

Brasília, DF, 05 de dezembro de 2016.

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública nº 023/2016

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública nº 023/2016 do Ministério de Minas e Energia (MME), que visa obter contribuições para a redefinição dos parâmetros de aversão a risco.

Primeiramente, parabenizamos o Ministério pela postura adotada em debater temas que têm grande potencial de impacto para o sistema elétrico, incidindo desde o despacho e formação de preços até a negociação bilateral de energia no mercado livre.

A Abraceel, que já se posicionou sobre o tema em outras oportunidades, sendo a mais recente ocorrida na CP 022/2016 do MME, entende que os parâmetros e dados de entrada utilizados nos modelos computacionais devem ser aderentes à realidade operativa.

O CVaR, mecanismo de aversão ao risco implementado em 2013, por meio da Resolução CNPE 03, tinha como um de seus objetivos eliminar a necessidade de despacho fora da ordem do mérito, incorporando a aversão ao risco do operador nos modelos computacionais.

Ainda de acordo com a RES CNPE 03/2013, o despacho fora da ordem de mérito econômico poderia ser autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de forma extraordinária e respaldado em Nota Técnica do ONS específica.

Como é de conhecimento deste ministério, este objetivo não foi alcançado e os encargos de serviço do sistema continuaram em patamares bilionários a serem pagos pelos consumidores e agentes¹, o que demonstra a necessidade de rever o mecanismo de aversão e seus parâmetros.

¹ Embora vigentes e em plena eficácia, os efeitos dos arts. 2º e 3º da Resolução CNPE nº 3, de 2013, referentes ao rateio dos custos por despacho fora da ordem de mérito foram afastados com relação a alguns agentes, por força de decisões judiciais que não alcançam a totalidade dos agentes setoriais. (CONJUR em 30/07/2013)

1. Alteração dos parâmetros do CVaR

A nota técnica disponibilizada à CP apresenta diversas combinações dos valores a serem implementados nos parâmetros alfa e lambda e, após as análises da CPAMP, a comissão concordou pela adoção do novo par de parâmetros ($\alpha = 50\%$; $\lambda = 40\%$) na metodologia de aversão a risco CVaR, a partir de maio de 2017, tanto no modelo NEWAVE como no modelo DECOMP.

A Abraceel entende que a adoção de tal par de valores, somada à adoção de valor único de custo de déficit, poderá diminuir a discrepância entre a operação do sistema e o despacho otimizado indicado pelos modelos, incorporando, ao menos em parte, a aversão ao risco do operador no modelo computacional, embora ainda não pareça ser a solução definitiva para a aversão a risco no modelo.

Nesse sentido, a Abraceel apoia a proposta do MME submetida à Consulta Pública 23/2016 para a alteração dos parâmetros modelo CVaR, sem prejuízo da continuidade dos estudos para o aprimoramento dos modelos computacionais de forma a tornar o CMO/PLD mais aderente à realizada operativa e evitar o despacho fora da ordem de mérito econômico.

É importante ressaltar que, para obter os resultados almejados, diminuindo o despacho fora da ordem de mérito, a operação física do sistema deve ter aderência com o que o modelo computacional indica, caso contrário, a alteração no mecanismo de aversão ao risco não terá efeitos práticos. Esta premissa não se limita ao CVaR, mas recai sob qualquer modelo de aversão ao risco que seja implementado.

Como se apresenta no gráfico abaixo, historicamente, mesmo alterando os modelos de aversão ao risco, a operação do sistema resultou em encargos gerados pela discrepância entre o operado e o planejado.

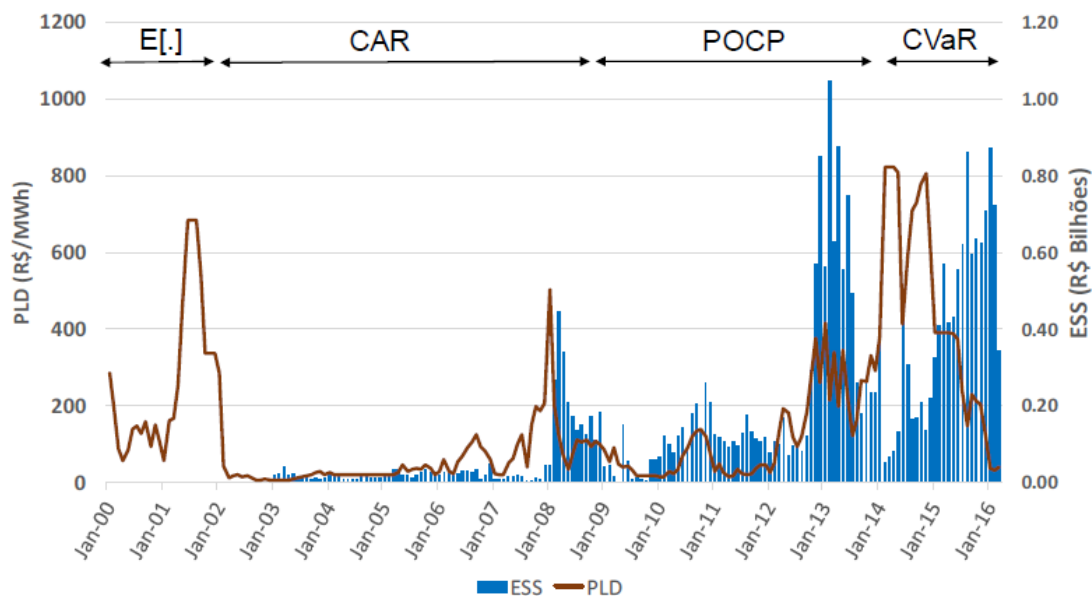


Figura 1: ESS em relação aos mecanismos de aversão implementados no Brasil

Fonte: PSR/2016. 4º Encontro Nacional dos Consumidores Livres

Neste sentido, entendemos que deve haver o estreito cumprimento dos procedimentos previstos na RES CNPE 03/2013 para a decisão do despacho fora da ordem de mérito, conforme apresentamos a seguir.

2. O despacho fora da ordem de mérito

A resolução CNPE 03, que implementou a novo mecanismo de aversão ao Risco CVaR, em seu Art. 2º resolve que:

*“Por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, **extraordinariamente** e com o objetivo de garantir o suprimento energético, o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados.” (Grifo nosso).*

A resolução complementa, no parágrafo primeiro do artigo segundo, que:

“A decisão do CMSE deverá ser respaldada em estudo do ONS, consolidado em Nota Técnica específica”. (Grifo nosso).

Ocorre que, como apresentado na figura 1, este despacho não é extraordinário, mas pelo contrário, é recorrente, e as respectivas Notas Técnicas específicas para embasar tal despacho não são de conhecimento do mercado.

Como exemplo, o mês de abril de 2016, que teve PLD médio de R\$49,42/MWh na região SE/CO, percebeu um expressivo despacho fora da ordem de mérito, como pode ser visto na figura abaixo (figura 2).

Mesmo com tal medida contraintuitiva, a nota técnica específica, que respalde o estudo do ONS, não foi divulgada ao mercado.

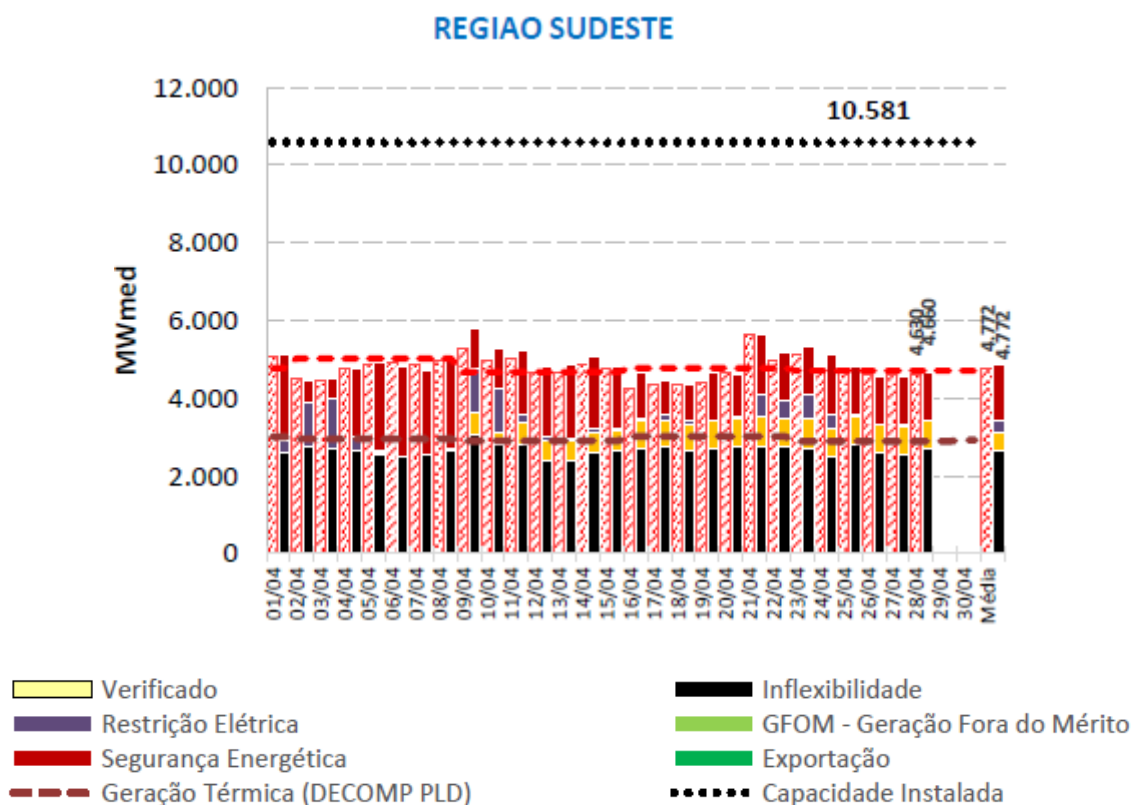


Figura 2: Despacho Termelétrico diário

Fonte: InformaCCEE

O despacho fora da ordem de mérito distorce a formação de preços e acarreta impactos que serão percebidos em efeito cascata, já que a operação realizada pelo operador não estava prevista no modelo computacional.

Desde modo, a **Abbraceel propõe que, independente do mecanismo de aversão ao risco utilizado para determinação do despacho otimizado, que o despacho fora da ordem de mérito ocorra apenas em momentos realmente extraordinários e justificados por meio de nota técnica específica divulgada publicamente pelo ONS, conforme determina a Resolução CNPE 03/2013.**

3. Da antecedência de alterações

Os agentes de mercado, como comercializadores, geradores, autoprodutores e consumidores livres negociam uma grande parte de sua energia com antecedência e longo prazo. Caso parâmetros estruturais dos modelos sejam alterados com pouca antecedência, os agentes não terão a previsibilidade necessária para realizar tais contratos.

Conforme dados da CCEE, aproximadamente 92% da energia do ACL é negociada com prazo superior a seis meses e 64% com prazo superior a 12 meses, o que reflete a necessidade de maior antecedência para a implementação de alterações nos modelos de formação de preços.

É importante que seja concedido tempo suficiente para que os agentes aloquem suas contratações e realizem análises de impacto em seus mercados com as alterações dos parâmetros, conforme discutido pelo MME na Consulta Pública 22/2016.

Entendemos os motivos que levaram à discussão sobre as alterações sobre os parâmetros do CVaR com pouca antecedência de sua aplicação. Contudo, em relação aos futuros aprimoramentos, **propomos que as alterações nos modelos computacionais pela CPAMP, a partir de 2018, entrem em vigor após 12 meses de sua aprovação pelo MME e, preferencialmente, na primeira semana operativa do ano civil;**

Nesse sentido, propomos também que a discussão sobre a implementação da SAR seja antecipada para o primeiro semestre de 2017, com a realização de Consulta Pública e período de validação pelos agentes, sendo implementada a partir do início de 2018, juntamente com a nova regra governança dos modelos computacionais.

Atenciosamente,

João Barreto
Assessor Técnico

Alexandre Lopes
Diretor Técnico

Reginaldo Medeiros
Presidente Executivo



Brasília, 02 de dezembro de 2016
ABRADEE/B15.00.CT2016-0118

Excelentíssimo Ministro
FERNANDO COELHO FILHO
Ministro de Estado do Ministério de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 8º andar
70065-900 - Brasília - DF

Assunto: Contribuição para a Consulta Pública do MME nº 23/16 que versa sobre a redefinição dos parâmetros de aversão a risco nos modelos computacionais da formação de preço de energia elétrica no curto prazo

Excelentíssimo Ministro,

Inicialmente cabe destacar a diligência desse Ministério na busca de soluções para problemas conjunturais e estruturais do setor elétrico por meio do processo transparente de diálogo com a sociedade.

Neste sentido, reconhecemos essa Consulta Pública como ato importante de encaminhamento do pleito submetido pela ABRADDEE, em conjunto com outras associações, ao MME, por meio de correspondência protocolada no início do corrente ano, *in verbis*:

"... a conjugação da melhoria do regime hidrológico e do baixo desempenho da demanda de energia resultou em maior garantia do abastecimento de energia elétrica. Contudo, tem causado inquietude em diversos agentes do setor... a recente ocorrência do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD no patamar mínimo, exceto no submercado Nordeste, conjugado com a manutenção de grande volume do despacho termoelétrico fora da ordem de mérito por segurança energética ... Há preocupação com a sinalização de preço conjuntural, aparentemente dissociada das efetivas condições eletroenergéticas e das decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e sua repercussão nos vetores de expansão da oferta, na contratação de energia, nas decisões de consumo, bem como na efetiva percepção de risco financeiro no mercado de energia elétrica.

Isto posto, solicitamos ... :

(i) estabelecer, em sua próxima reunião ordinária, cronograma e escopo para o necessário diagnóstico estruturado da metodologia e dos parâmetros de cálculo do preço do curto prazo;



(ii) envolver os agentes nessas discussões; e

(iii) definir prazo para os eventuais aprimoramentos que, em última análise, objetivam refletir as reais condições do sistema hidroenergético nos respectivos modelos computacionais."

Nesse intermédio foram realizados estudos, com apoio de consultoria especializada, para investigação daquela aparente incongruência e, caso confirmada, para apresentar proposições objetivando eliminar ou mitigar as possíveis distorções. Além disso, foram contratados estudos complementares que estimaram impactos econômicos e financeiros oriundos das eventuais propostas sobre diversos segmentos e agentes do setor elétrico. Os resultados obtidos, conforme anexo, indicam que:

(a) de fato, os parâmetros vigentes da CVaR necessitam recalibração;

(b) os valores de alfa 10% e lambda 20%, em alternativa a utilização do Procedimento Operativo de Curto Prazo - POCP, são os que oferecem melhoria da segurança de suprimento energético, sem impacto significativo para distribuidores e, consequentemente, consumidores cativos, bem como aos consumidores livres e geradores com perfil de contratação de energia conservador e equilibrado, respectivamente; e

(c) os efeitos sobre o modelo de preço de curto prazo na proposta submetida pelo MME são próximos aos recomendados em (b), apesar de parâmetros nominalmente distintos.

Neste contexto, a ABRADDEE apresenta como síntese de contribuição:

(1) recalibrar os parâmetros da CVaR para alfa 10% e lambda 20%, haja vista os efeitos equivalentes ao da proposta submetida pelo MME e pelo fato de que seus impactos econômicos e financeiros sobre consumidores e diversos segmentos do setor elétrico estão estimados e disponibilizados; e

(2) continuar, além dos estudos da metodologia da SAR, os aprimoramentos nos procedimentos para estabelecimento do Custo Marginal de Operação como, por exemplo, os de projeção da carga.

Sem mais para o momento, esperamos acolhimento de nossa contribuição e ratificamos nossas mais cordiais estimas.

Atenciosamente,

Nelson Fonseca leite

Presidente

Compatibilidade entre Despacho Hidrotérmico e Formação de Preço Fase II

Versão Final

20 de outubro de 2016



Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
- ▶ Conclusões

Antecedentes

POCP

- ▶ De 2009 a 2013 o ONS adotou o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), também conhecido como “**nível meta**”, visando aumentar a segurança de suprimento.
 - De maneira simplificada, procura-se operar o sistema de forma a atingir níveis de armazenamento considerados “seguros” ao final de Novembro (início da estação chuvosa).
 - Em 2011, 42% no Sudeste e 25% no Nordeste
 - Esta segurança é atingida através do despacho de termelétricas “fora da ordem de mérito”, ou seja, através do despacho de termelétricas que não estavam despachadas no modelo computacional.

Antecedentes

POCP

- ▶ Entretanto, este procedimento **não é representado** nos modelos computacionais oficiais utilizados no setor para a determinação do PLD e cálculo da política operativa.
- ▶ Como consequência, a evolução do armazenamento “real” do sistema é diferente daquela “percebida” pelo modelo computacional de despacho hidrotérmico em seu processo de otimização.
 - Como o POCP despacha usinas fora da ordem de mérito para atendimento ao critério de segurança, a trajetória dos reservatórios, comparada com a operação do sistema sem este procedimento, é mais elevada.
- ▶ Como resultado, havia um **impacto direto** na formação de preços (redução dos PLDs) e um **aumento** do Encargo de Serviços do Sistema (ESS)

Antecedentes

A Resolução CNPE nº 3/2013

1. Formação de preços: “os mecanismos de aversão a risco deverão ser internalizados nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço”
 - Prazo para implementação por parte do CEPEL: 31 de maio de 2013
 - Prazo para testes de validação (CPAMP) e incorporação aos programas computacionais: 31 de julho de 2013
 - No dia 24 de julho de 2013 a CPAMP divulgou que o mecanismo de aversão ao risco a ser utilizado será o CVaR.
2. Permite geração térmica adicional em casos de necessidade
3. Estabelece novo critério de rateio do ESS-SE

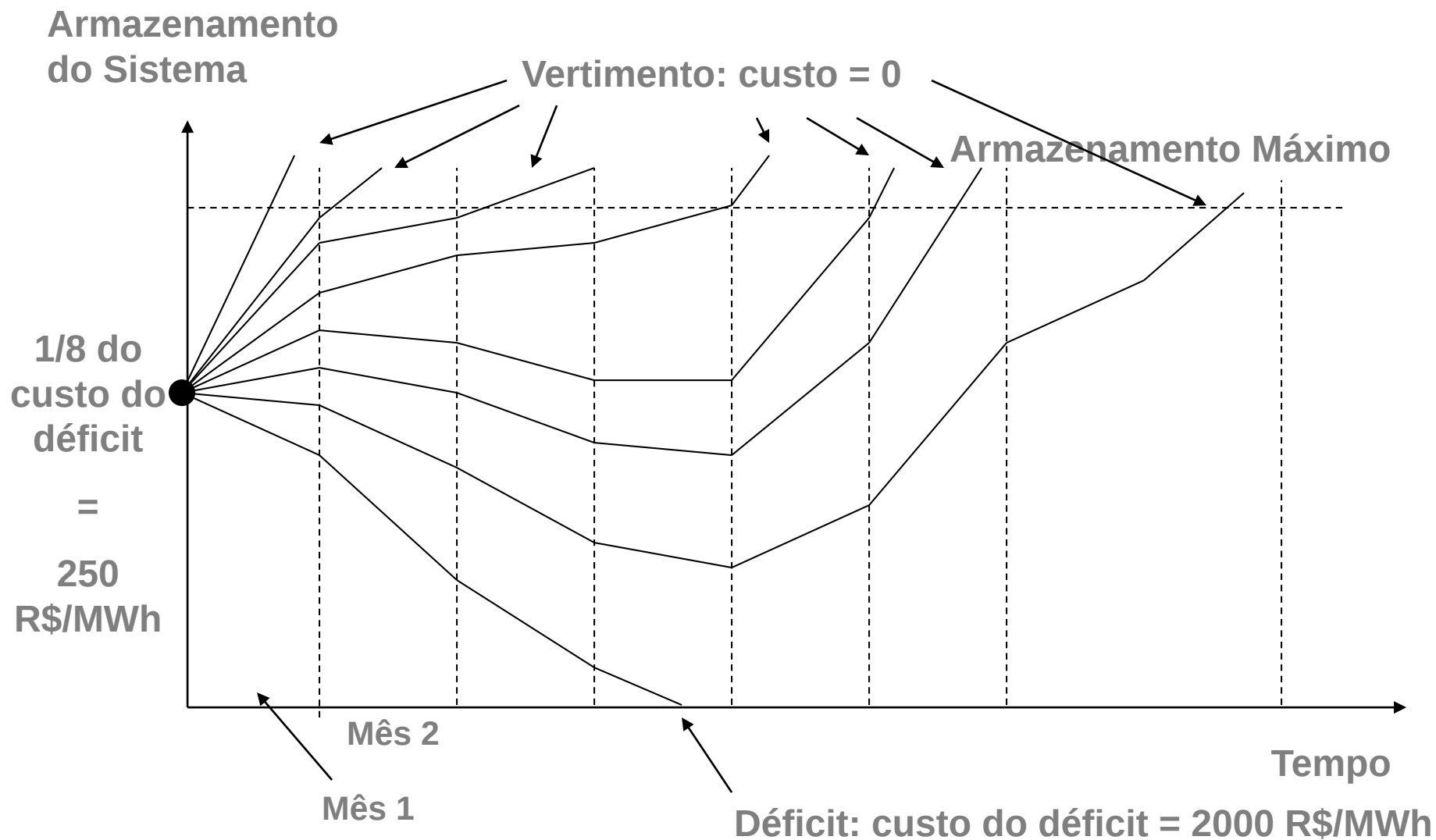
Antecedentes

Principais características do CVaR

- ▶ Representação indireta da segurança: maior peso para os cenários de maior custo no cálculo do valor esperado
- ▶ Política operativa calculada com o CVaR antecipa a geração de termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) mais barato, com o objetivo de evitar o despacho futuro de termelétricas caras
- ▶ A CPAMP definiu os seguintes parâmetros para o CVAR:
 - $\alpha = 50\%$
 - $\lambda = 25\%$

Como era o despacho antes?

