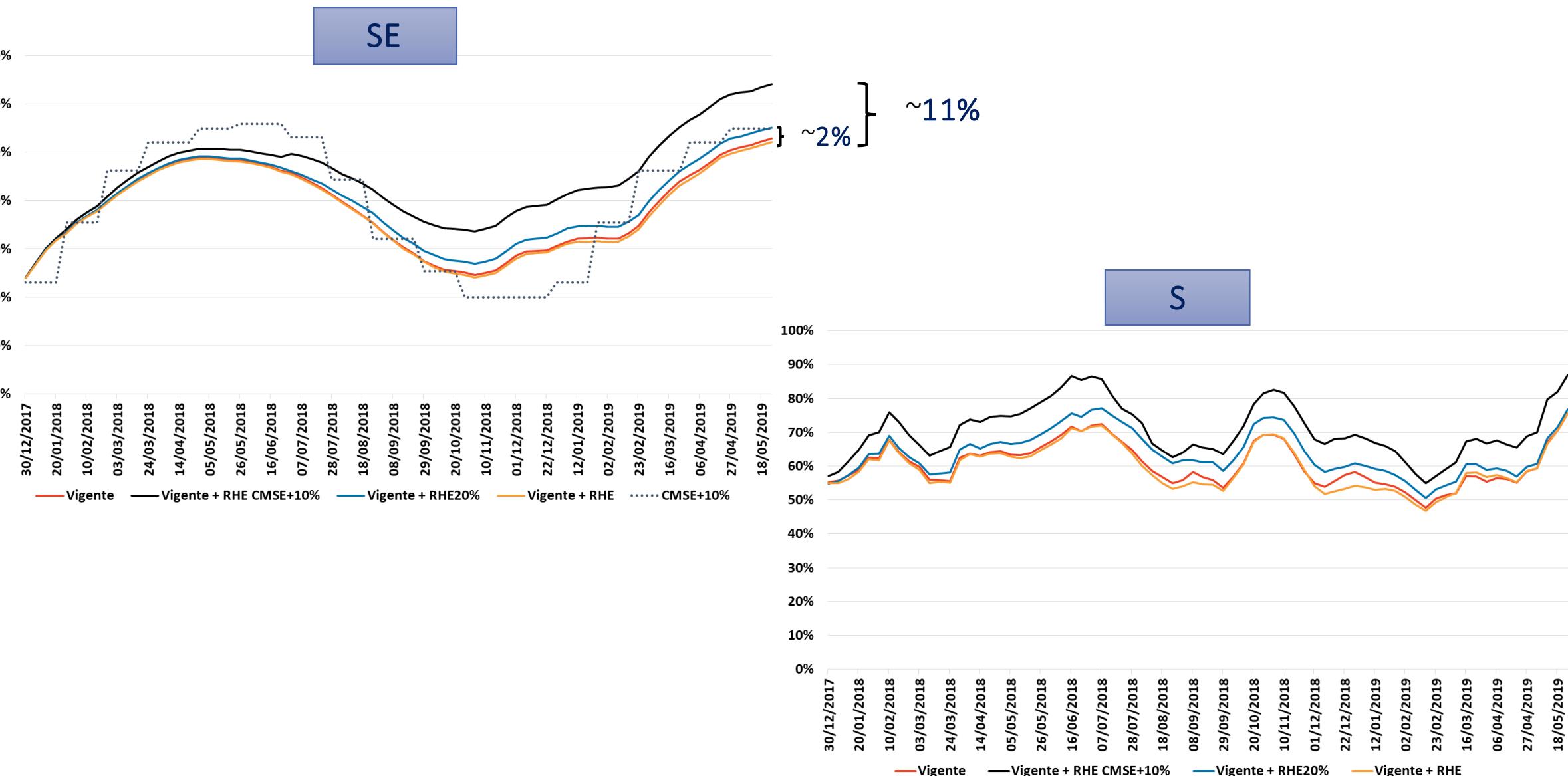
- Backtest: janeiro/2018 a junho/2019 -> Período seco de 2018 rigoroso e entrada do período úmido de 2019 ruim.
 - Encadeamento NEWAVE/DECOMP
 - Sensibilidades:
 - (Vigente) VMinOp = **10% SE/CO** e 30% Sul no NEWAVE | **sem** RHE no DECOMP.
 - (Vigente + RHE) VMinOp = **10% SE/CO** e 30% Sul no NEWAVE | com RHE **10% SE/CO** e 30% Sul no DECOMP.
 - (Vigente + RHE20%) VMinOp = **20% SE/CO** e 30% Sul no NEWAVE | com RHE **20% SE/CO** e 30% Sul no DECOMP.
 - (Vigente + RHE CMSE+10%) VMinOp = **Curva de referência CMSE + 10%** e 30% Sul no NEWAVE | com RHE **Curva de referência CMSE + 10%** e 30% Sul no DECOMP.