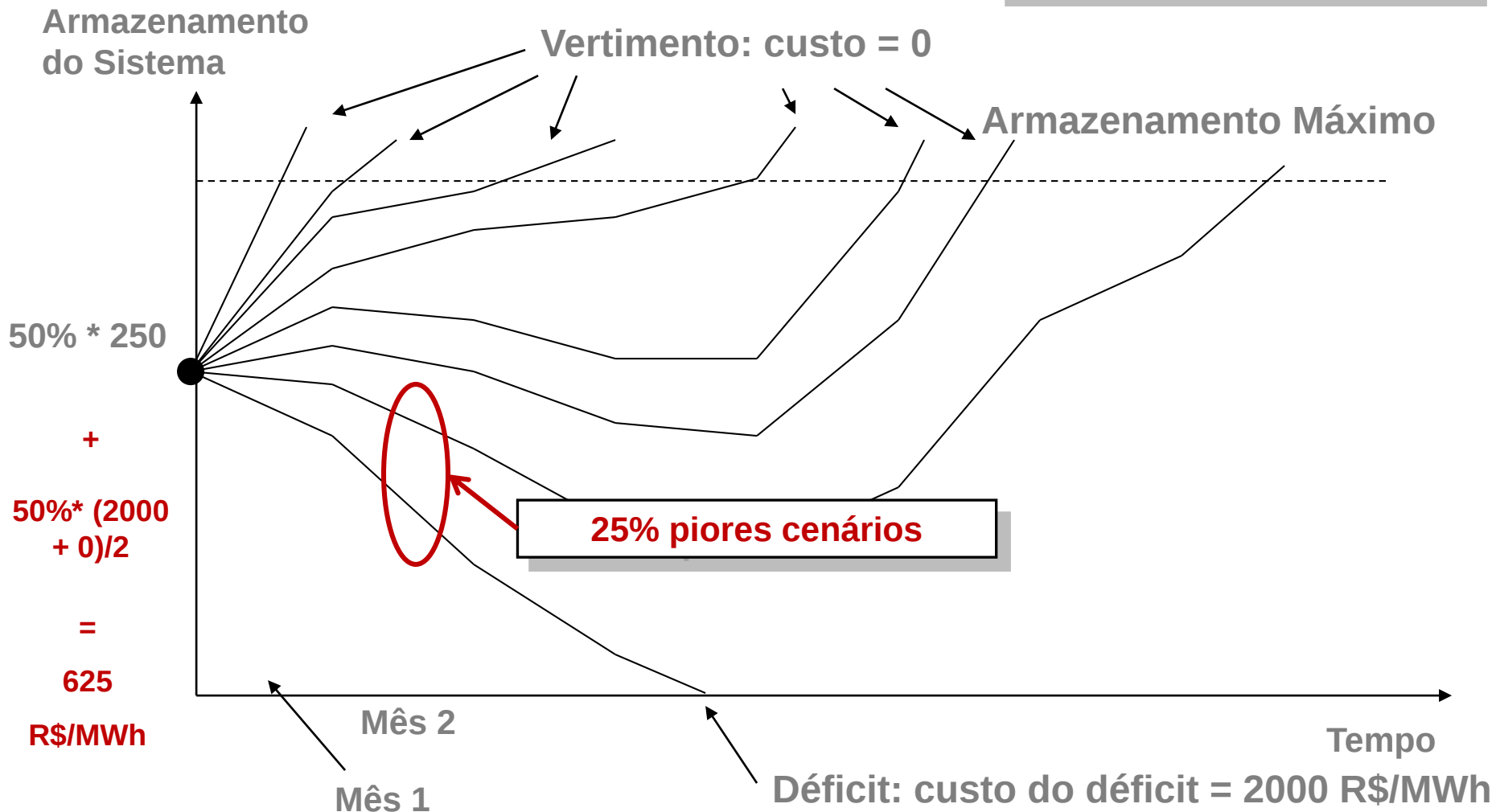
E[Custo Operativo]



Como é o despacho com CVaR?

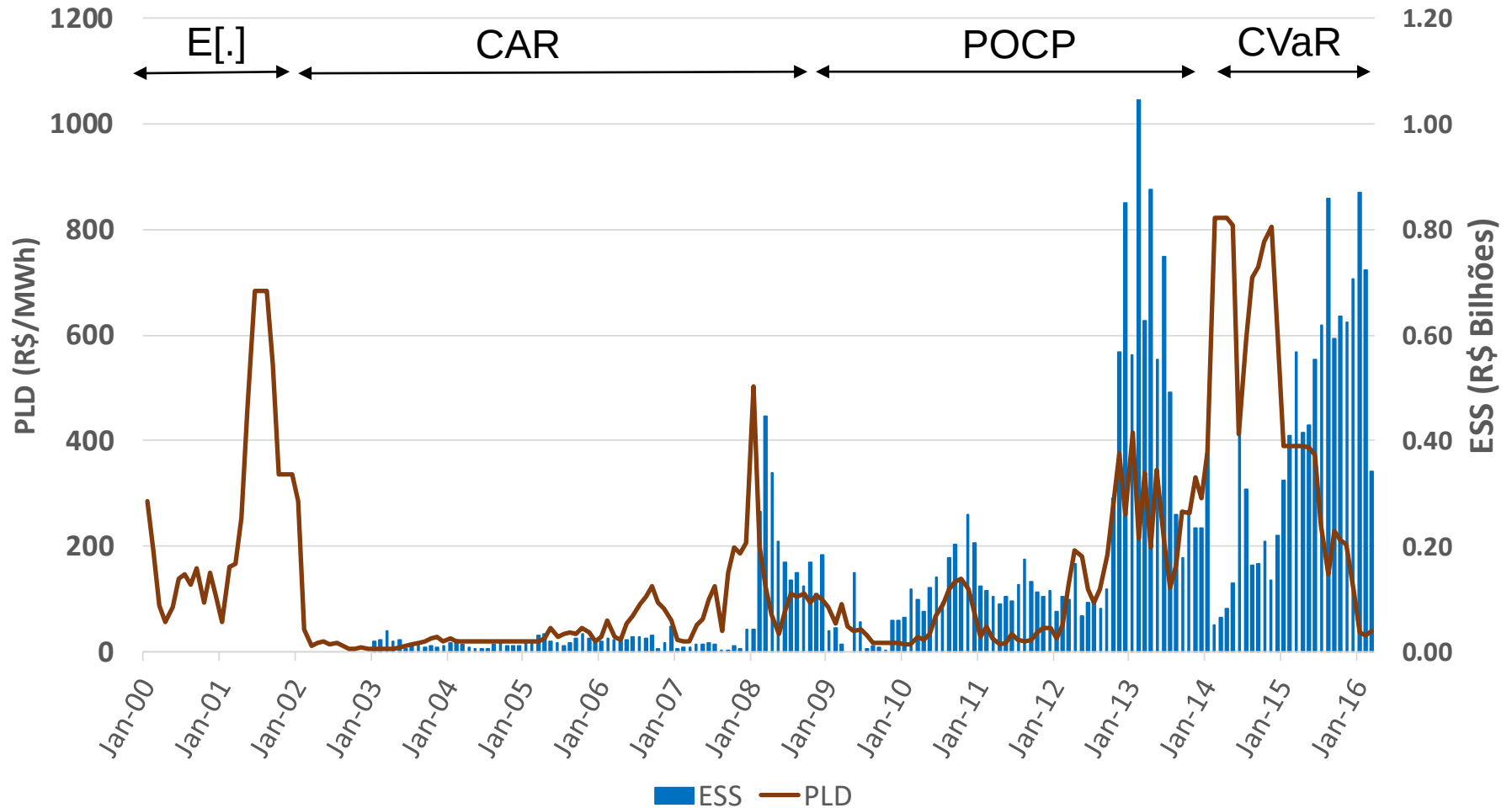
$$(1 - \lambda) E[\text{Custo Operativo}] + \lambda \text{CVAR}[\text{Custo Operativo}]$$

$\lambda = 50\%$ e $\alpha = 25\%$



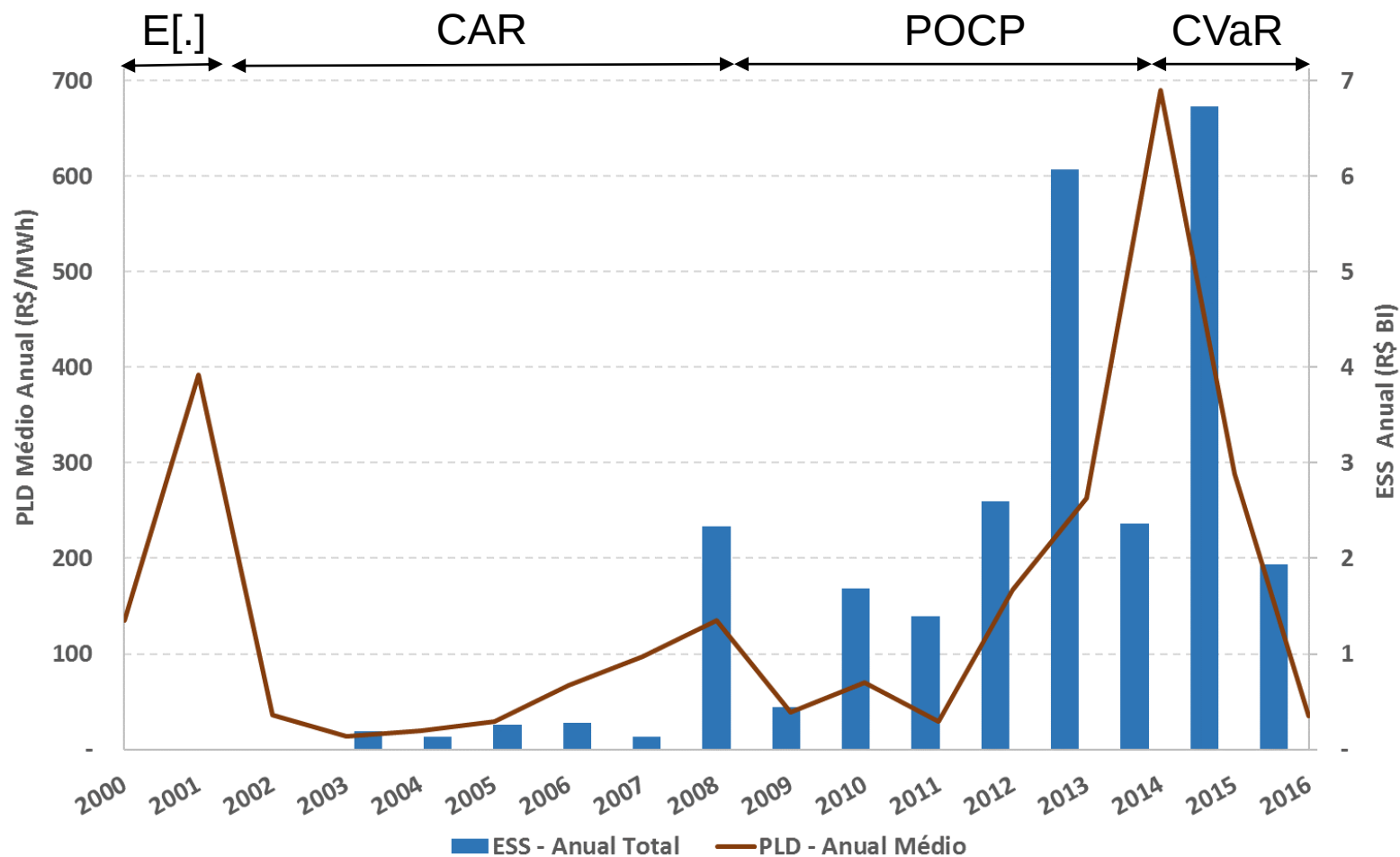
Situação atual

Em Jan/2016 tivemos termelétricas com CVU de 600 R\$/MWh despachando e PLD no piso



Situação atual

Em Jan/2016 tivemos termelétricas com CVU de 600 R\$/MWh despachando e PLD no piso



Antecedentes

Fase I

- ▶ Em abril de 2016 a ABRADEE e outras associações contrataram um estudo com o objetivo de calcular quais os parâmetros do CVaR que refletem a atual percepção de risco da operação do Sistema Elétrico Brasileiro. As principais conclusões do trabalho foram:
 - A representação da aversão ao risco do ONS nos modelos computacionais é essencial para fornecer sinais econômicos críveis e corretos do mercado de curto prazo;
 - A calibração dos parâmetros do CVaR não é trivial, pois o conjunto de que garante a confiabilidade do ONS pode resultar em vertimentos excessivos (desperdício): é necessário buscar o melhor tradeoff custo/benefício energético;
 - A calibração dos parâmetros pode variar dependendo das premissas, como por exemplo, oferta/demanda, condições iniciais, dentre outros fatores;
 - Com base na configuração do PMO de janeiro de 2016, as configurações CVaR (alfa 5 e lambda 25) e (alfa 10 e lambda 25) mostraram-se atrativas quanto ao tradeoff custo/benefício.
 - Os parâmetros do CVaR devem ser calculados considerando o impacto global para o setor, como por exemplo, ESS, tarifas para os consumidores, cálculos das Garantias Físicas, etc.

Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
- ▶ Conclusões
- ▶ Trabalhos futuros

Visão geral da metodologia

- ▶ A metodologia é composta por três módulos:
 - Definição da aversão ao risco da operação do sistema, percebida através da operação realizada pelo ONS
 - Estimativa dos parâmetros da aversão ao risco do modelo de despacho hidrotérmico
 - Impactos da alteração dos parâmetros do CVaR:
 - encargo de serviço de sistemas (ESS);
 - nos custos variáveis dos contratos por disponibilidade
 - nos custos de liquidação das cotas de garantia física e dos contratos por quantidade com repactuação do risco hidrológico
 - Encargo de Energia de Reserva;
 - Preço da energia no mercado livre.

Metodologia

Definição da aversão ao risco da operação do sistema

- ▶ Os despachos fora da ordem de mérito realizados atualmente são respaldados por decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). No entanto, **não existe um procedimento oficial** para a determinação do nível de despacho fora da ordem de mérito.
- ▶ O primeiro passo deste estudo será estimar um procedimento operativo que melhor reflita as decisões de despacho fora da ordem de mérito realizadas atualmente. Esta tarefa será realizada estimando os parâmetros do Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) que levam a um despacho fora da ordem de mérito das termelétricas com CVU igual ou menor que 600 R\$/MWh em janeiro de 2016. A análise foi realizada com o PMO de Janeiro de 2016.
 - Este primeiro passo é importante para projetar a trajetória do PLD, do despacho termelétrico e dos níveis de armazenamento.
- ▶ Este procedimento ficou em vigor de 2008 a 2013 e foi substituído pelo CVaR, com a Resolução CNPE 03/2013.
 - Os parâmetros deste procedimento são a hidrologia crítica e o nível meta em novembro.

Metodologia

Estimativa dos parâmetros da aversão ao risco

- ▶ O segundo passo deste estudo será estimar os parâmetros do CVaR que levam à mesma segurança de suprimento obtida anteriormente, modelada através do procedimento operativo de curto prazo, porém com menor necessidade de despacho fora da ordem de mérito.

Metodologia

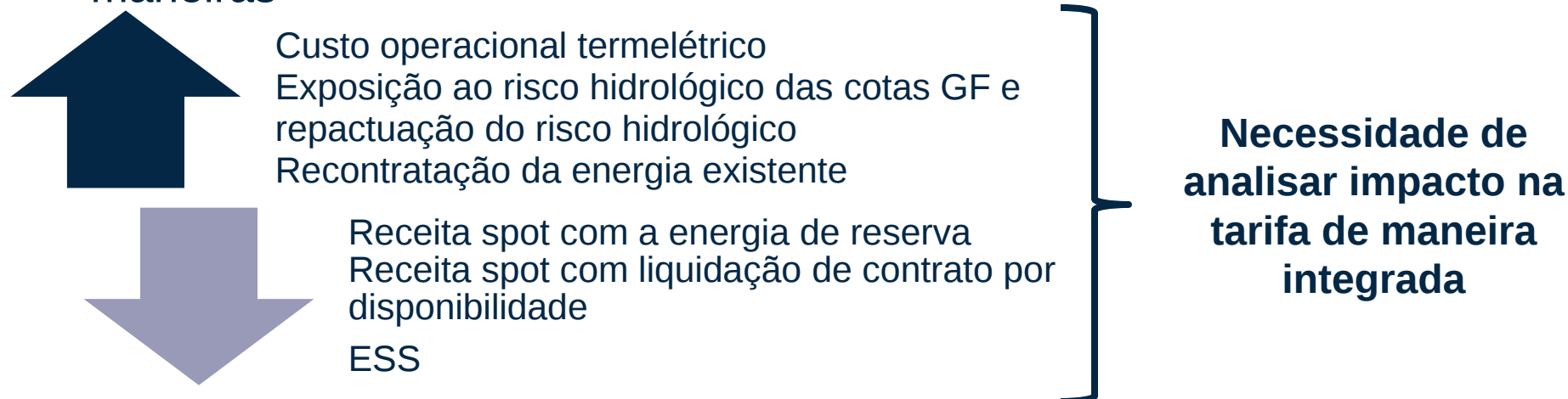
Cálculo dos impactos da alteração dos parâmetros do CVaR

- ▶ O objetivo desta análise é obter o impacto integrado da alteração dos parâmetros do CVaR a cadeia de valor do setor elétrico brasileiro, considerando os aspectos conjunturais de oferta e demanda e nível dos reservatórios e o sistema hidrotérmico existente e/ou já contratado.
- ▶ Para realizar estas análises será utilizado o modelo SCE ®, desenvolvido pela PSR, que simula as regras da CCEE. Para o cálculo do preço no mercado livre será utilizada a metodologia desenvolvida pela PSR para o cálculo da curva forward de preços no mercado livre convencional.

Metodologia

Impacto na tarifa de energia

- ▶ O aumento da aversão ao risco impacto a tarifa de energia de diferentes maneiras



- ▶ O procedimento consiste na simulação das regras comerciais da CCEE e no cálculo de cada componente que impacta da tarifa de energia
- ▶ Análise realizada para o custo médio das 30 maiores distribuidoras do Brasil
- ▶ Análise não considera o efeito das bandeiras, por ser apenas uma antecipação de receita das distribuidoras

Metodologia

Impacto no preço do ACL

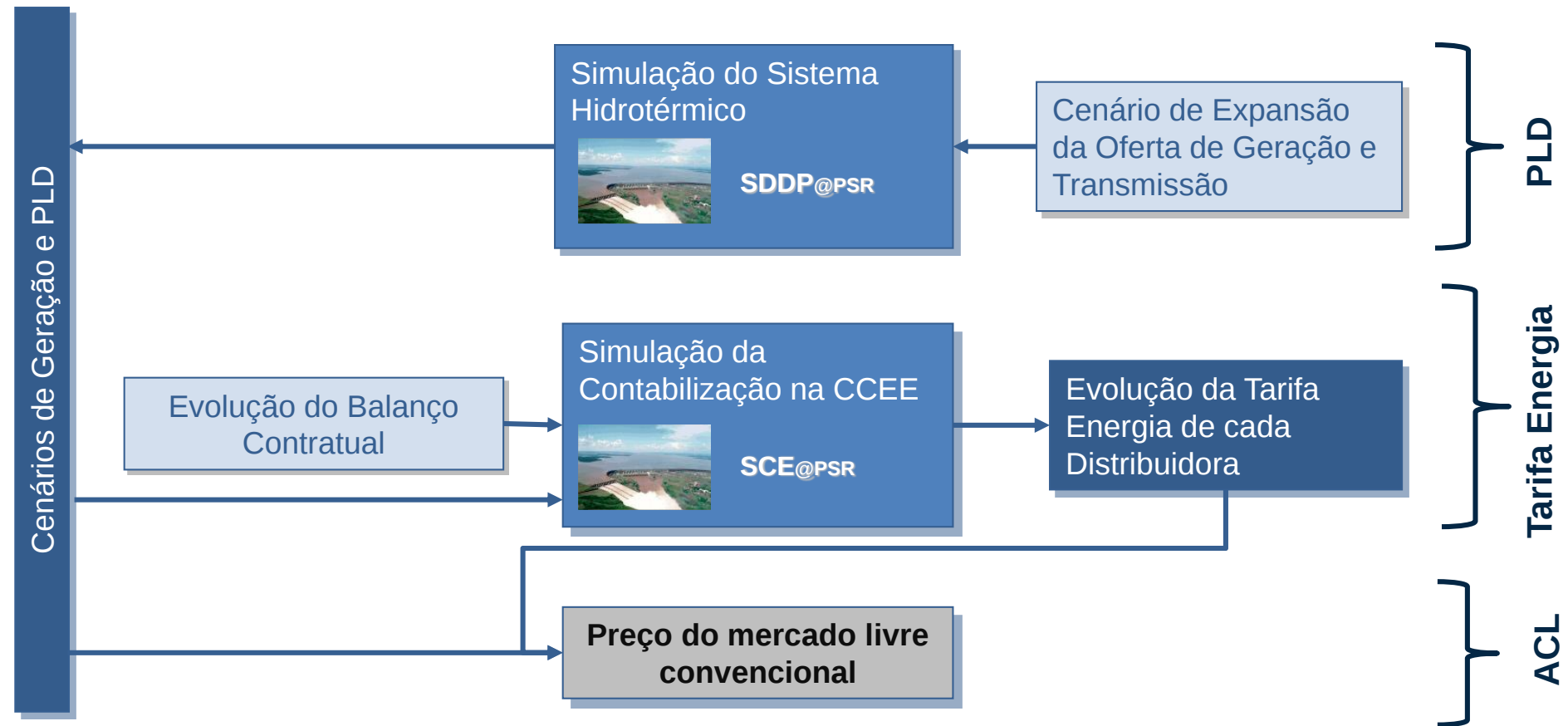
- ▶ O preço de energia no mercado livre é formado por três principais componentes:
 - Perspectiva de PLD, que é o custo de oportunidade natural do gerador
 - Perspectiva da tarifa de energia no ACR, que é o custo de oportunidade do consumidor
 - Oferta e demanda no mercado livre
- ▶ A alteração da aversão ao risco afeta estes três componentes
 - Quanto maior a aversão ao risco maior o PLD
 - Como visto anteriormente a tarifa de energia é afetada pela aversão ao risco
 - Quanto maior a aversão ao risco maior o risco hidrológico, reduzindo a oferta disponibilizada pelas hidrelétricas para o mercado livre
- ▶ A análise considera a metodologia da PSR para a definição da curva forward de preços no ACL (ver ANEXO), permitindo o cálculo da expectativa de preços para diferentes níveis de aversão ao riscos

Metodologia

Impacto no gerador hidrelétrico

- ▶ O aumento da aversão ao risco na programação do despacho hidrotérmico e formação do PLD aumenta o risco hidrológico dos geradores hidrelétricos
 - Redução do GSF devido ao aumento do despacho termelétrico aliada a aumento do PLD
- ▶ Quanto maior o nível de contratação do gerador no longo prazo maior o impacto do aumento da aversão ao risco, uma vez que o mesmo não consegue reposicionar seu portfólio
 - Por outro lado, geradores descontratados conseguem repassar o risco para o consumidor livre através de aumento do preço.
- ▶ Será realizado uma análise do impacto do aumento da aversão ao risco para diferentes níveis de contratação de um gerador hidrelétrico

Visão geral da metodologia



Índices utilizados para a tomada de decisão

- ▶ Para comparar o custo/benefício das alternativas, serão analisados:
 - Custo térmico vs probabilidade do armazenamento de novembro do primeiro ano ficar abaixo de 40% no SIN (P5 do caso da aversão ao risco do operador);
 - Probabilidade do armazenamento de novembro do primeiro ano ficar acima ou abaixo da meta do operador;
 - Vertimento do segundo ano vs probabilidade do armazenamento de novembro de primeiro ano ficar abaixo de 40% no SIN;
 - Impacto da tarifa de energia;
 - Impacto custo da energia para o mercado livre considerando diferentes níveis de contratação de longo prazo (consumidores com contratos no curto serão mais afetados)
 - Impacto no gerador hidrelétrico

Premissas

► Os casos simulados:

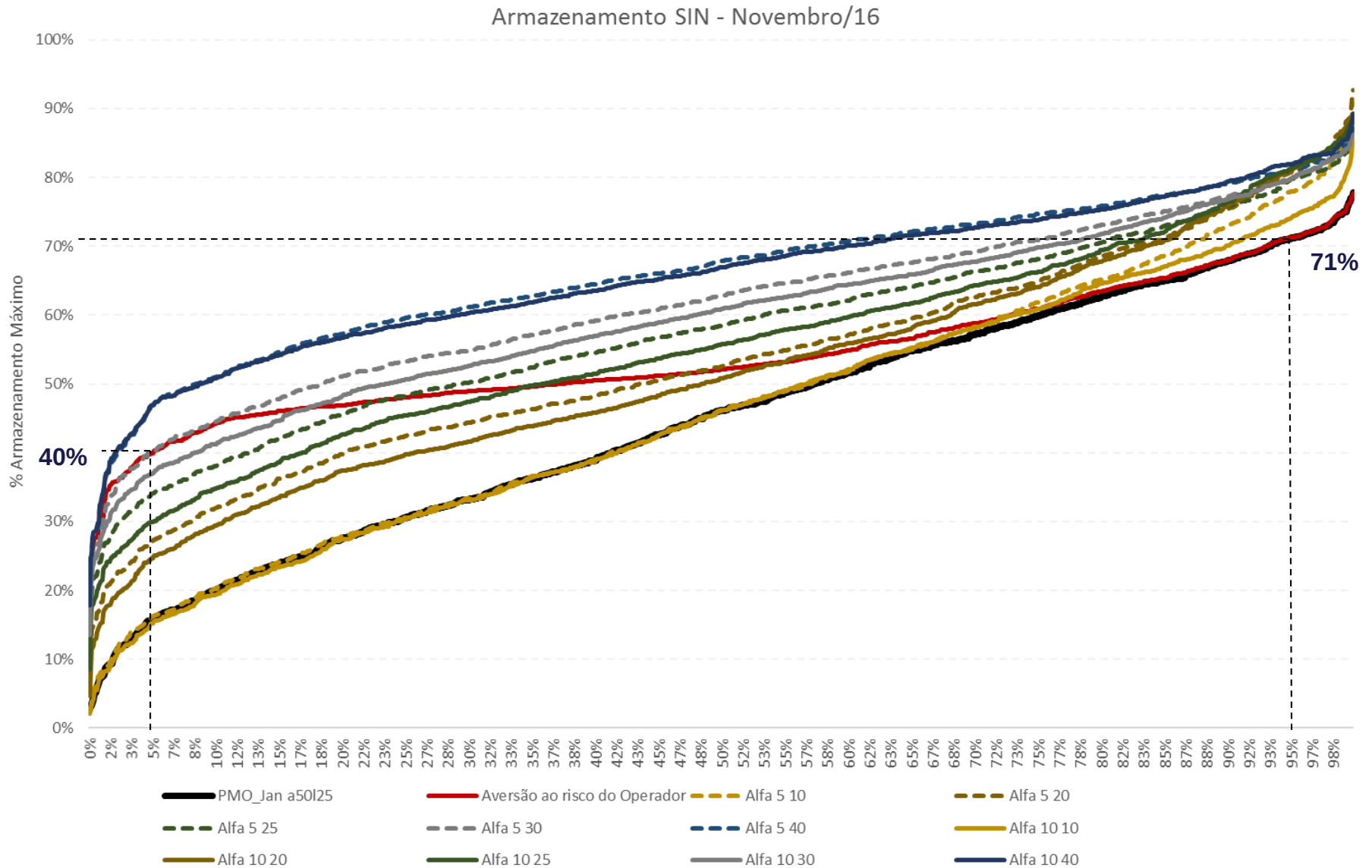
- PMO de janeiro/2016 como deck base – *CVaR* (*alfa* 50, *lambda* 25);
- PMO de janeiro/2016 simulado com a aversão ao risco do operador – *CVaR* (50,25) + despacho fora da ordem de mérito de térmicas de CVU R\$600/MWh em janeiro/16;
- Variando o *Alfa* em (5 e 10);
- Variando o *Lambda* (10, 20, 25, 30 e 40).

► PMO de março de 2015 com as variações citadas acima

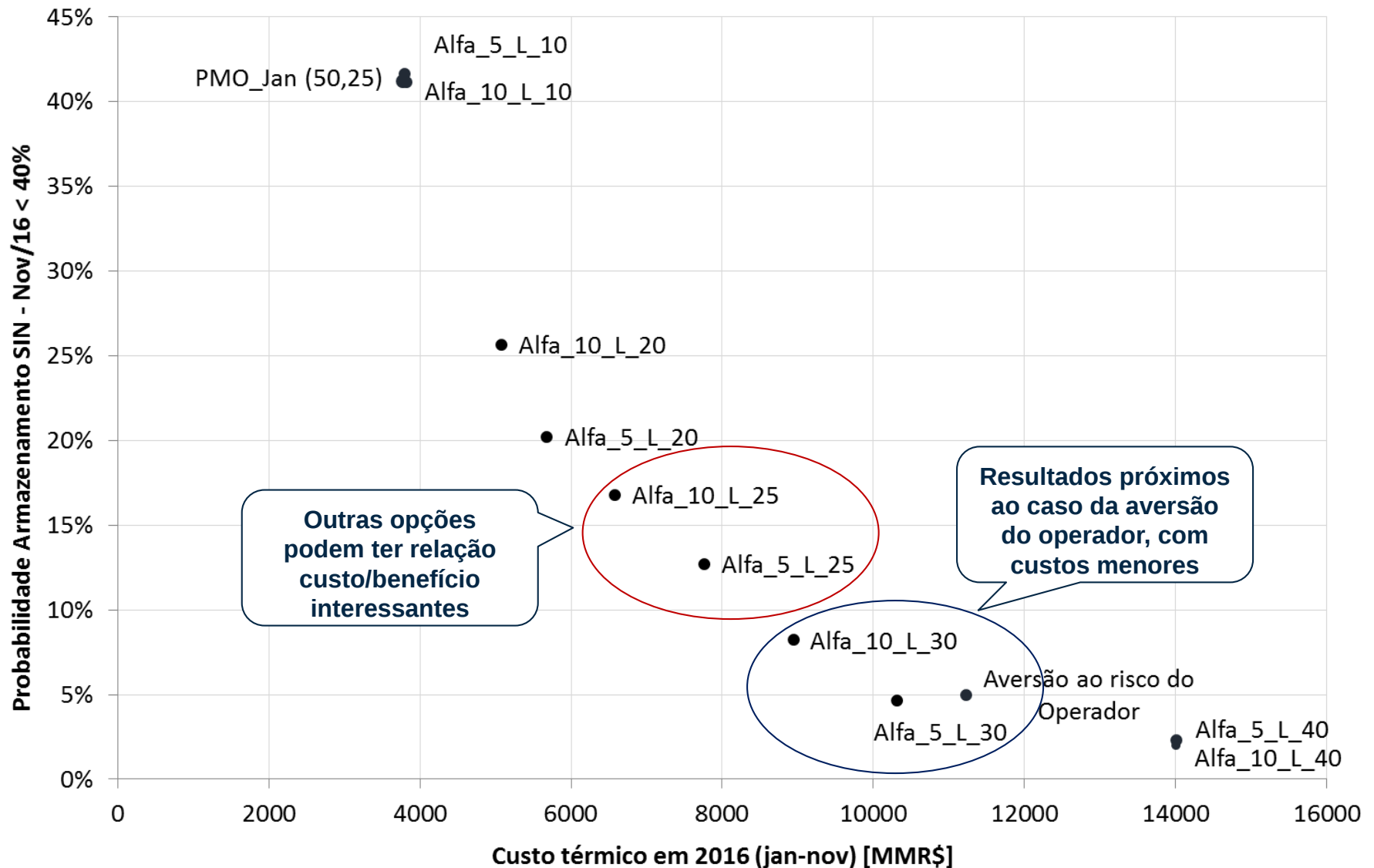
Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
 - Energéticos
 - Resultados PMO Jan-16
 - Resultados PMO Jan-16 com despacho fora da ordem de mérito
 - Resultados PMO Mar-15 com despacho fora da ordem de mérito
 - Tarifas, ACL e risco hidrológico
- ▶ Conclusões

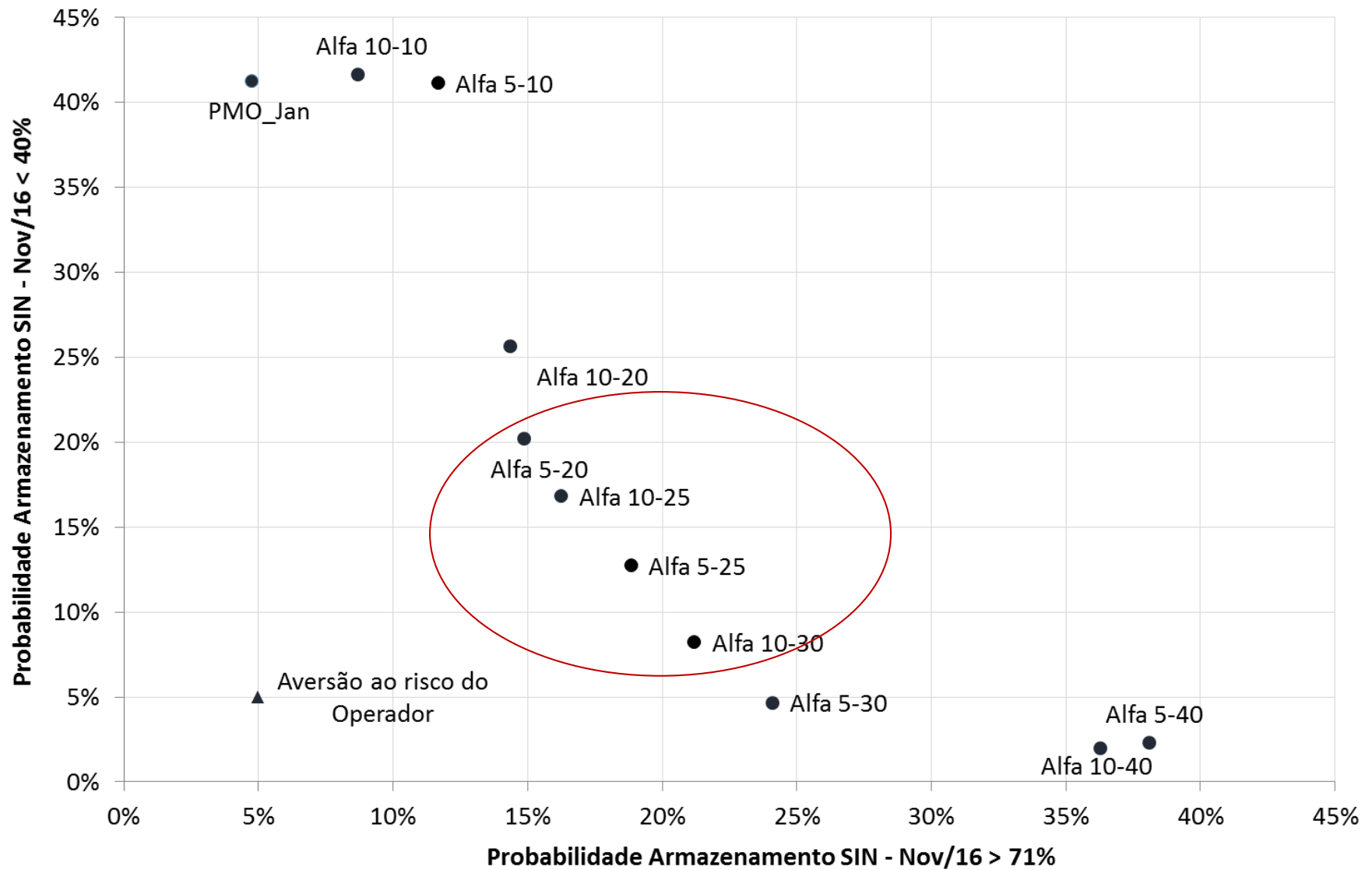
Distribuição de probabilidade acumulada do armazenamento de novembro/2016 para o SIN