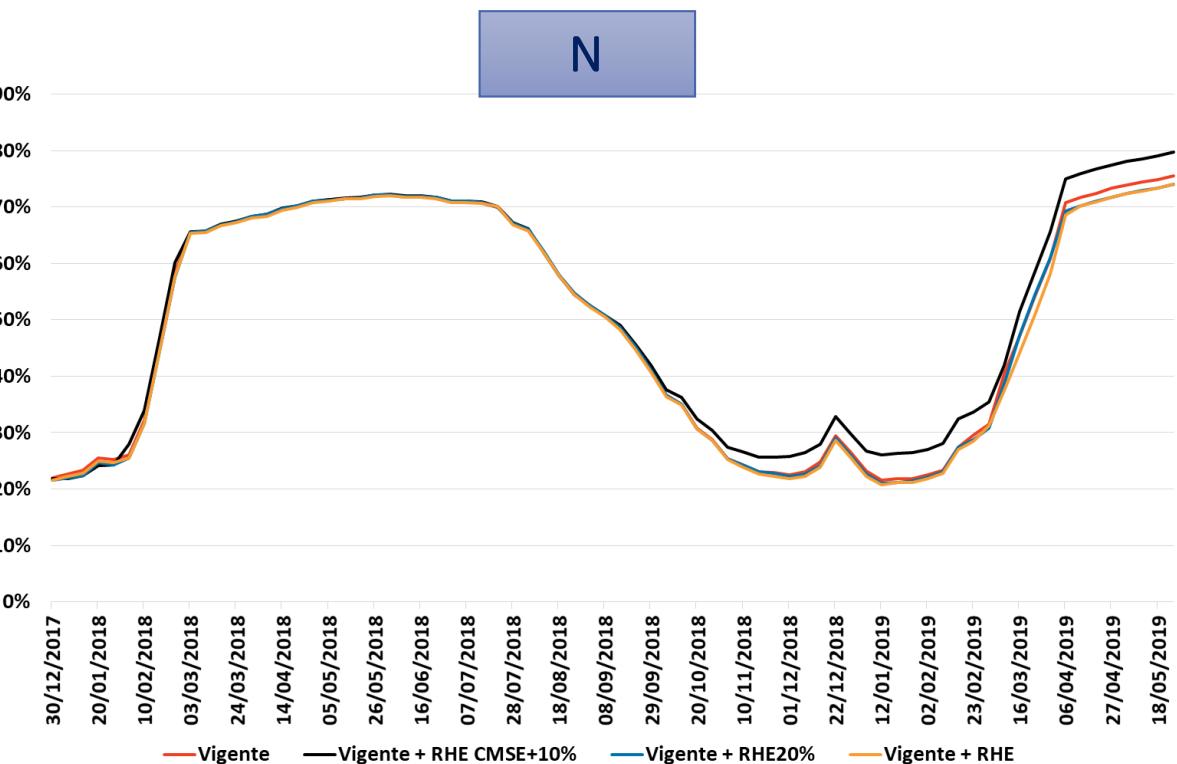
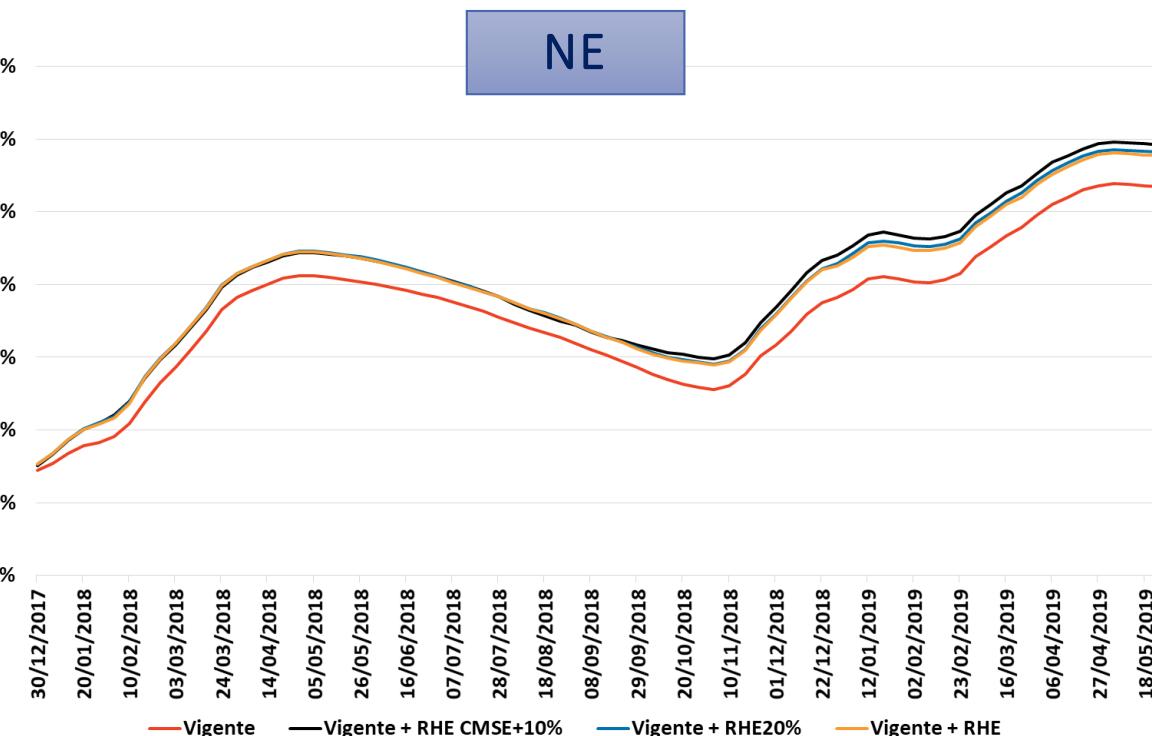
Níveis de Armazenamento