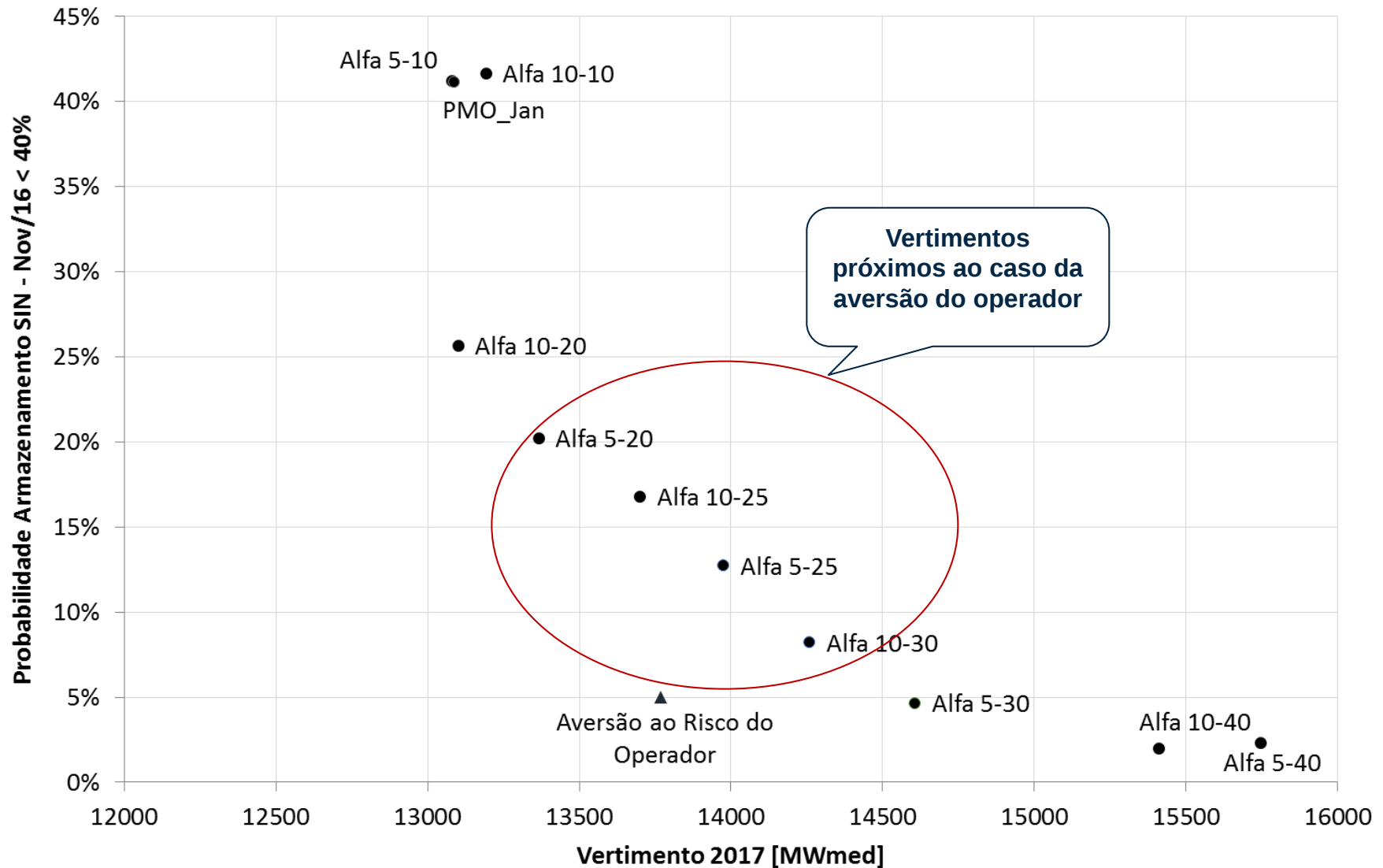
Custo térmico vs Armazenamento Nov/16



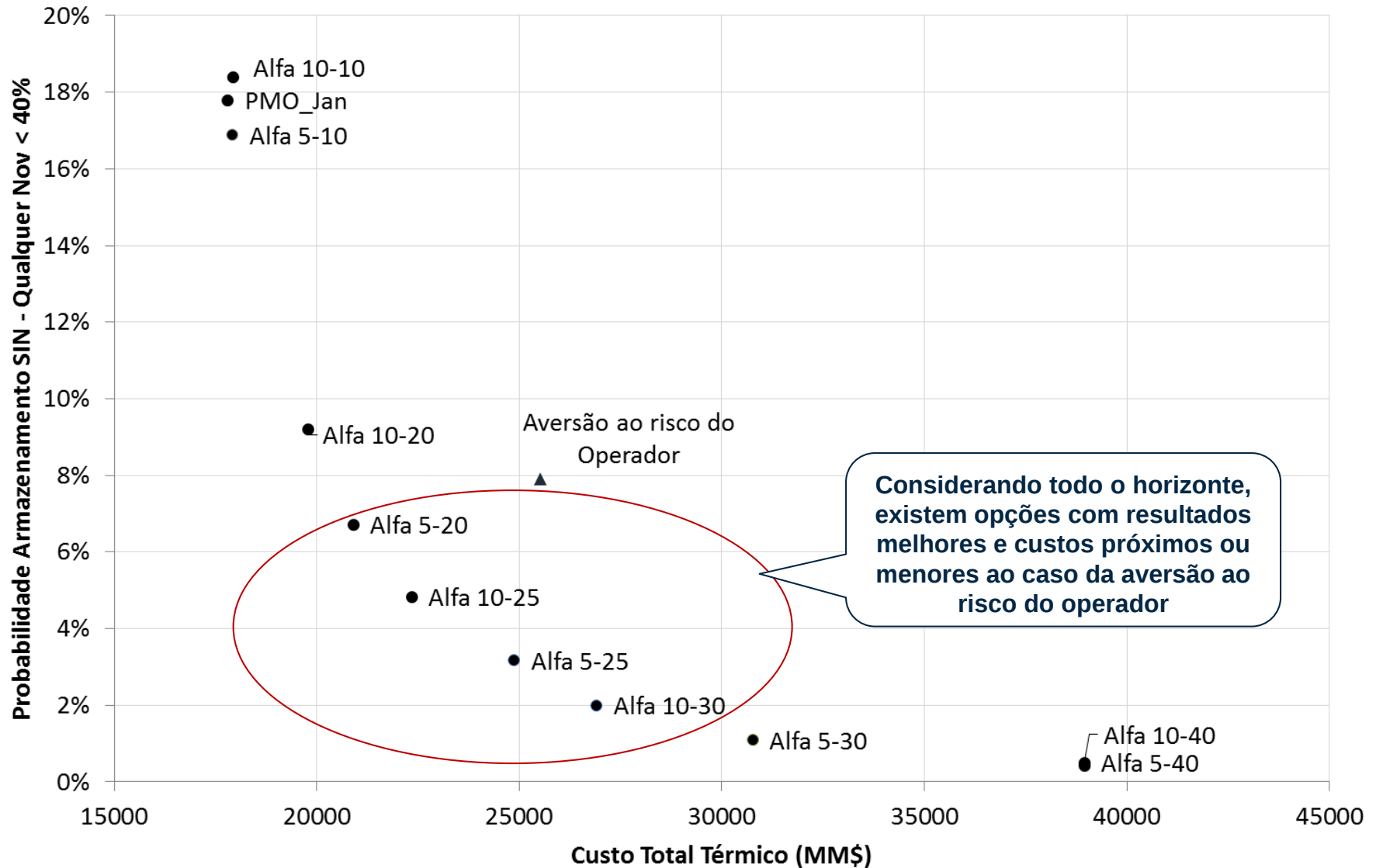
Mínimo arrependimento – Armazenamento Nov/16



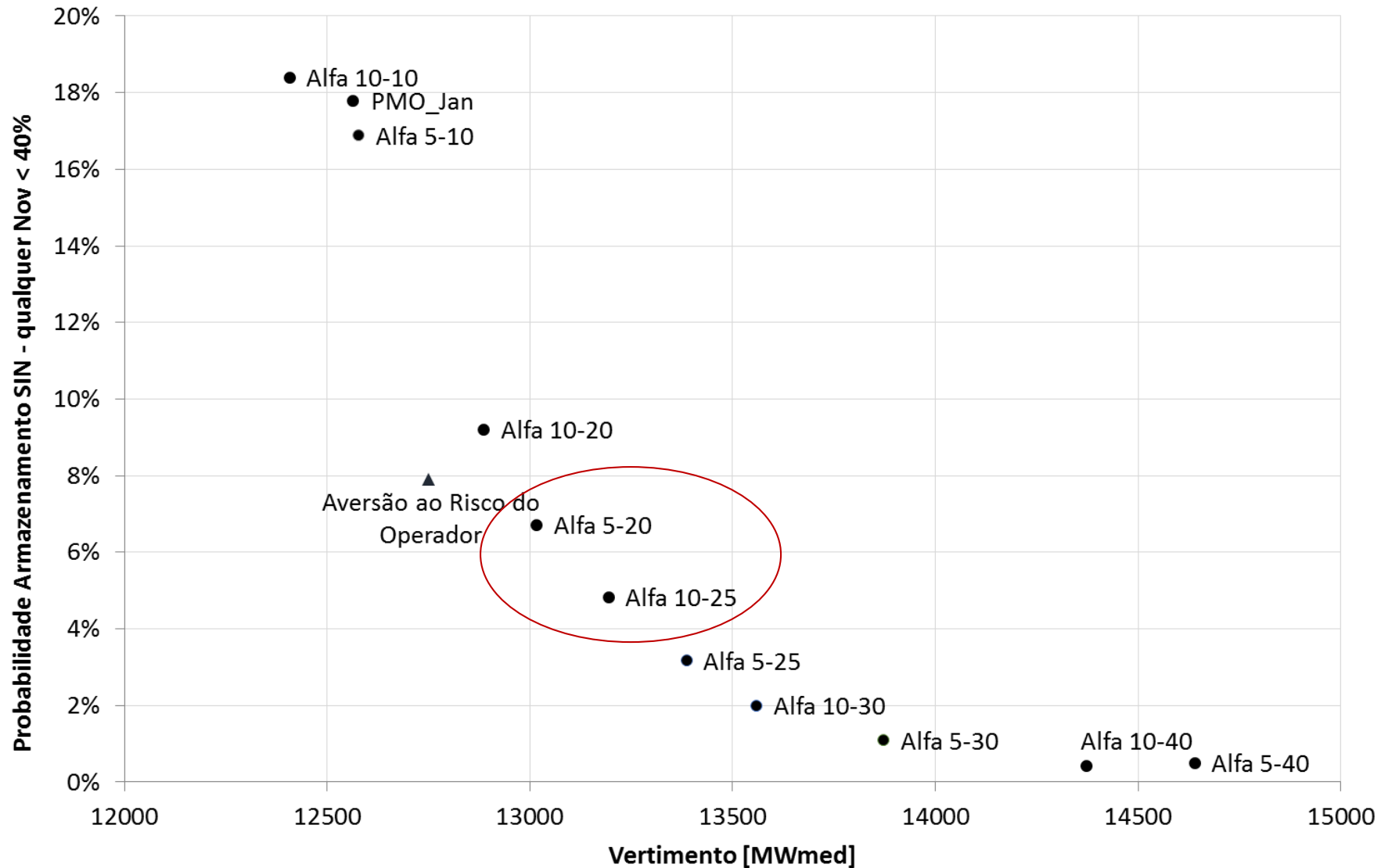
Vertimento 2017 vs Armazenamento Nov/16



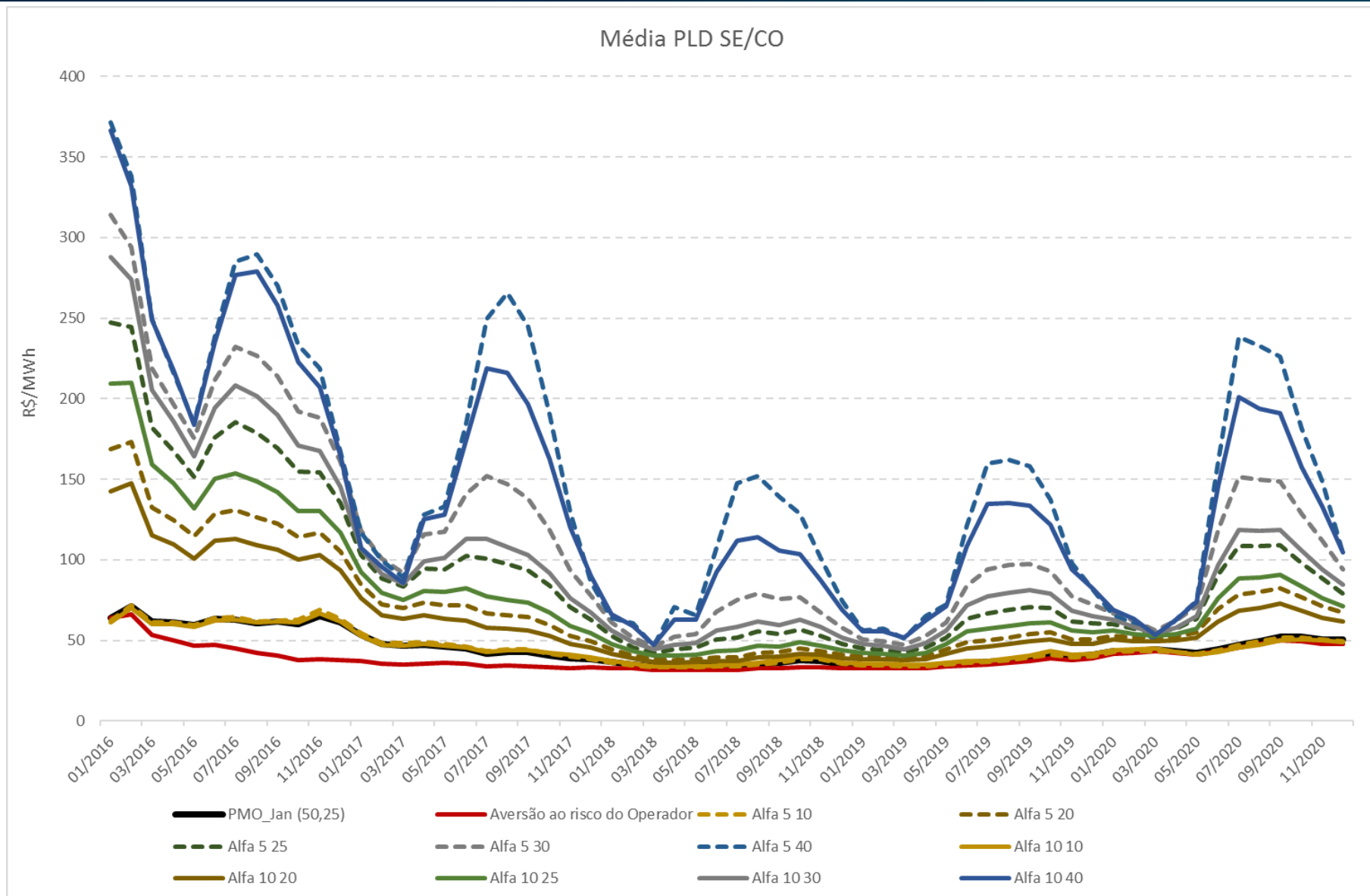
Custo térmico vs Armazenamento – qualquer novembro



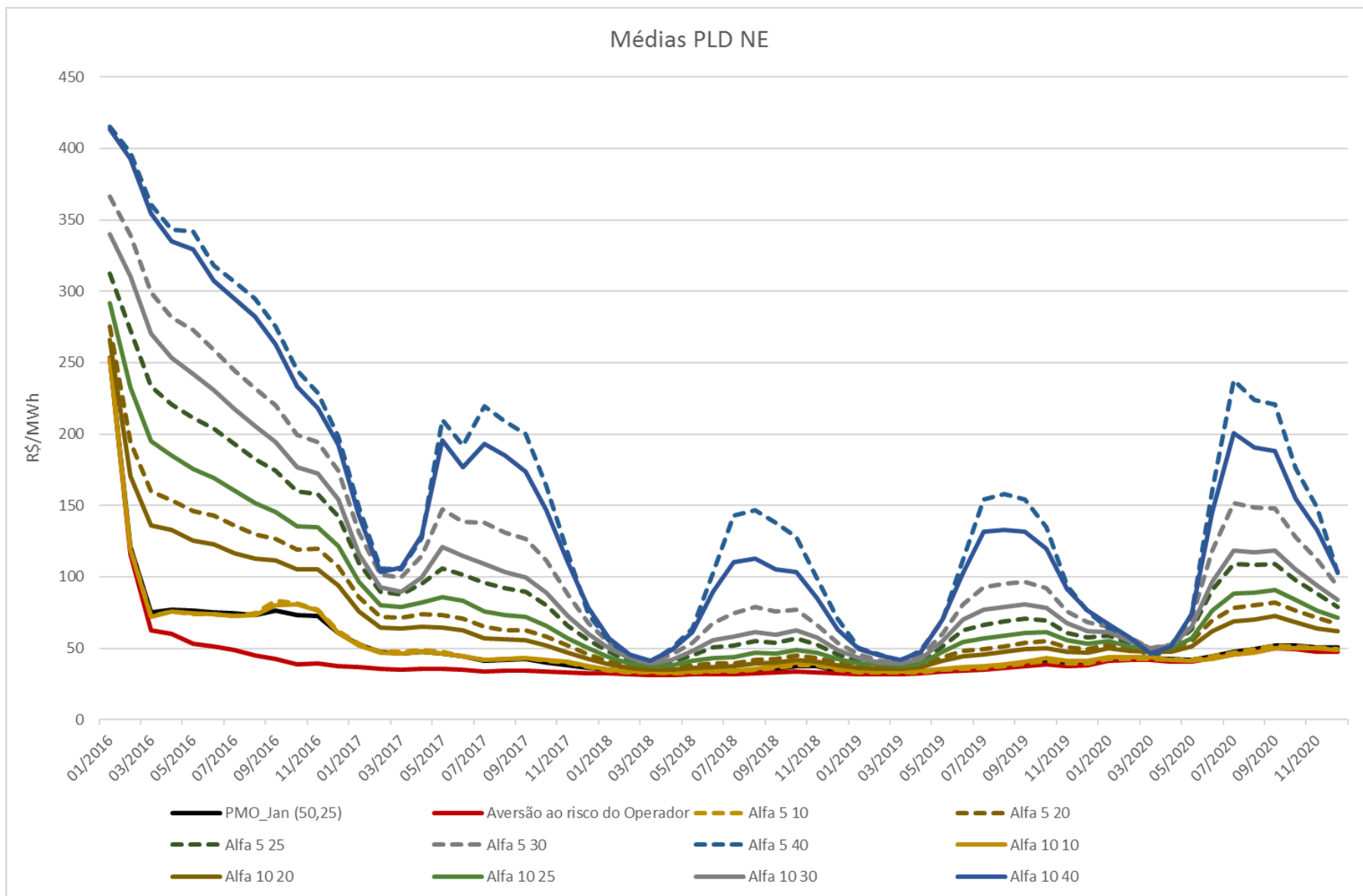
Vertimento médio vs Armazenamento - qualquer novembro



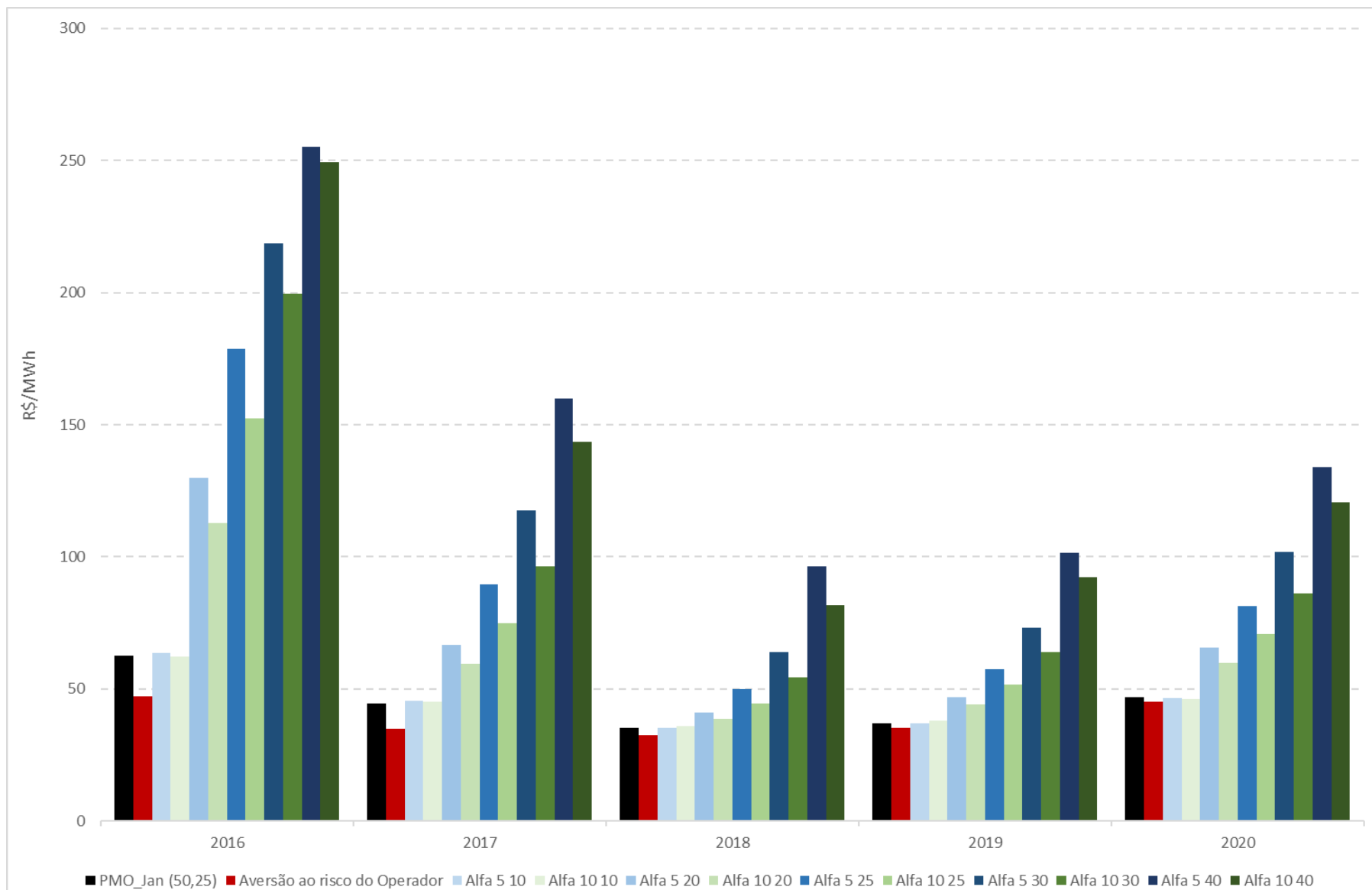
Média dos PLD – SE/CO



Média dos PLD – NE



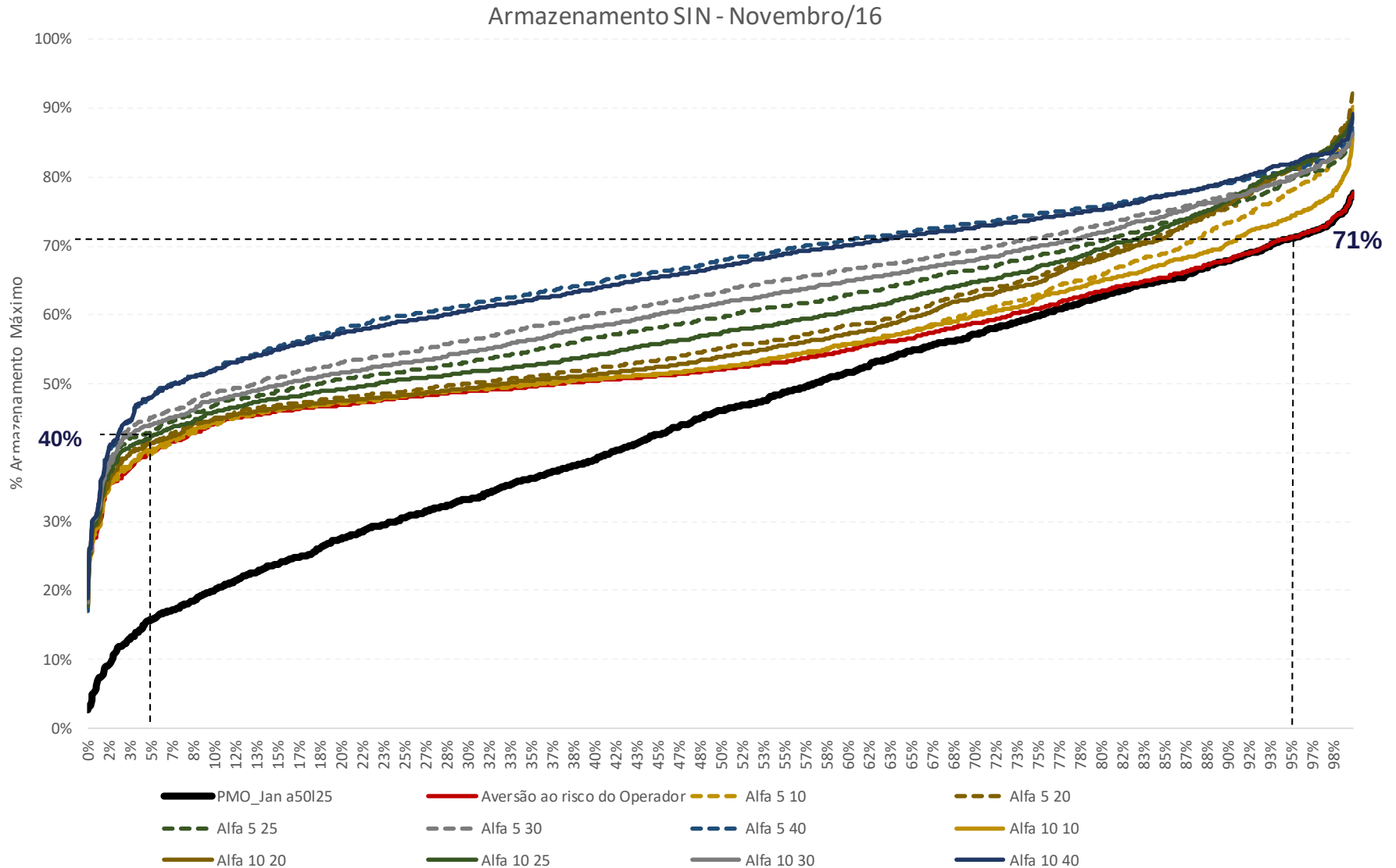
PLD médio Anual – SE/CO



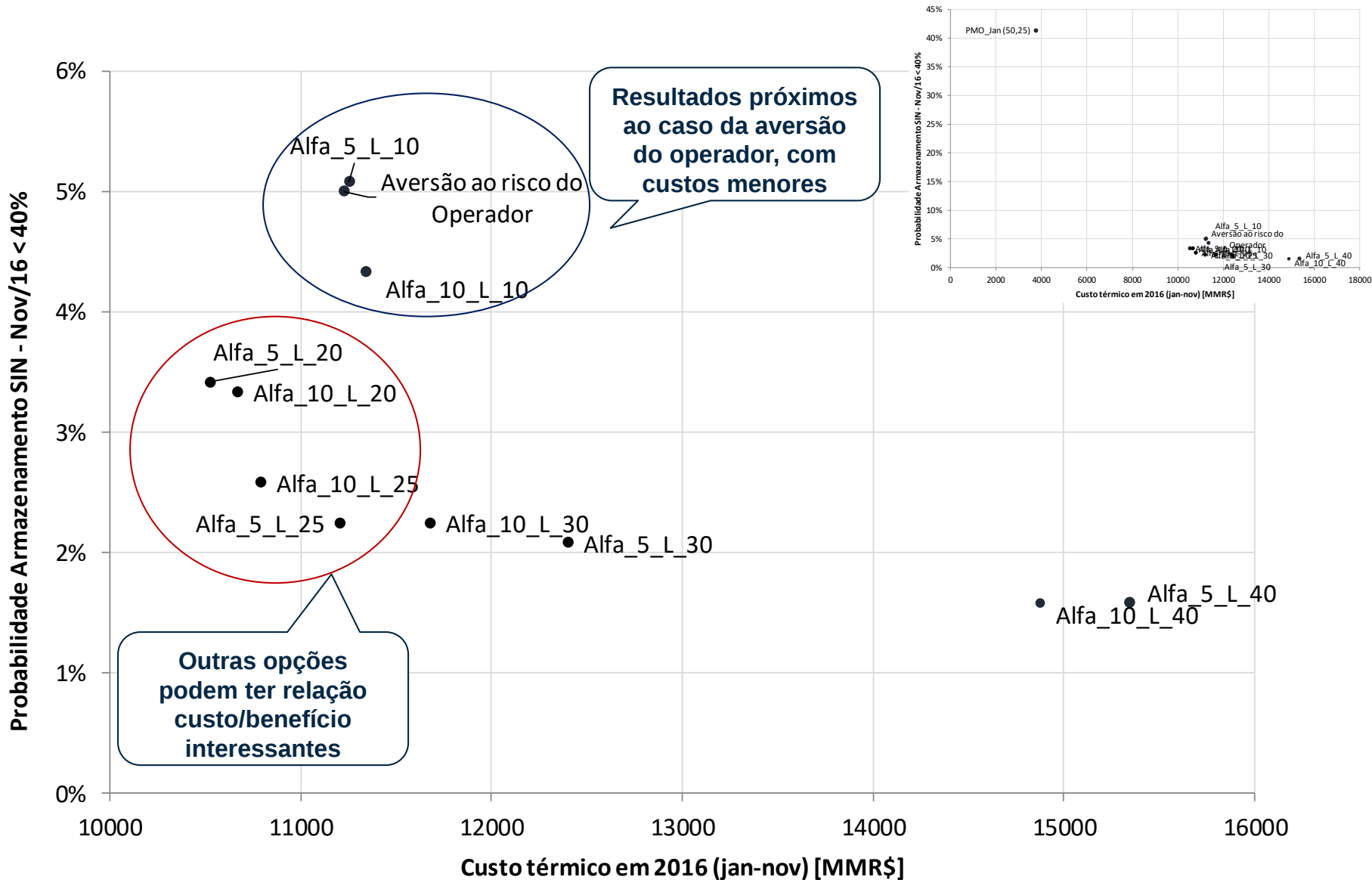
Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
 - Energéticos
 - Resultados PMO Jan-16
 - Resultados PMO Jan-16 com despacho fora da ordem de mérito
 - Resultados PMO Mar-15 com despacho fora da ordem de mérito
 - Tarifas, ACL e risco hidrológico
- ▶ Conclusões

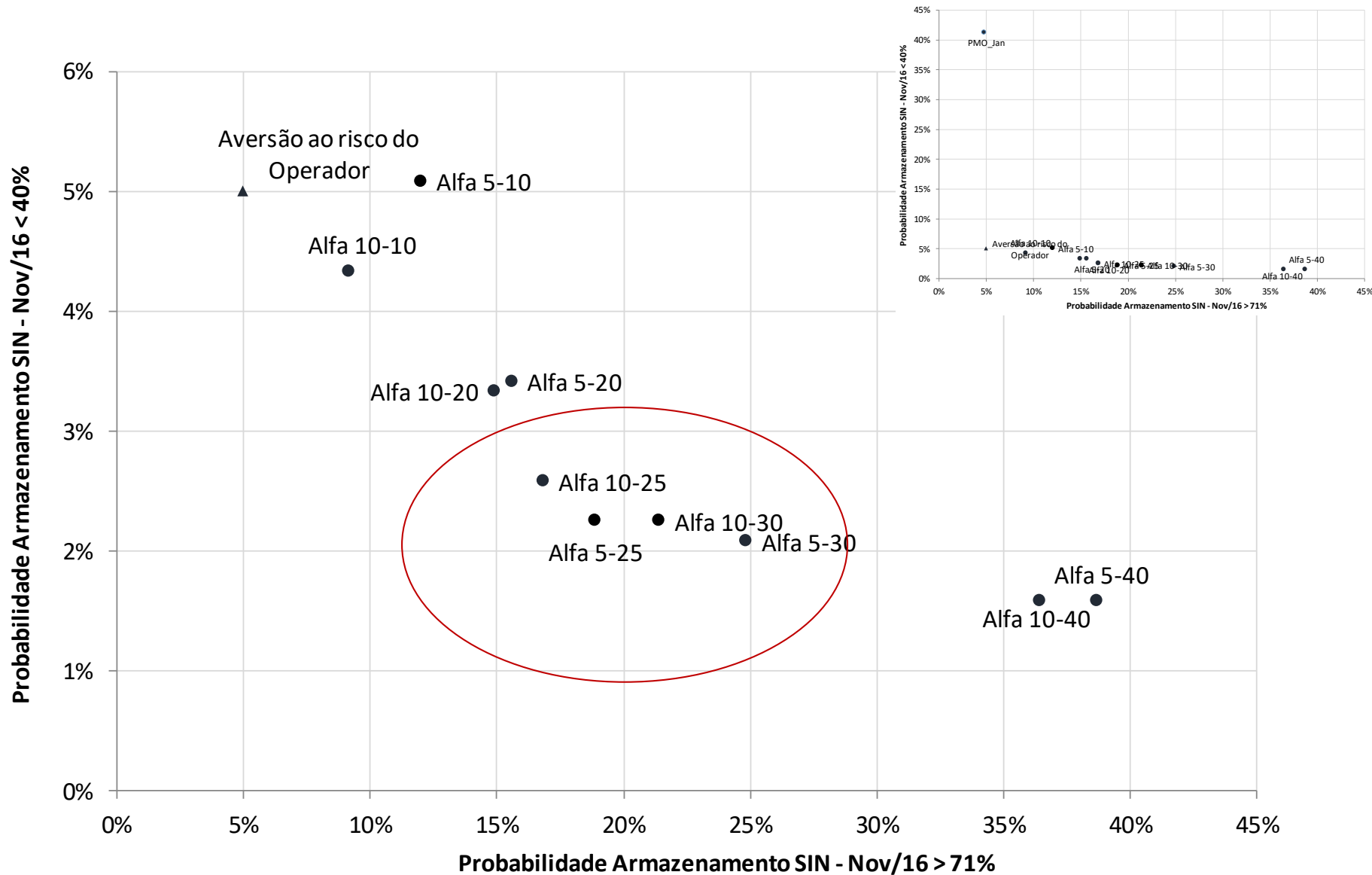
Distribuição de probabilidade acumulada do armazenamento de novembro/2016 para o SIN