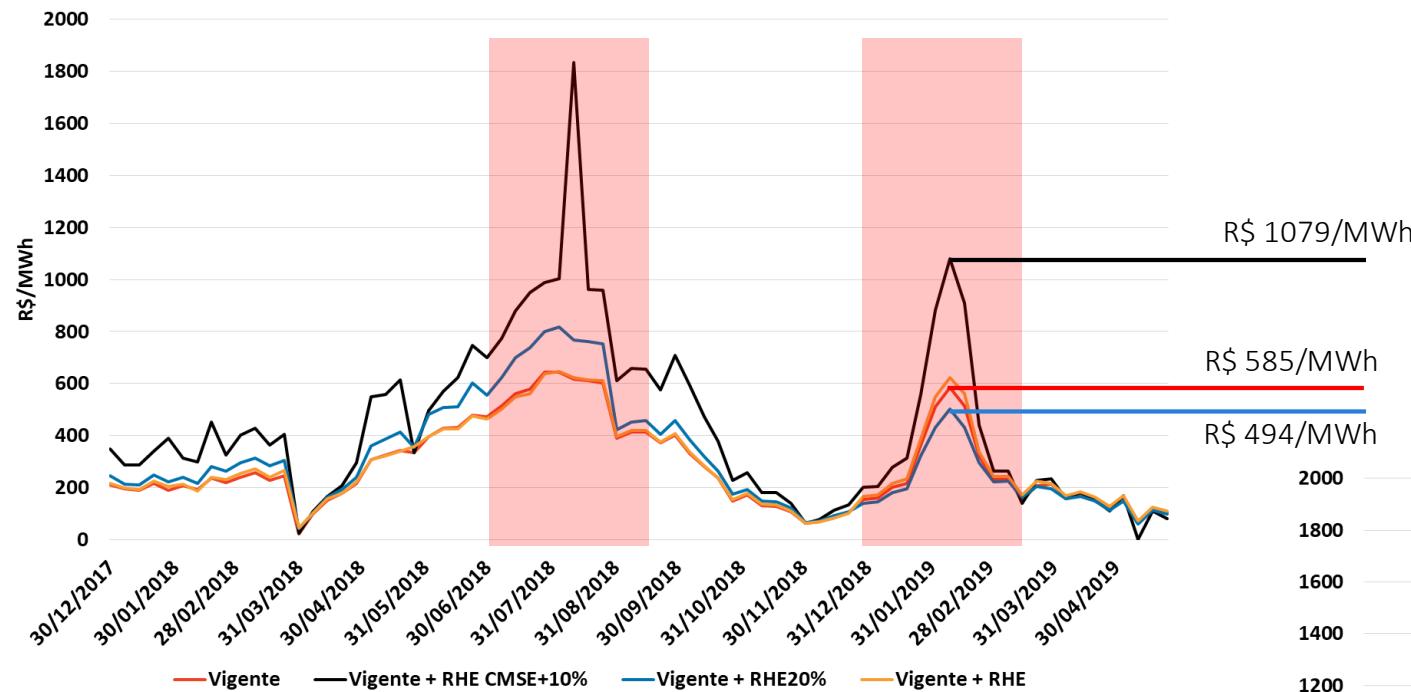
Níveis de Armazenamento



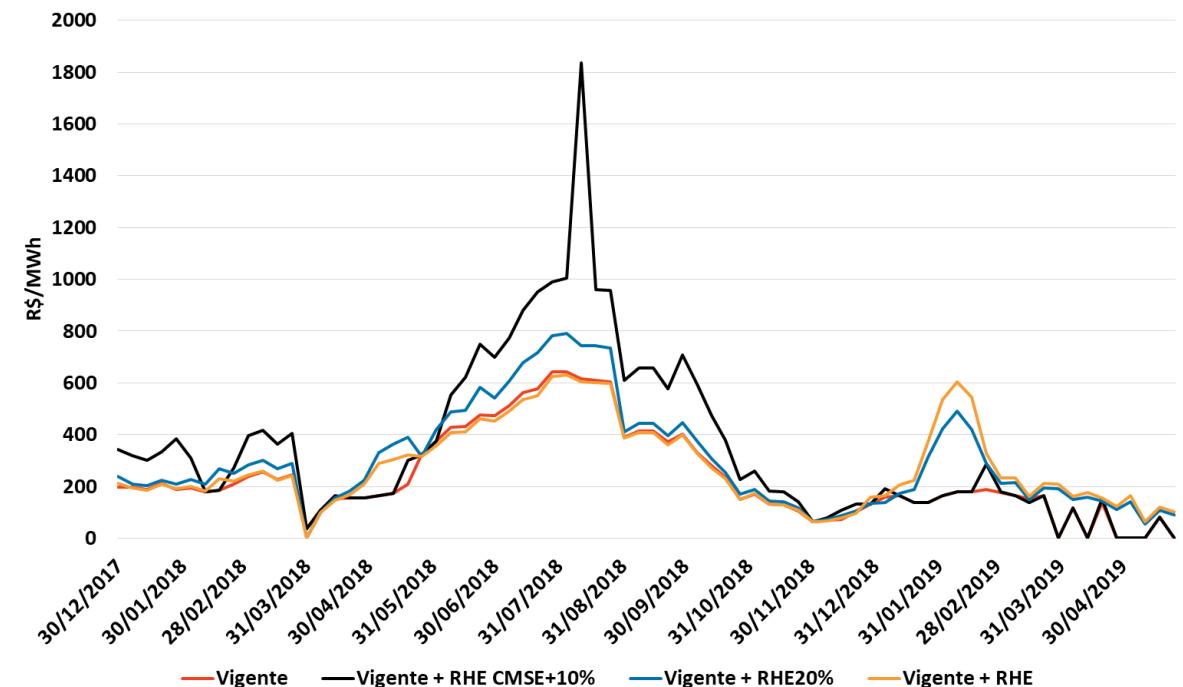
Níveis de Armazenamento



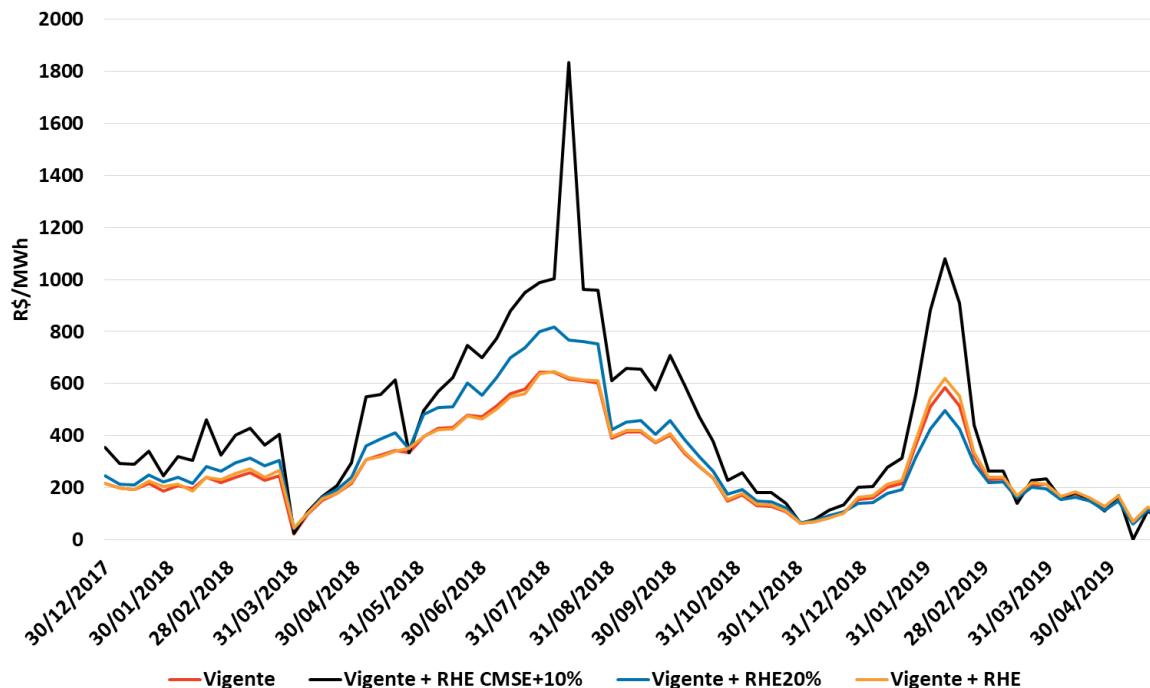
PLD Sudeste (sem aplicar os limites)