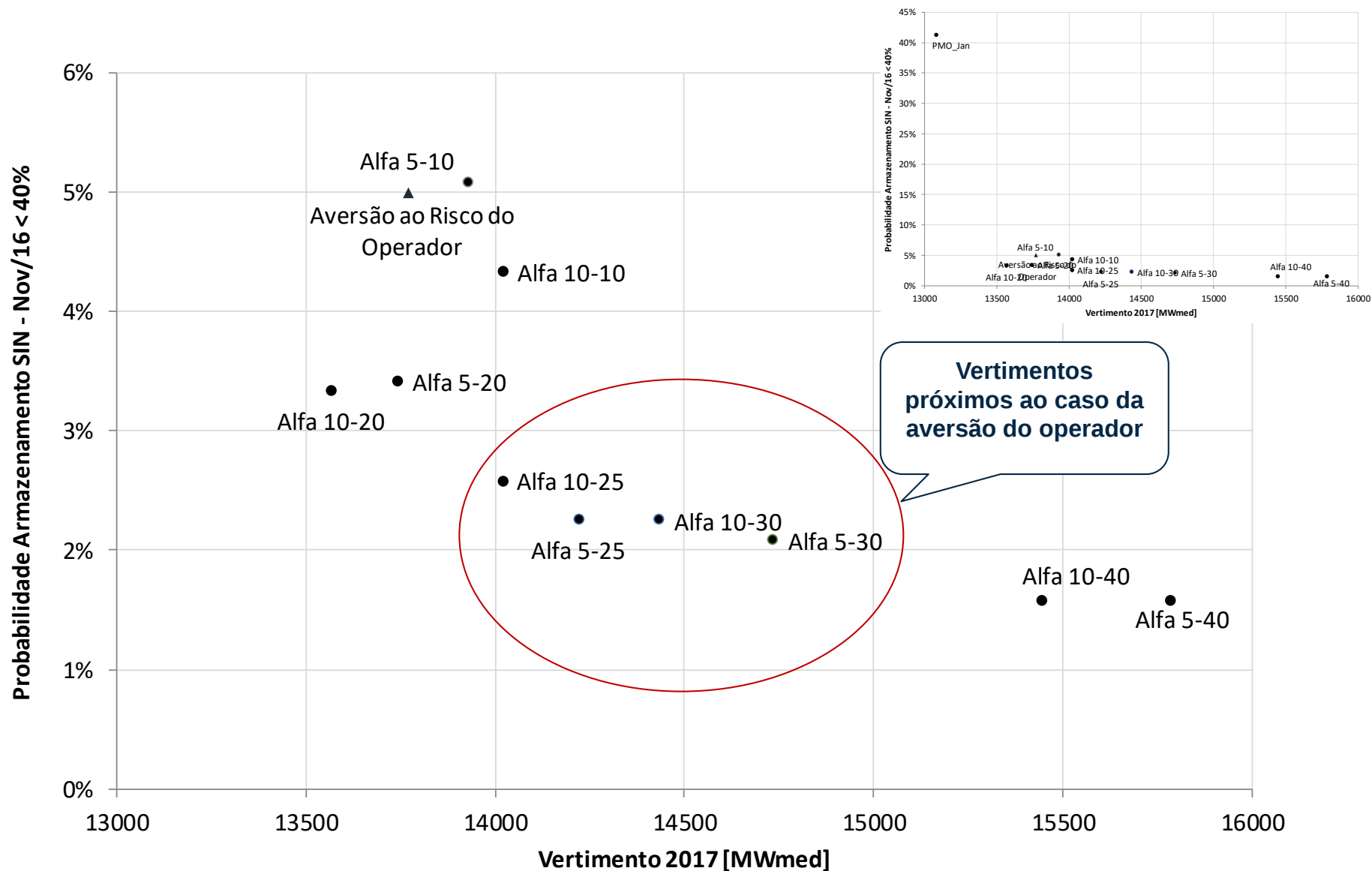
Custo térmico vs Armazenamento Nov/16



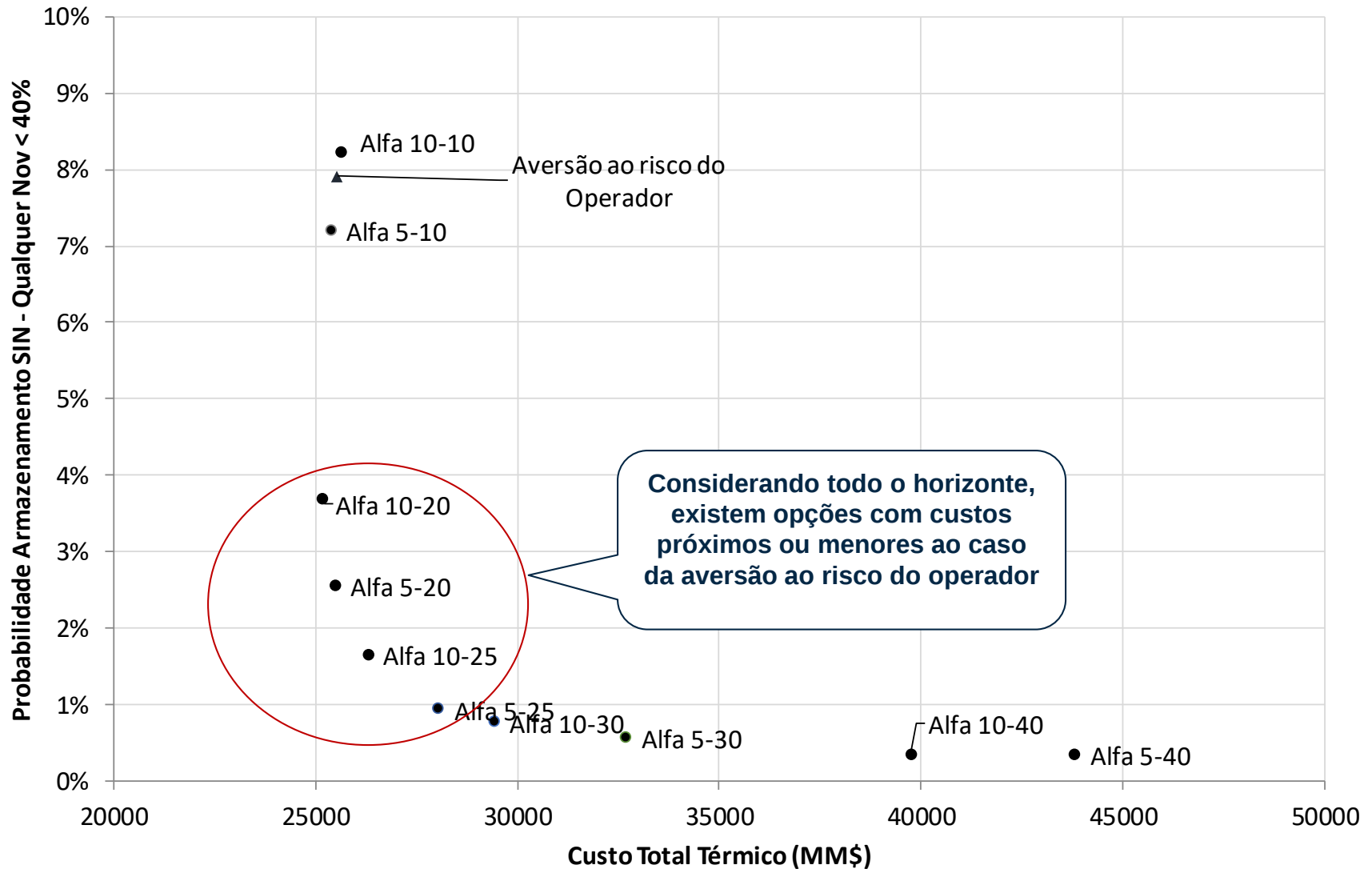
Mínimo arrependimento – Armazenamento Nov/16



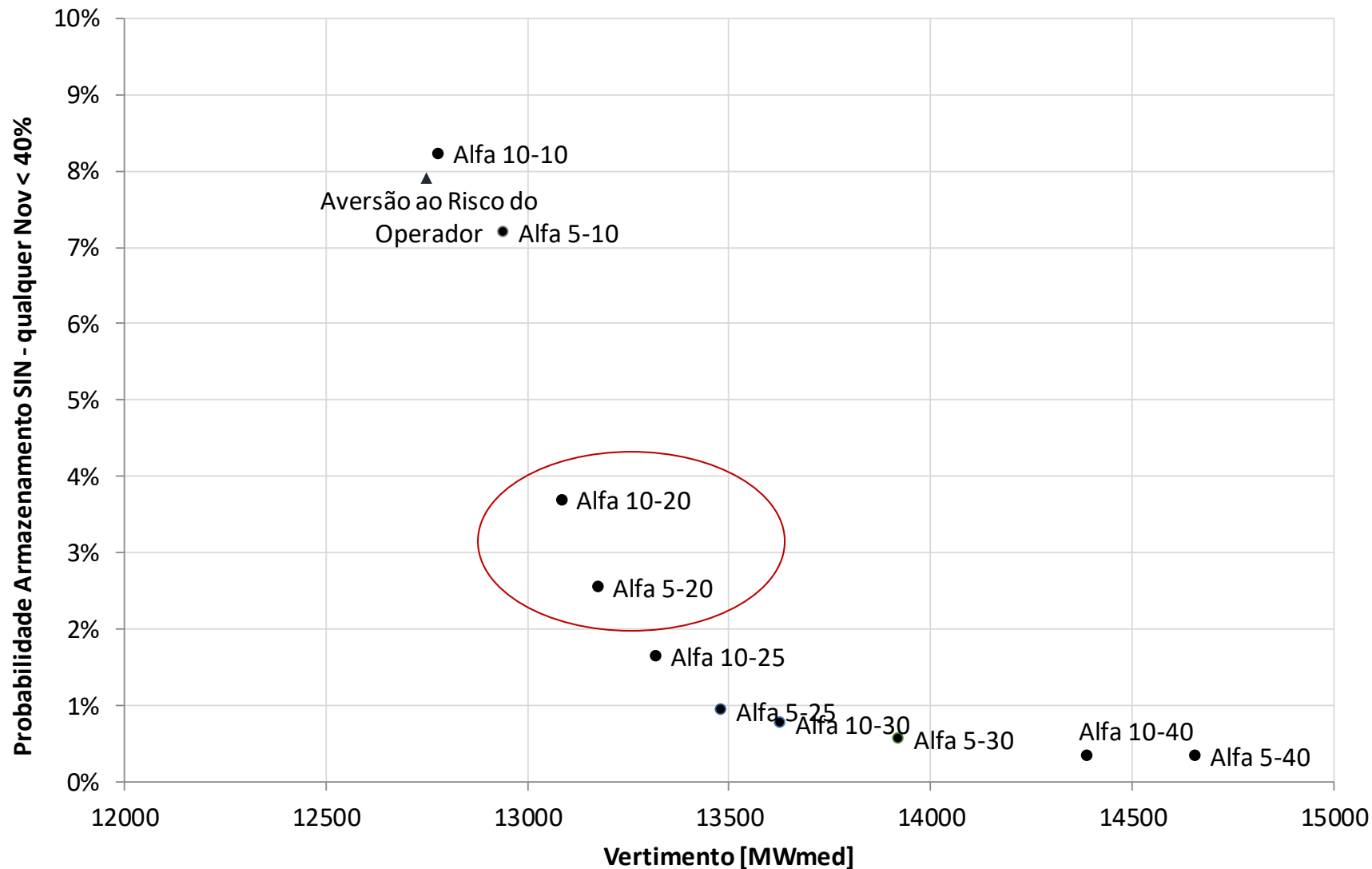
Vertimento 2017 vs Armazenamento Nov/16



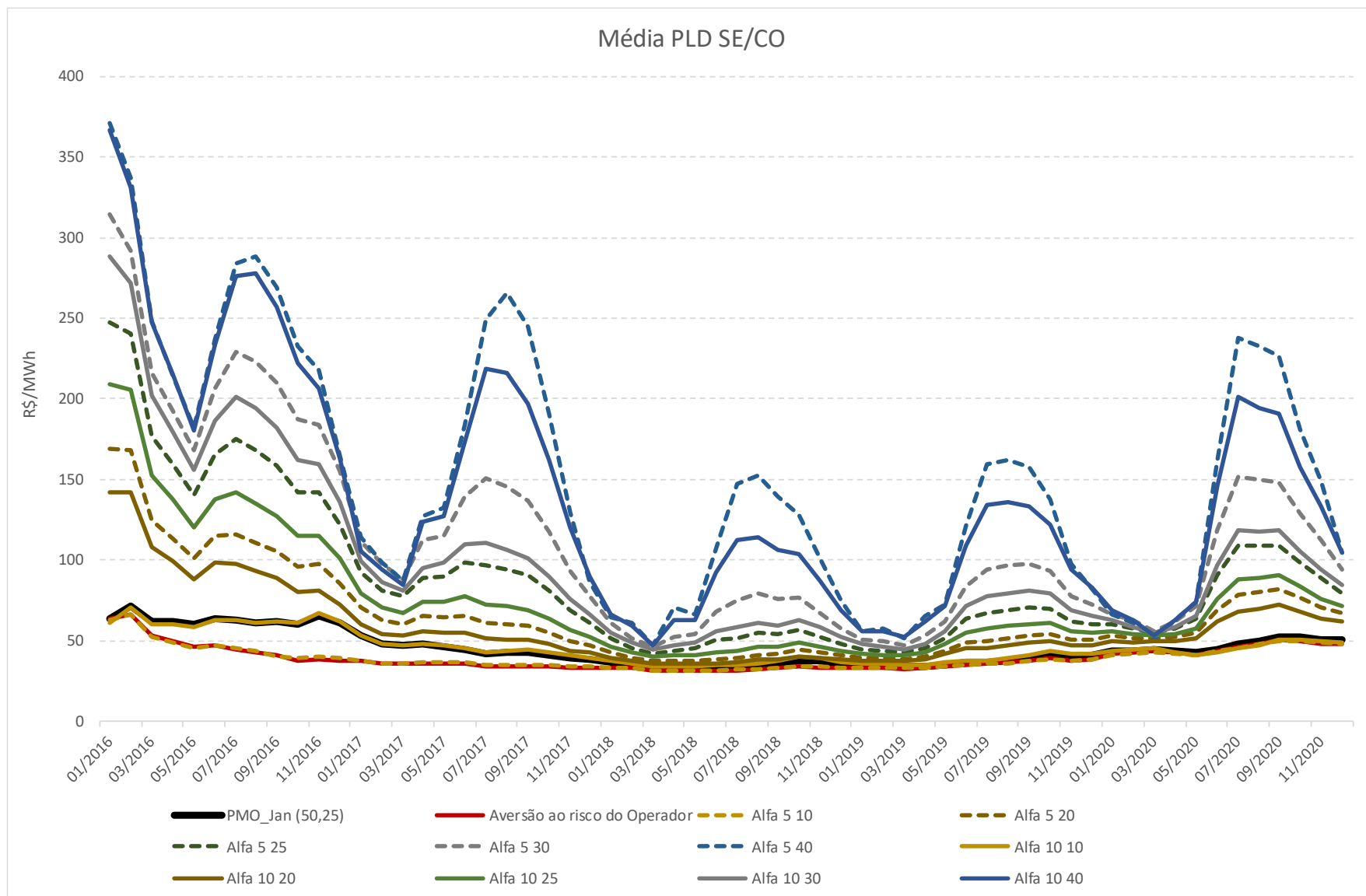
Custo térmico vs Armazenamento – qualquer novembro



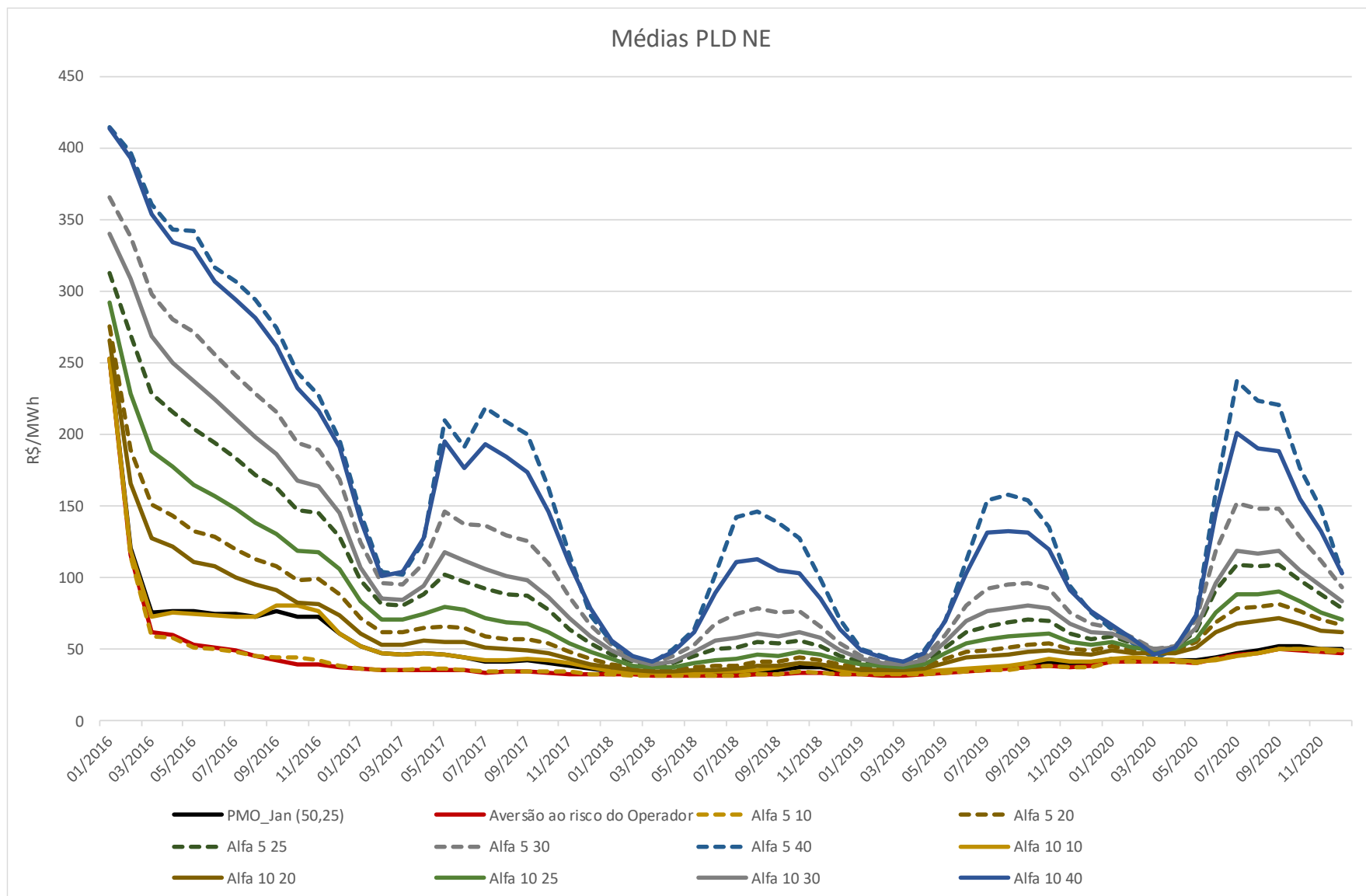
Vertimento médio vs Armazenamento - qualquer novembro



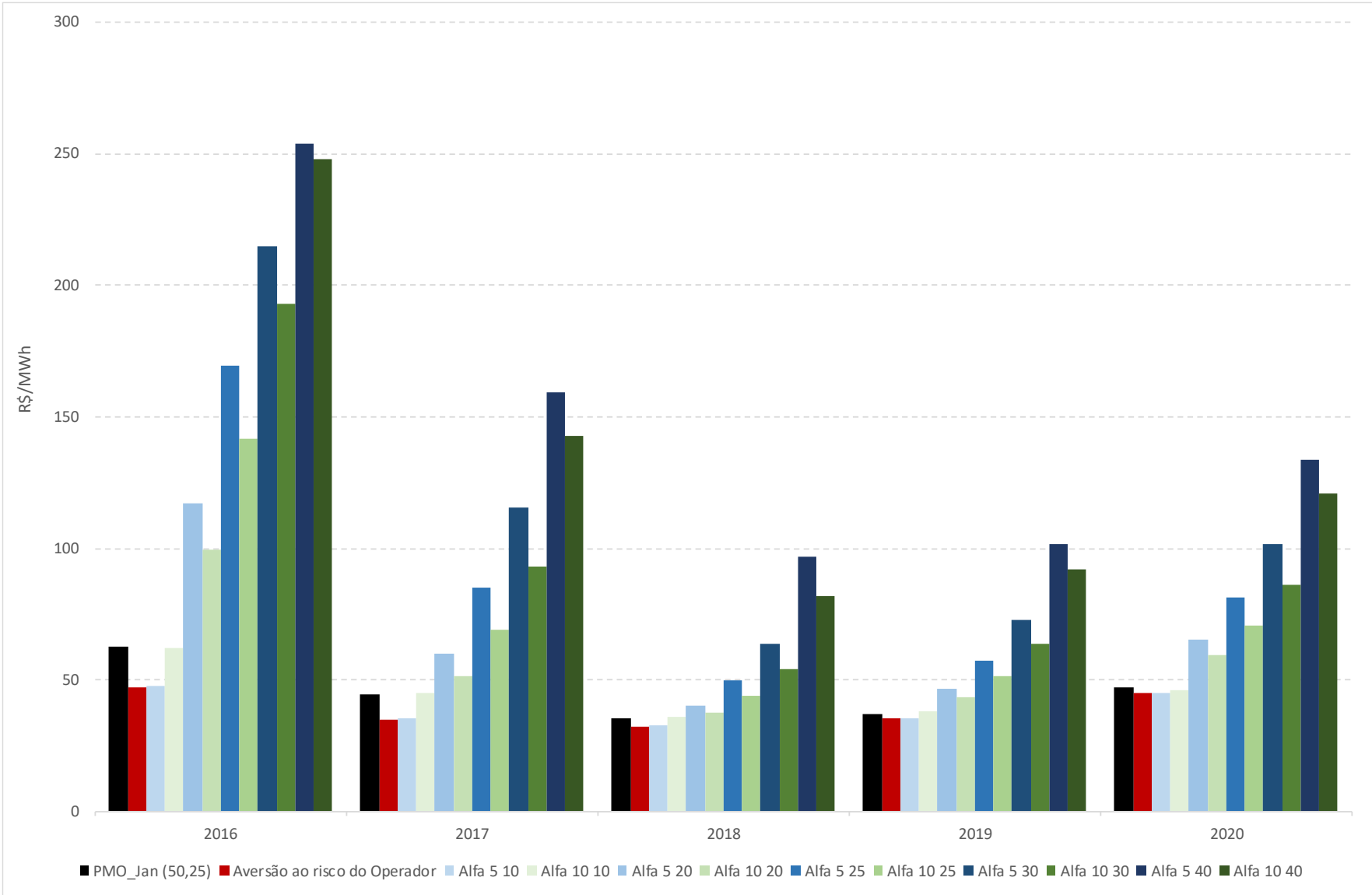
Média dos PLD – SE/CO



Média dos PLD – NE



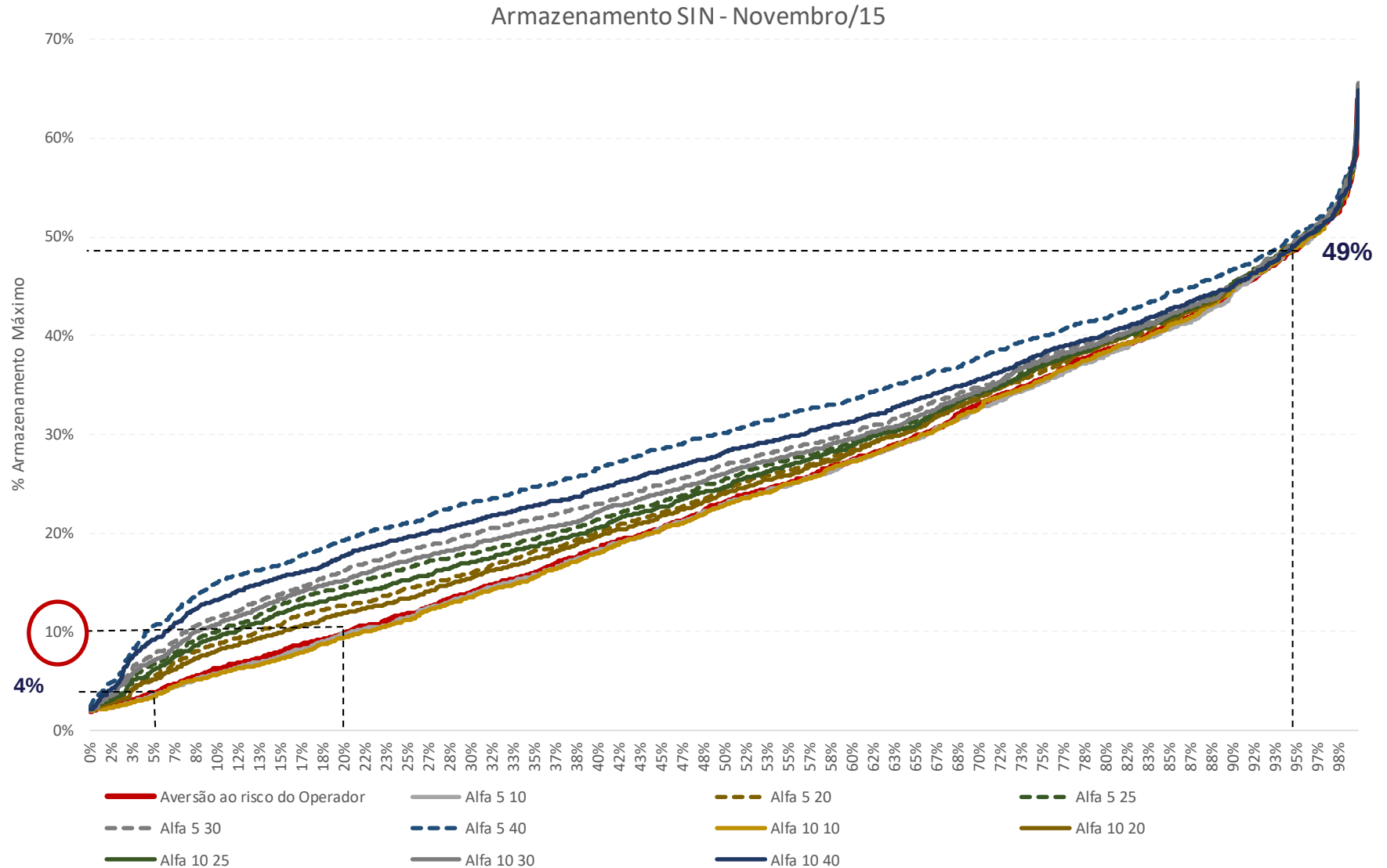
PLD médio Anual – SE/CO



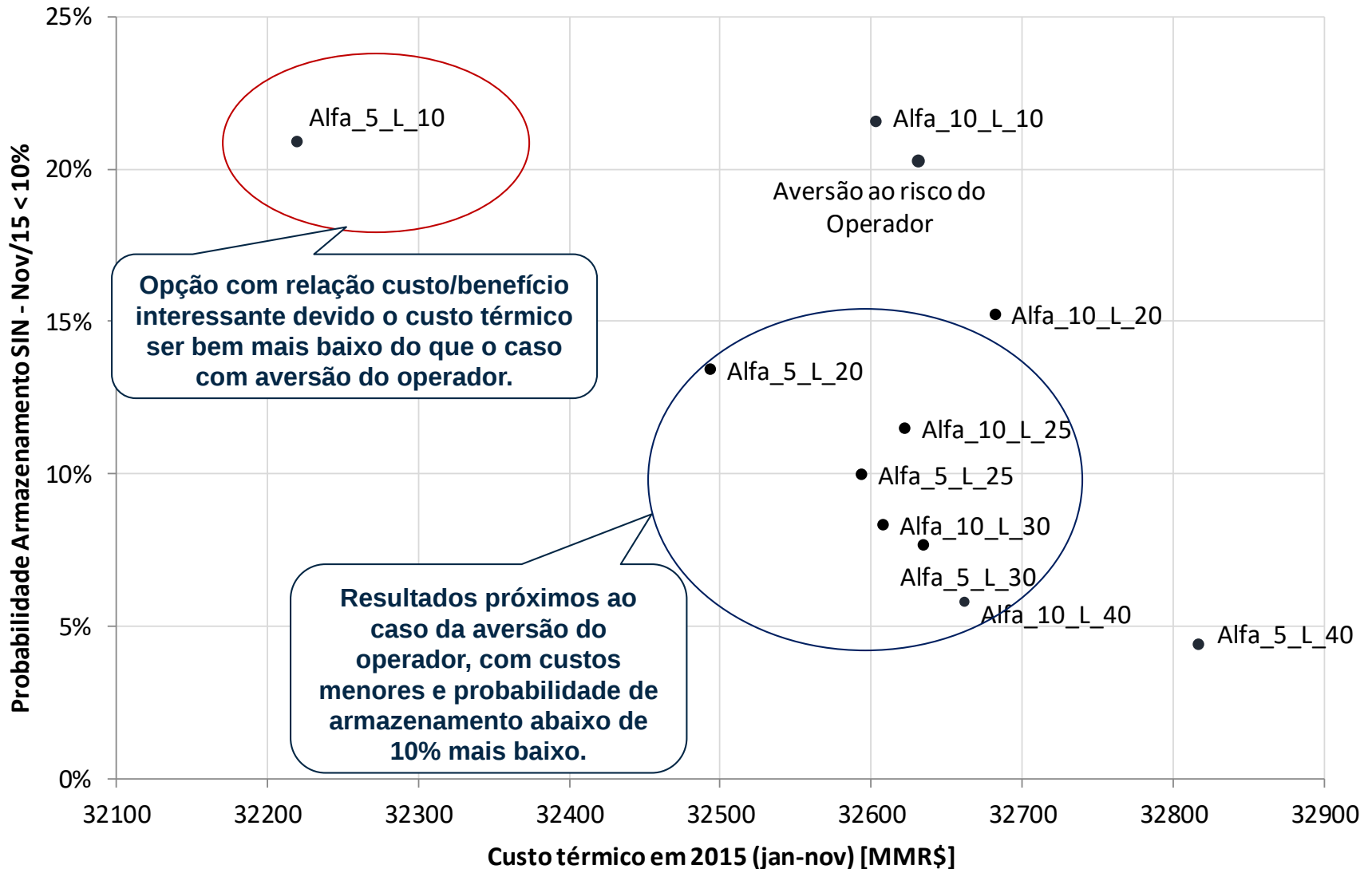
Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
 - Energéticos
 - Resultados PMO Jan-16
 - Resultados PMO Jan-16 com despacho fora da ordem de mérito
 - Resultados PMO Mar-15 com despacho fora da ordem de mérito
 - Tarifas, ACL e risco hidrológico
- ▶ Conclusões

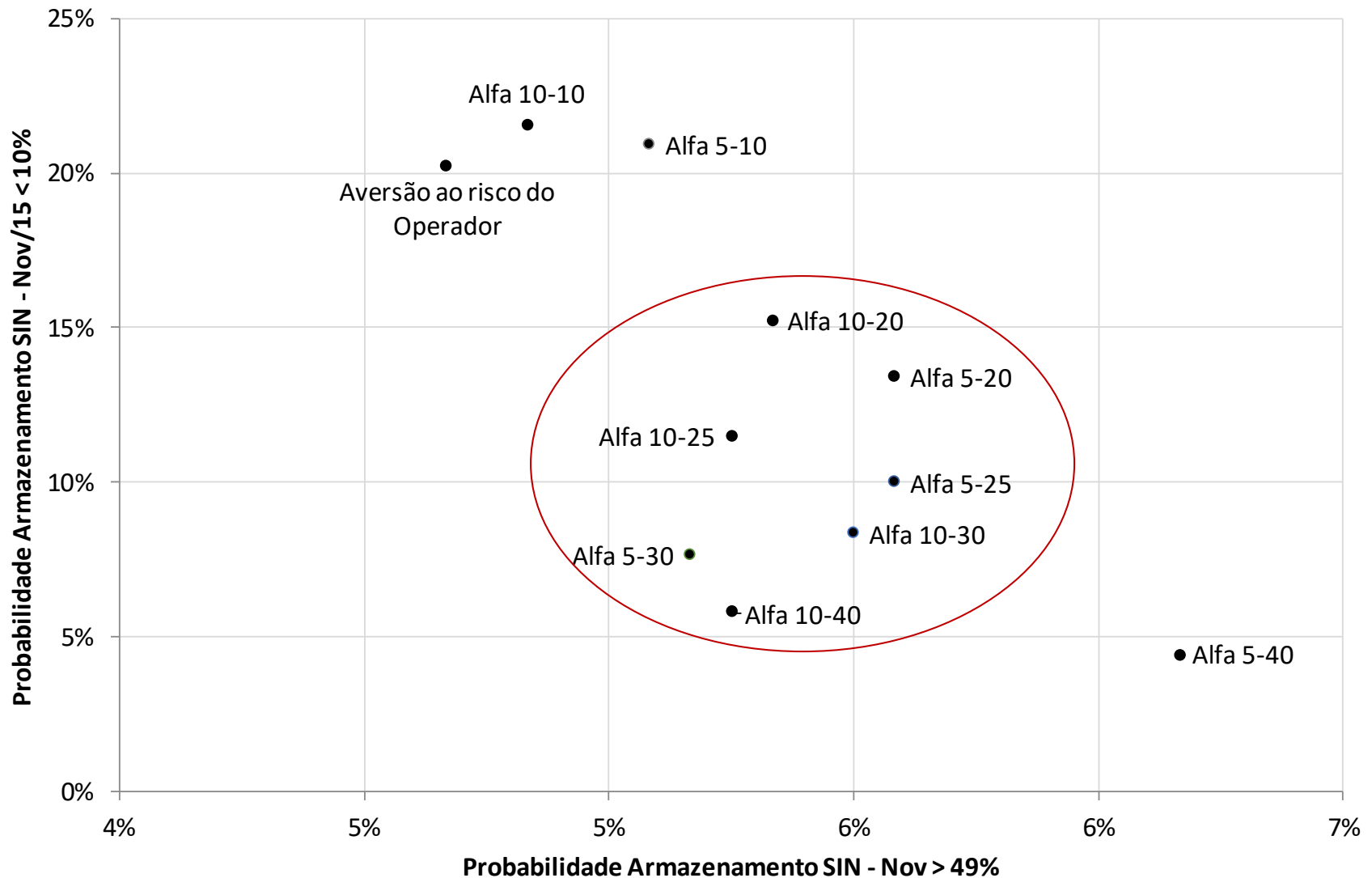
Distribuição de probabilidade acumulada do armazenamento de novembro/2016 para o SIN