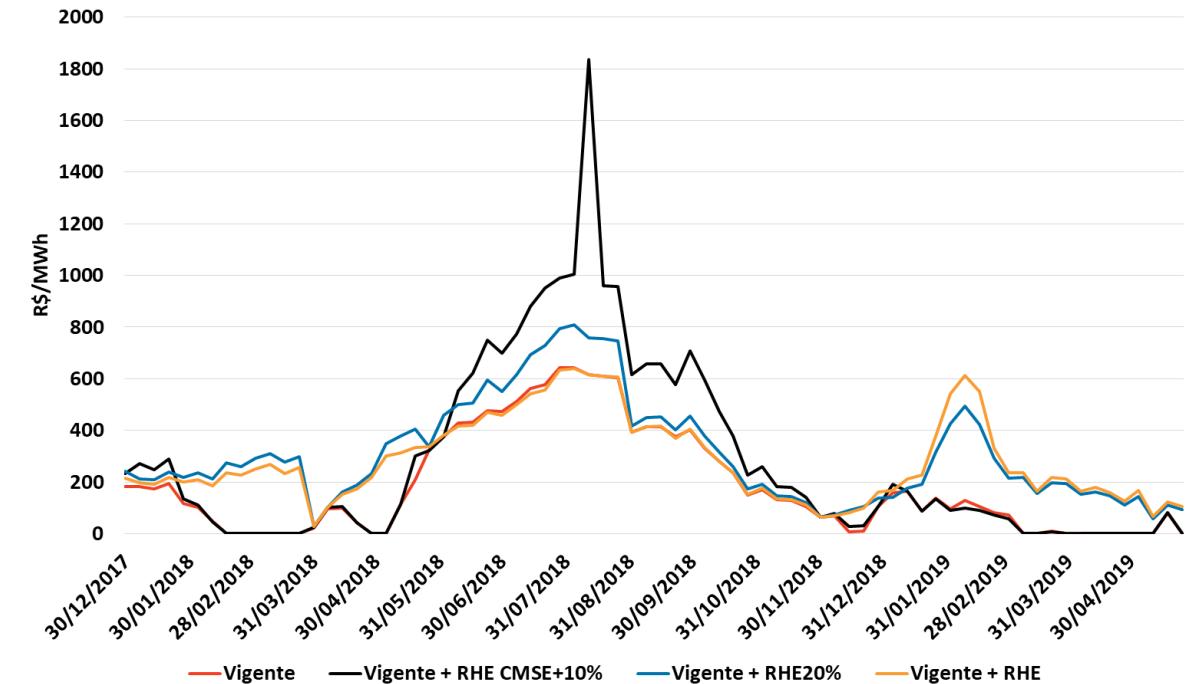
PLD Nordeste (sem aplicar os limites)



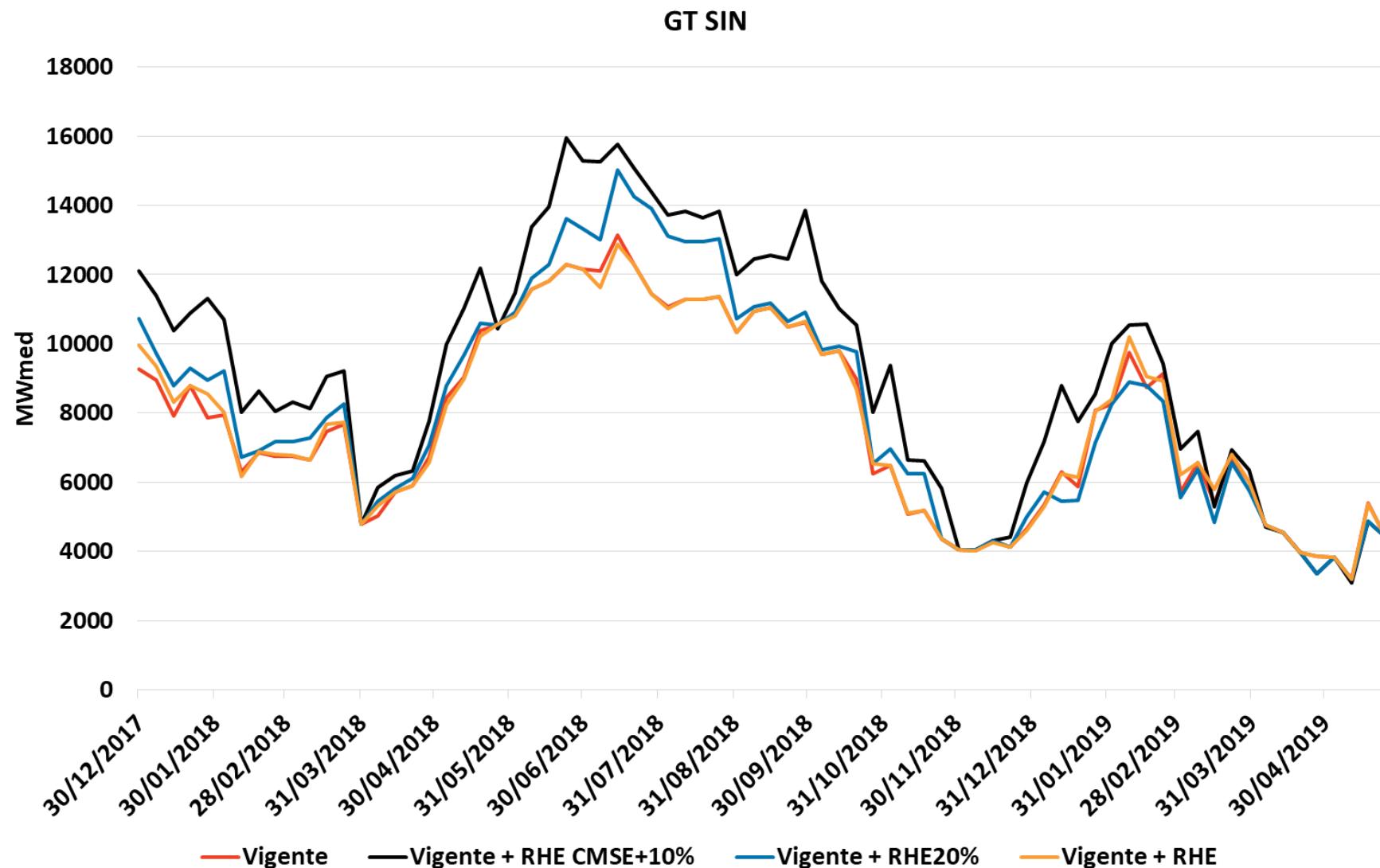
PLD Sul (sem aplicar os limites)