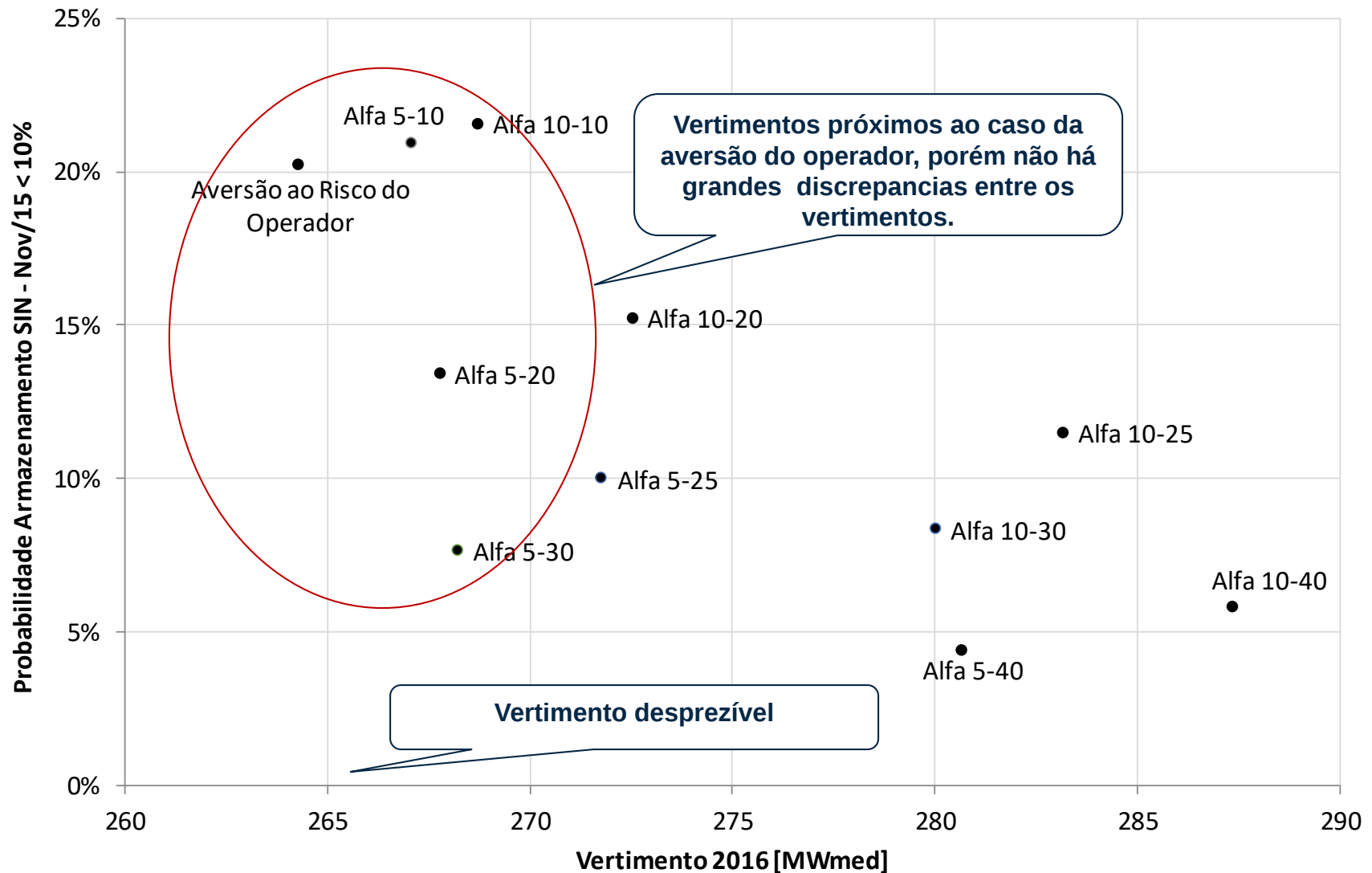
Custo térmico vs Armazenamento Nov/15



Mínimo arrependimento – Armazenamento Nov/15

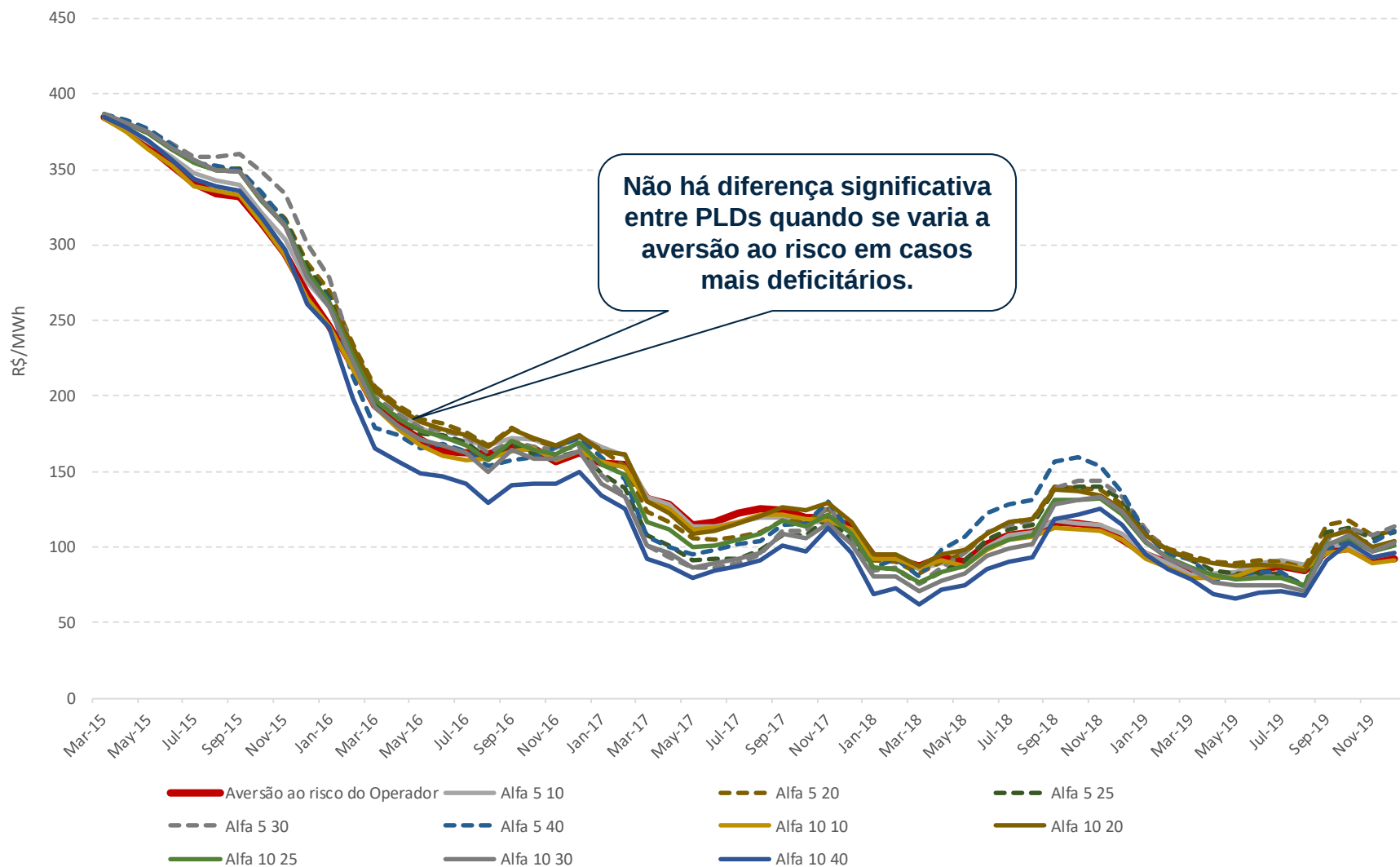


Vertimento 2016 vs Armazenamento Nov/15



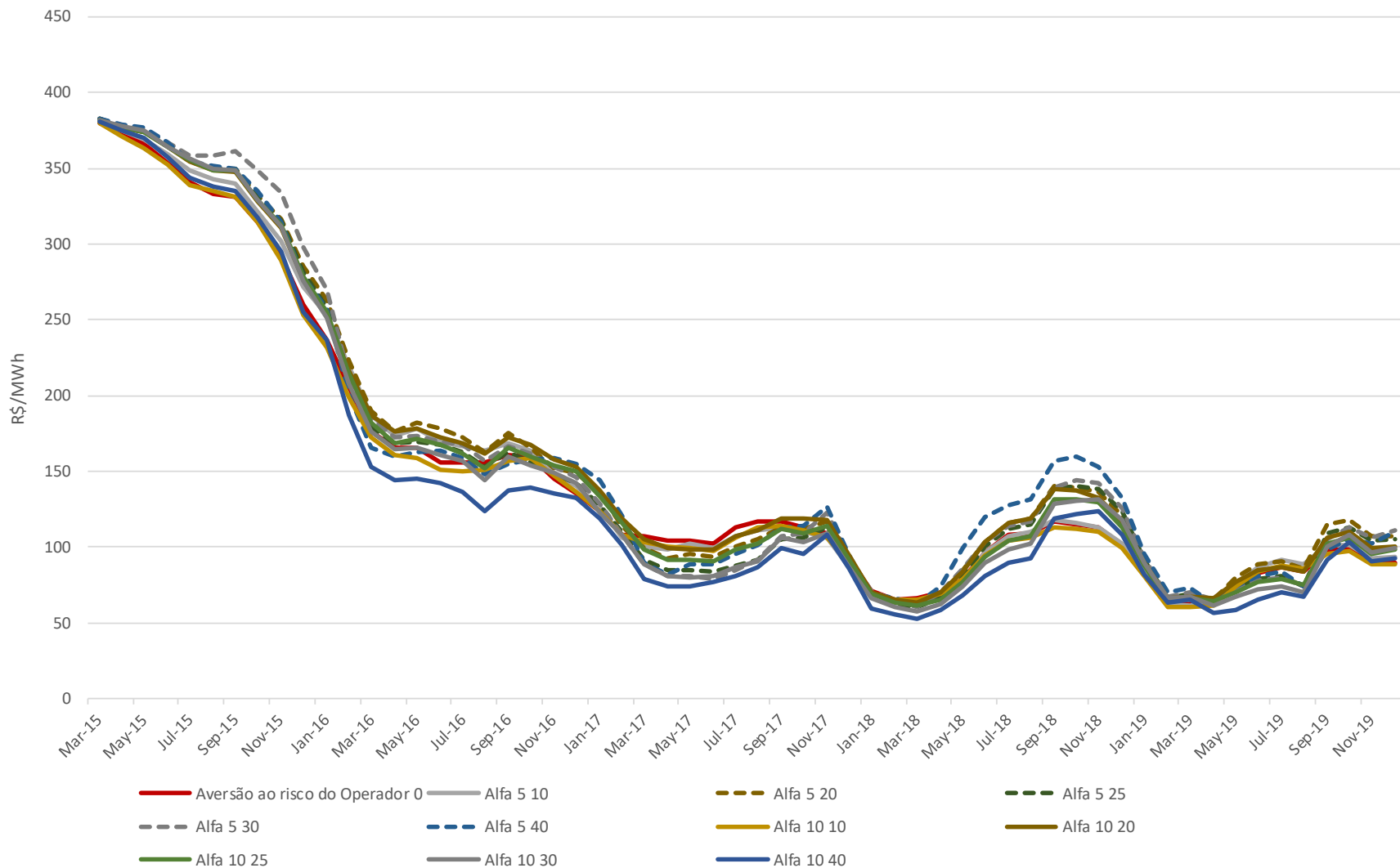
Média dos PLD – SE/CO

Média PLD SE/CO

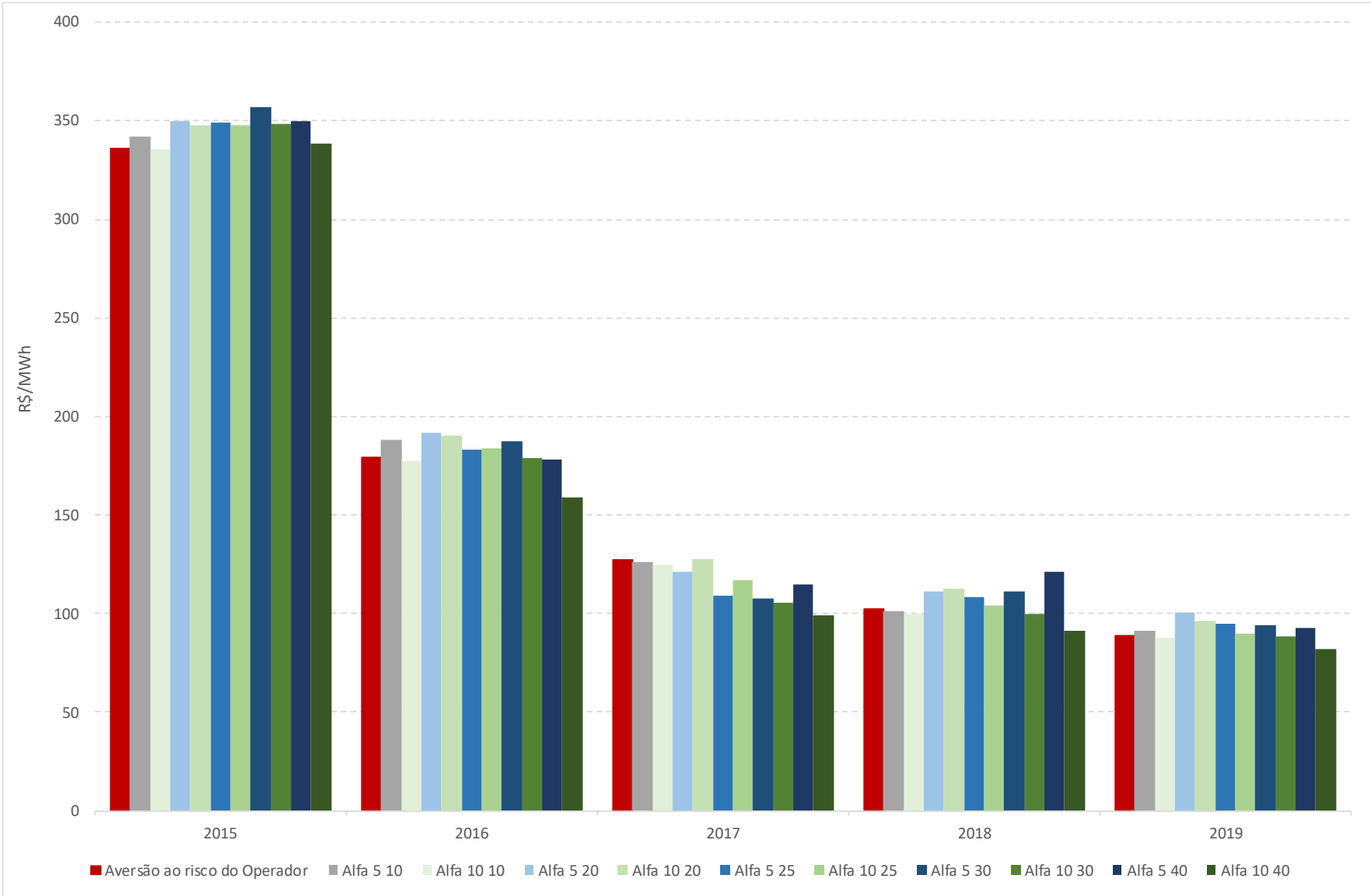


Média dos PLD – NE

Médias PLD NE

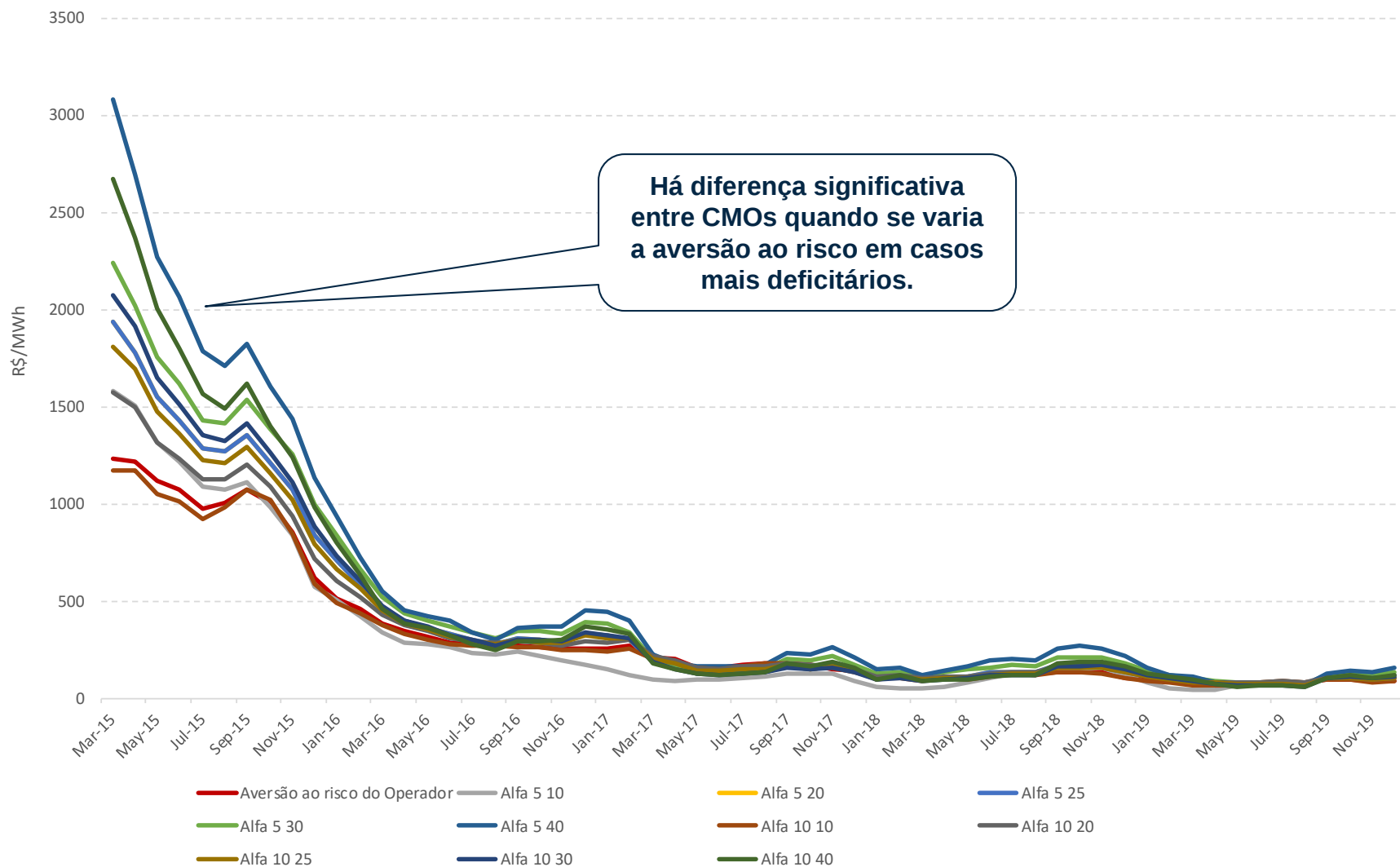


PLD médio Anual – SE/CO



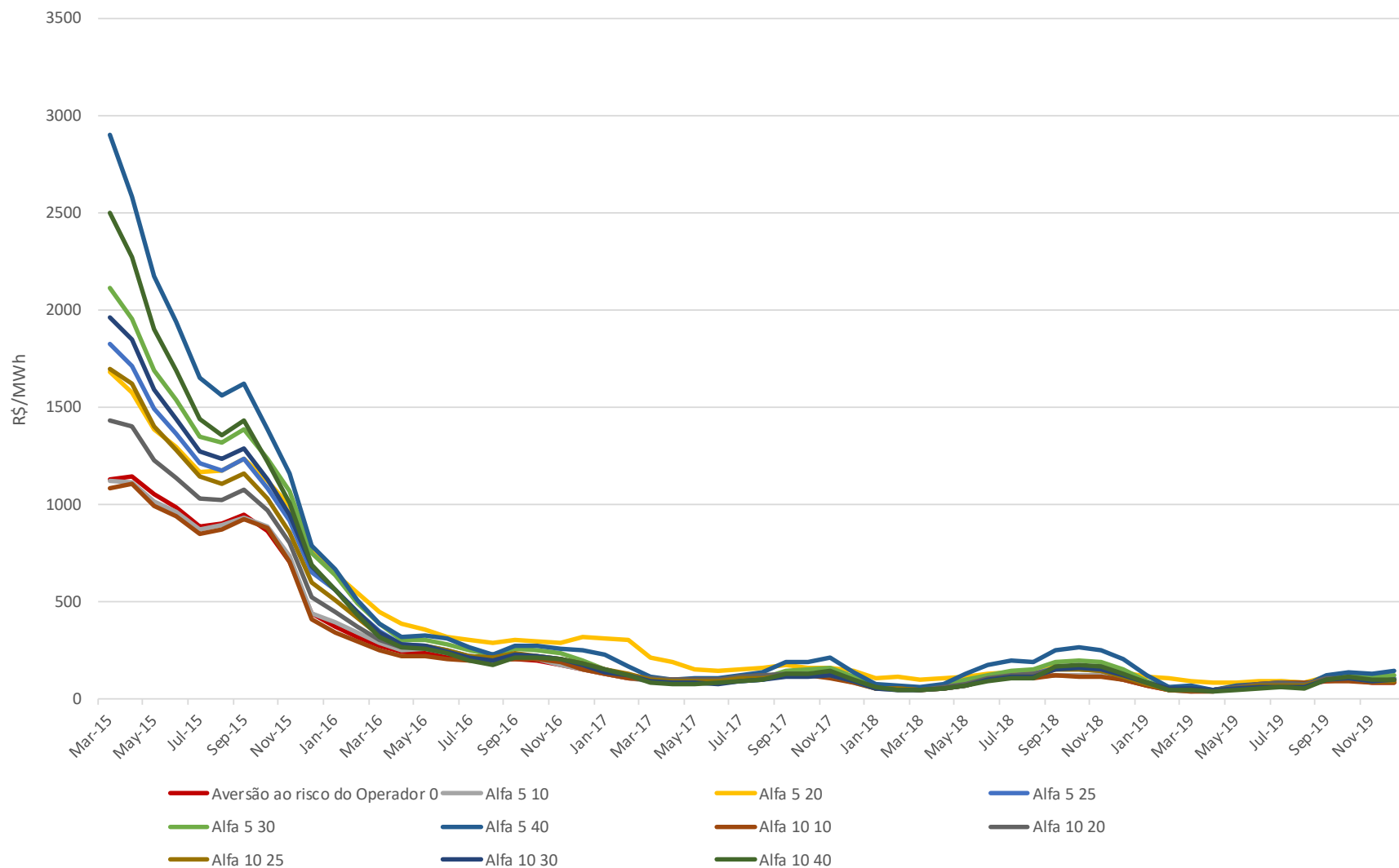
Média dos CMOs – SE/CO

Média CMO SE/CO



Média dos CMOs – NE

Médias CMO NE

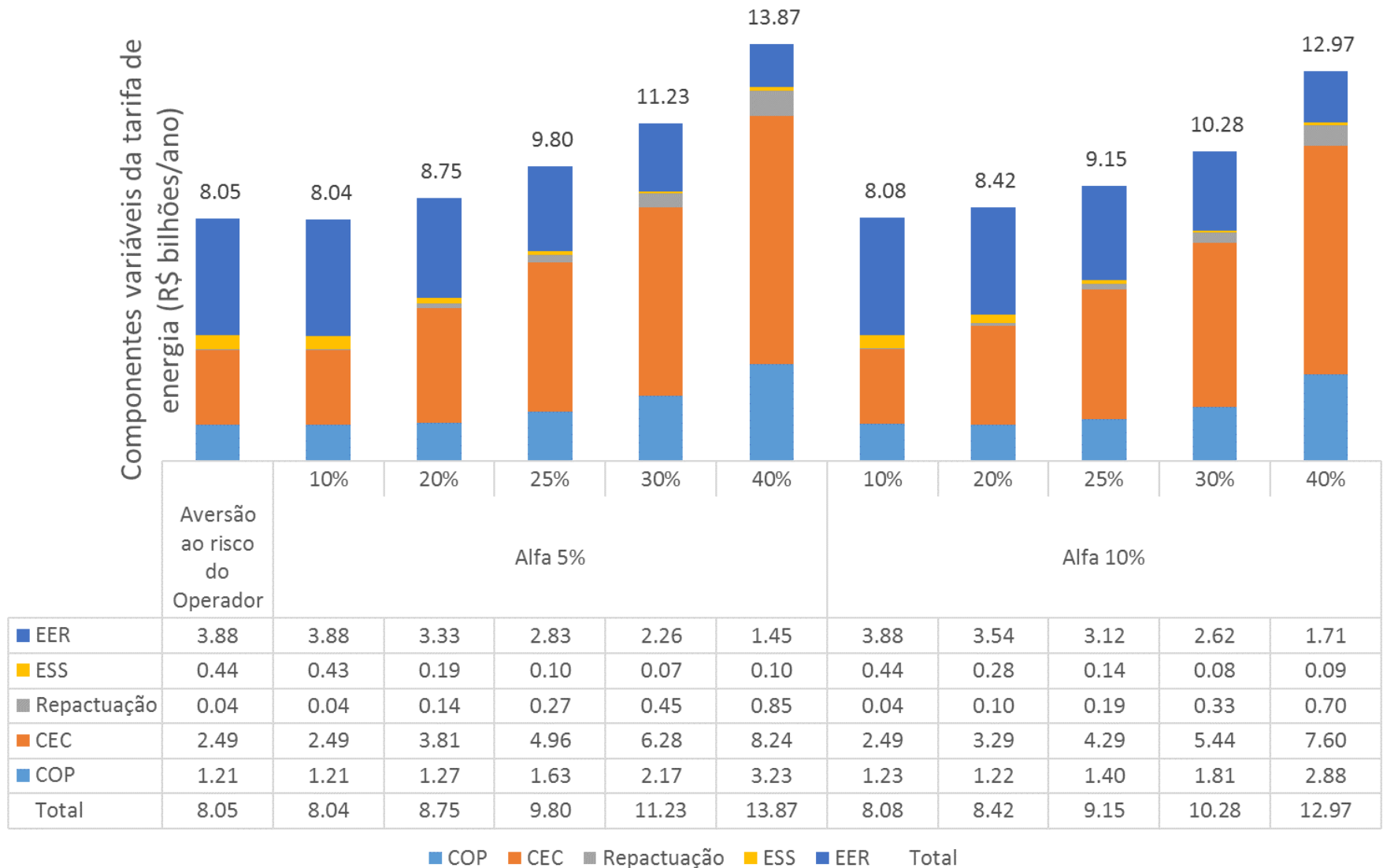


Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
 - Energéticos
 - Tarifas, ACL e risco hidrológico
- ▶ Impacto
- ▶ Conclusões