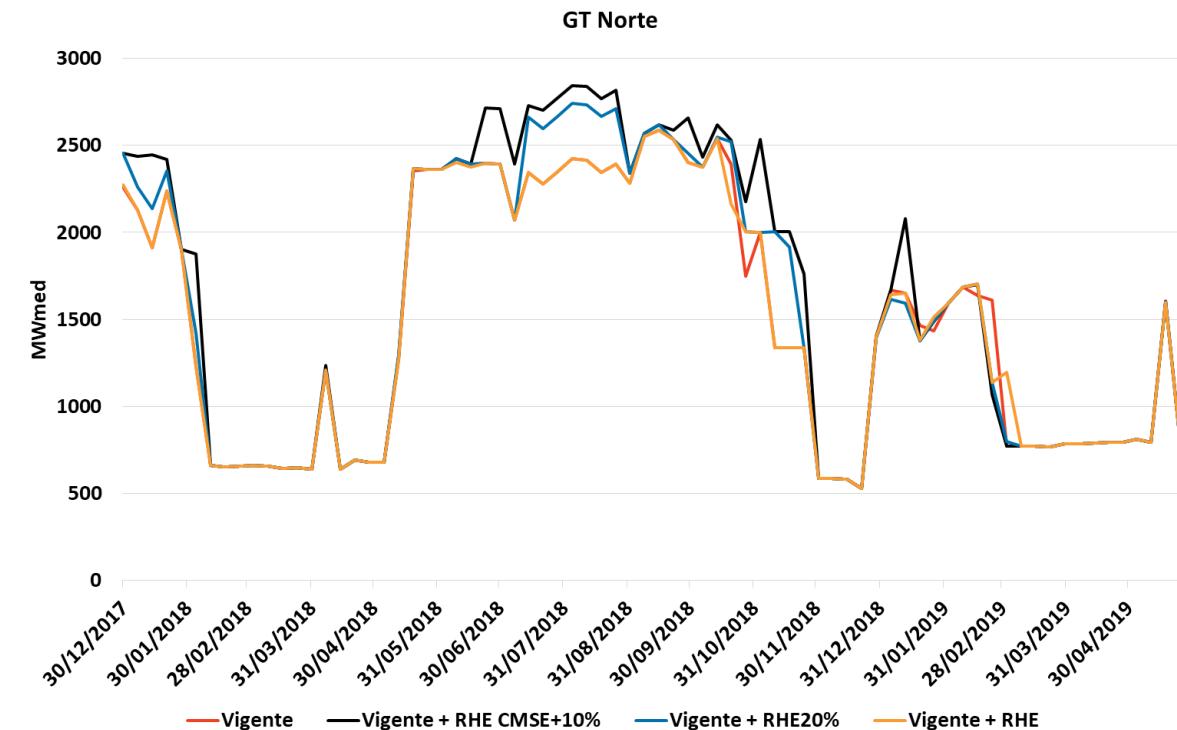
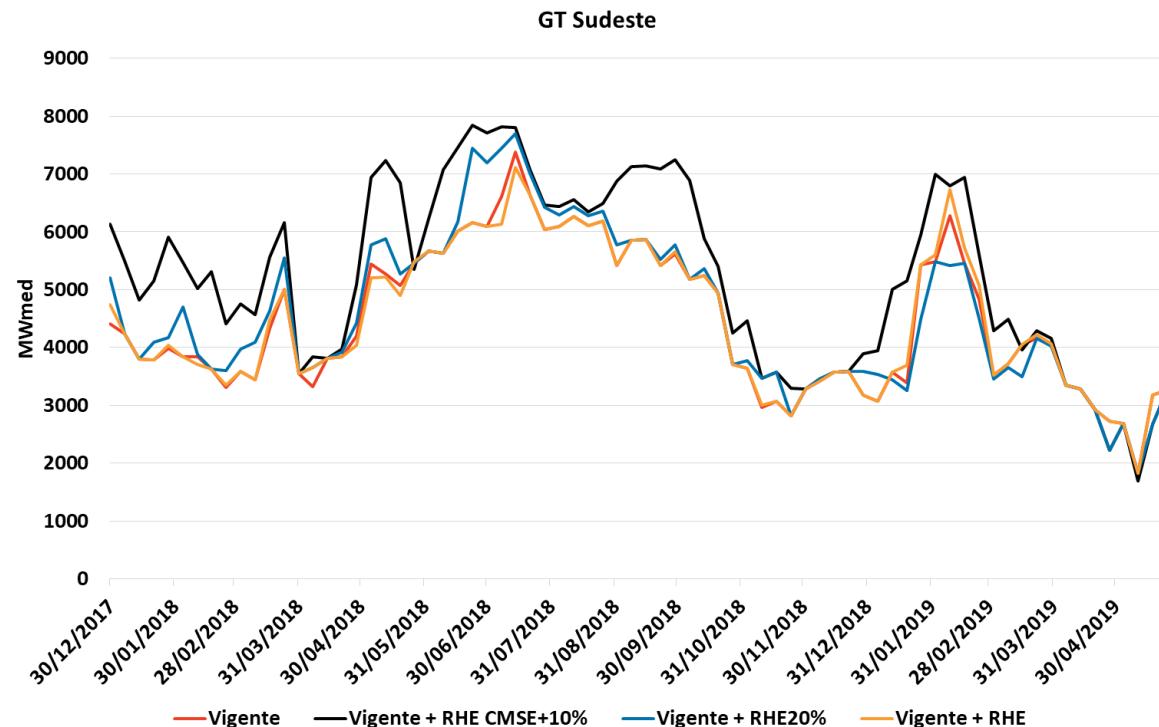
PLD Norte (sem aplicar os limites)



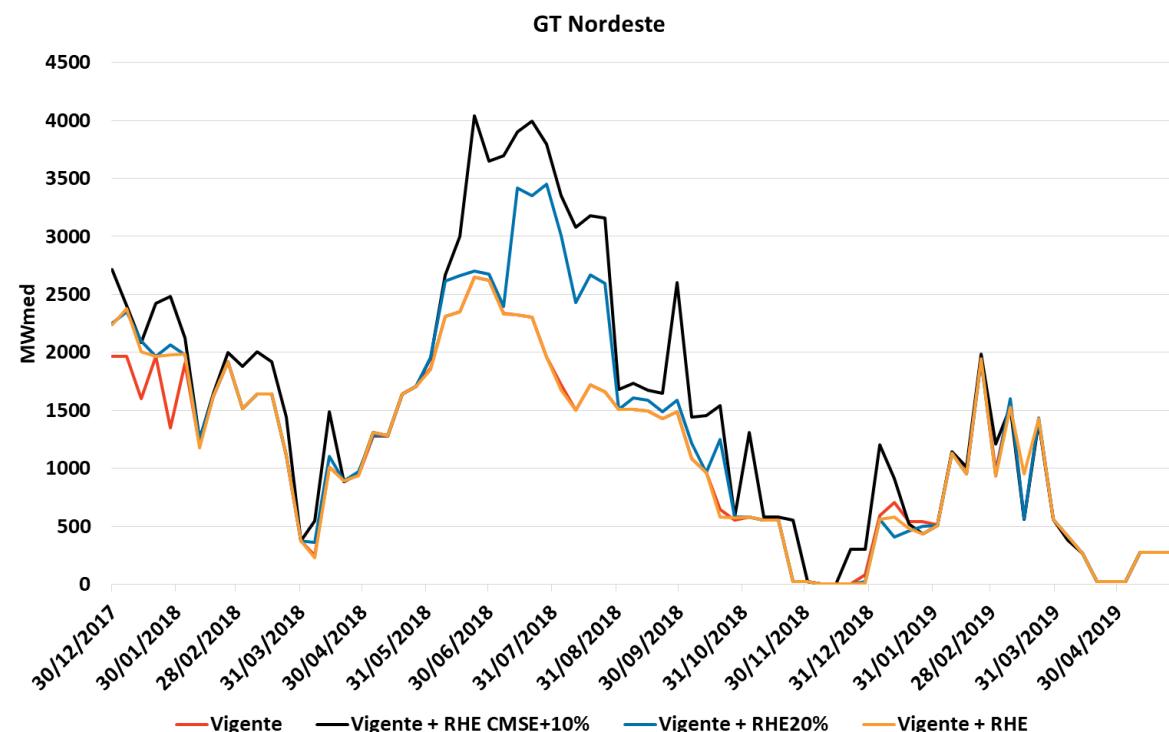
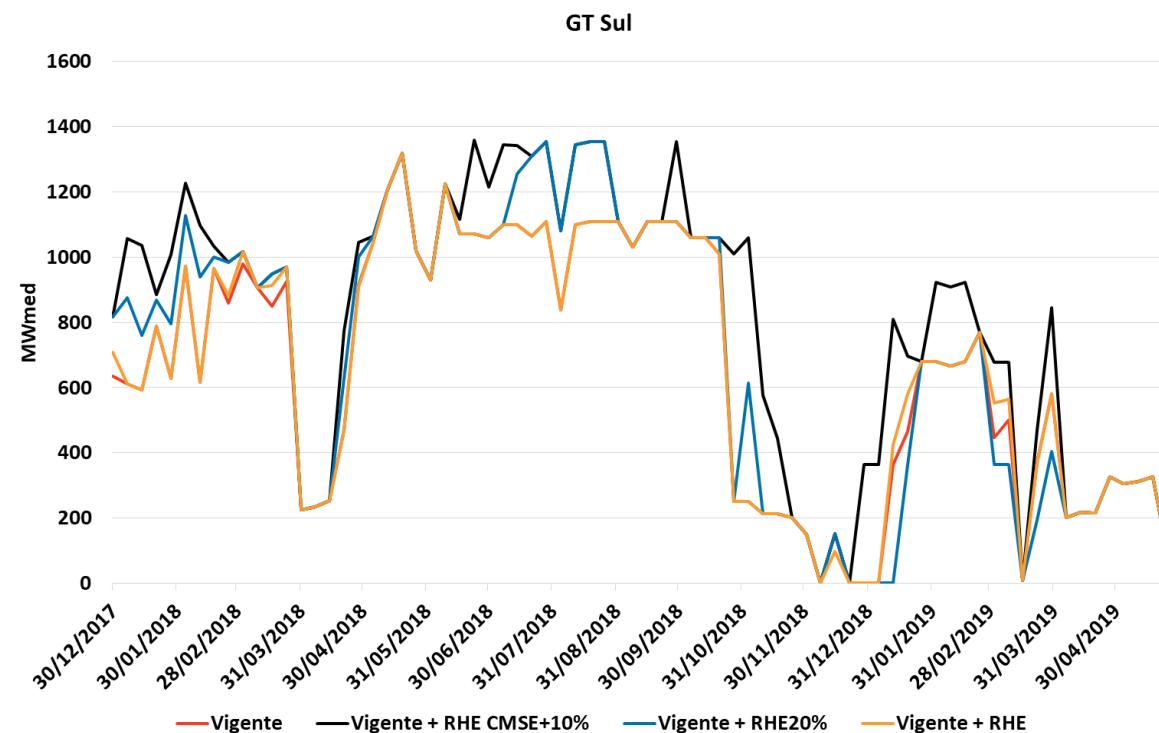
Geração Térmica



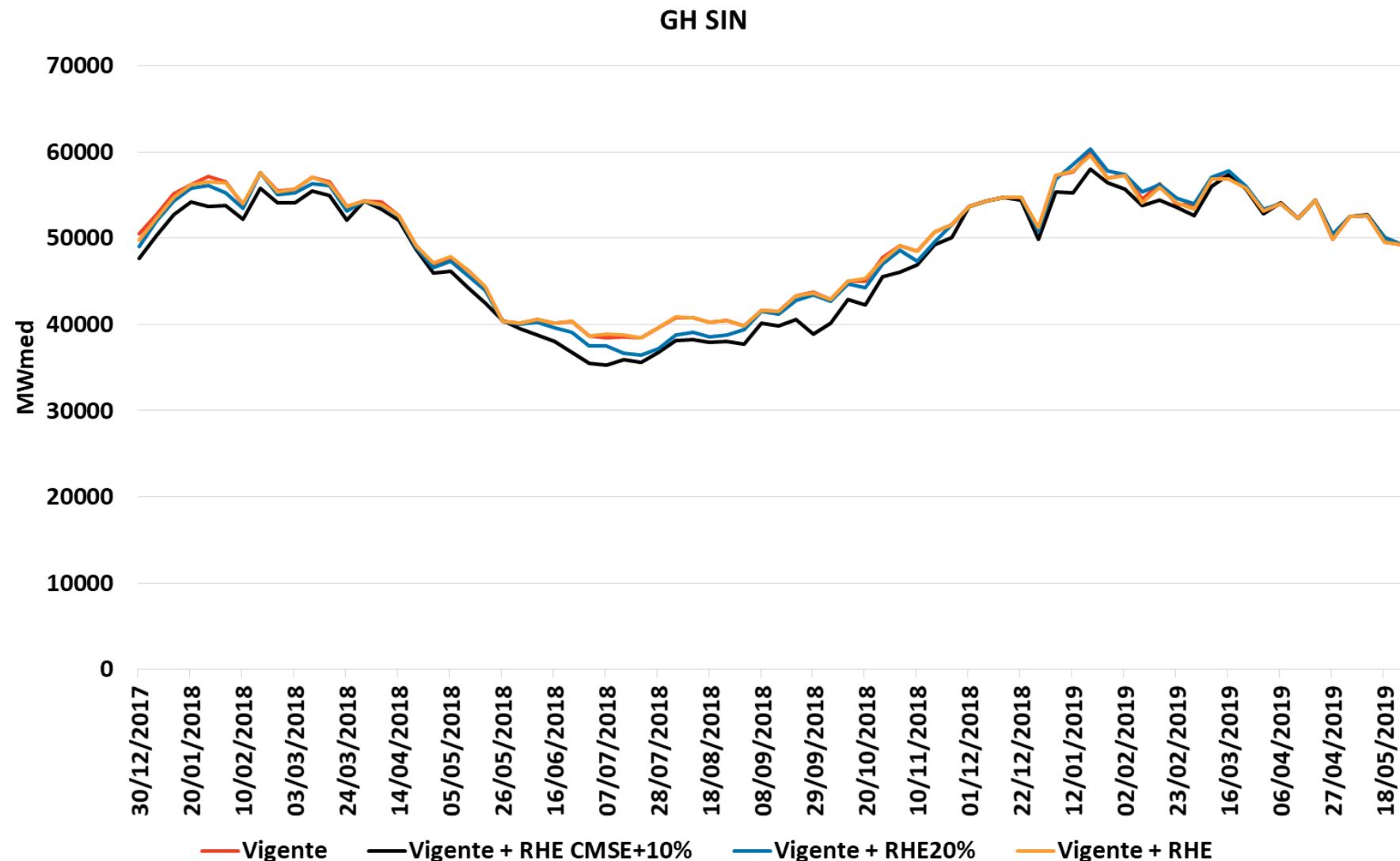
Geração Térmica



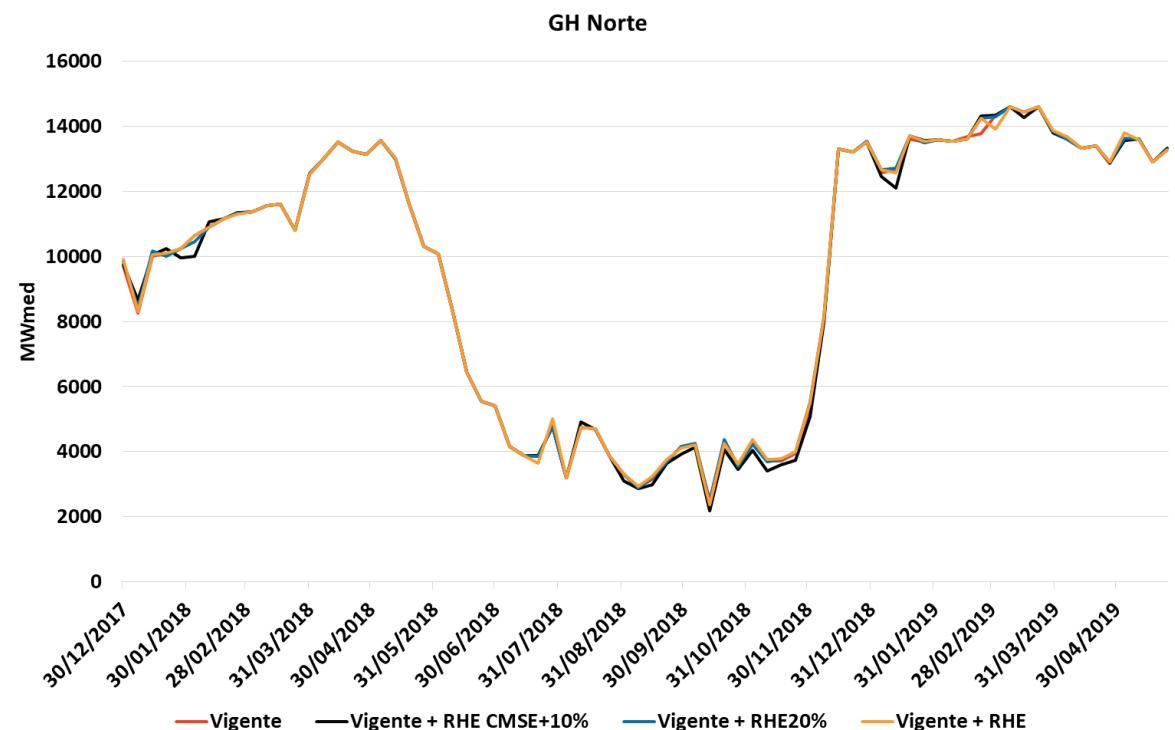
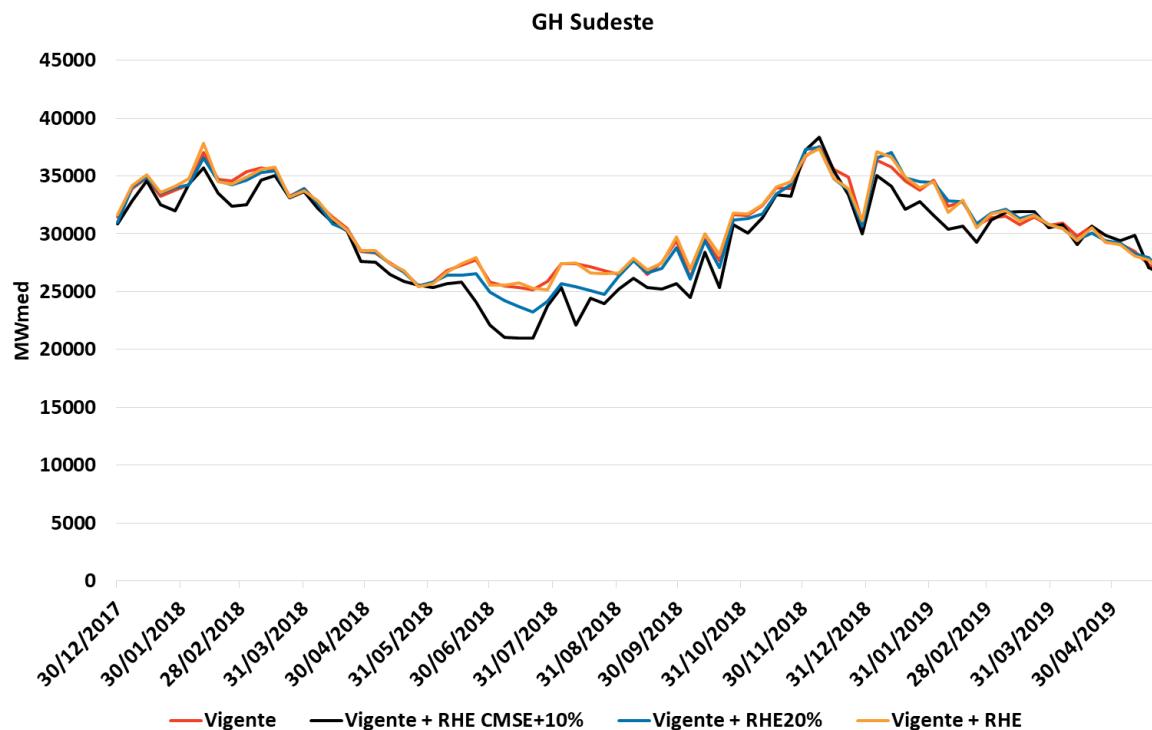
Geração Térmica



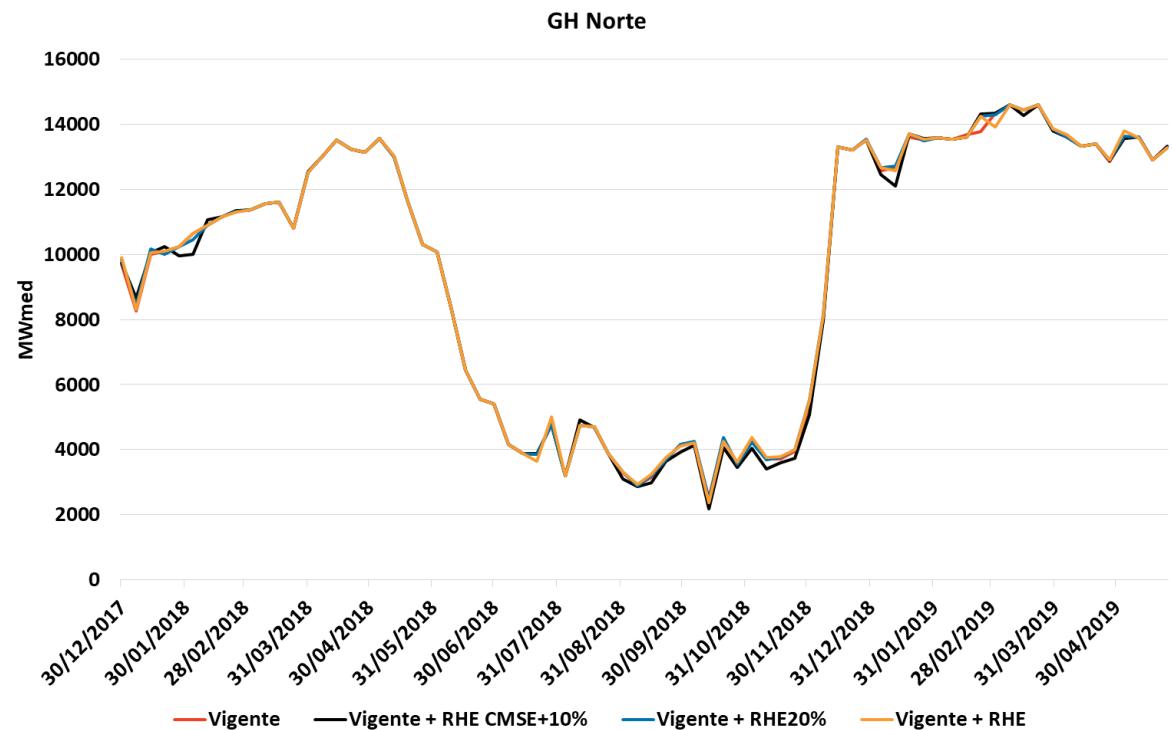
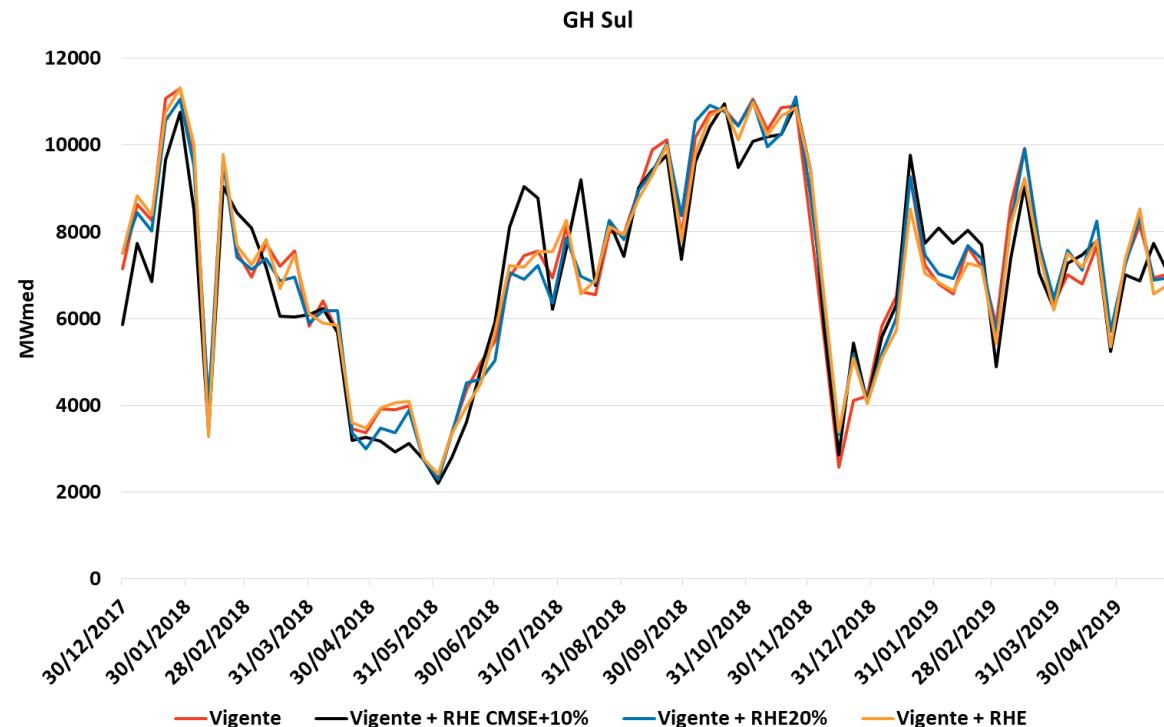
Geração Hídrica



Geração Hídrica



Geração Hídrica



Conclusões iniciais

- A combinação do VminOp do NEWAVE e DECOMP (através da modalidade RHE) se mostrou uma metodologia efetiva no replecionamento dos reservatórios.
- A alteração dos níveis de VminOp faz o modelo responder de diferentes formas:
 - O caso Vigente e o Vigente + RHE tiveram poucas diferenças de resultados.
 - O caso Vigente + RHE20% obteve uma elevação do armazenamento quando comparada ao caso Vigente, porém menor que o caso Curva de referência CMSE + 10%. Observou-se que, essa configuração foi capaz de atenuar a ocorrência de volatilidade observada em fevereiro de 2019.
 - O caso com maior elevação de energia armazenada foi utilizando Curva de referência CMSE + 10%, porém com impactos sobre a magnitude e volatilidade do PLD.
- Nos períodos simulados, a adoção de níveis mais altos de VminOp resultou, na maior parte do tempo, em um maior despacho térmico e uma menor geração hidrelétrica.

Próximos Passos

- **Prosseguimento das analyses** sobre as simulações de backtest:
 - Atenuação das violações de RHE.
 - Utilização de curvas interpoladas semanais.
- **Definição da curva adequada de VminOp** que serão incorporadas aos modelos.
- **Backtest conjunto** com os demais temas do atual ciclo de trabalhos.

Obrigado!

Coordenação do GT Metodologia
gtmet.cpamp@ccee.org.br

Assessoria Técnica:

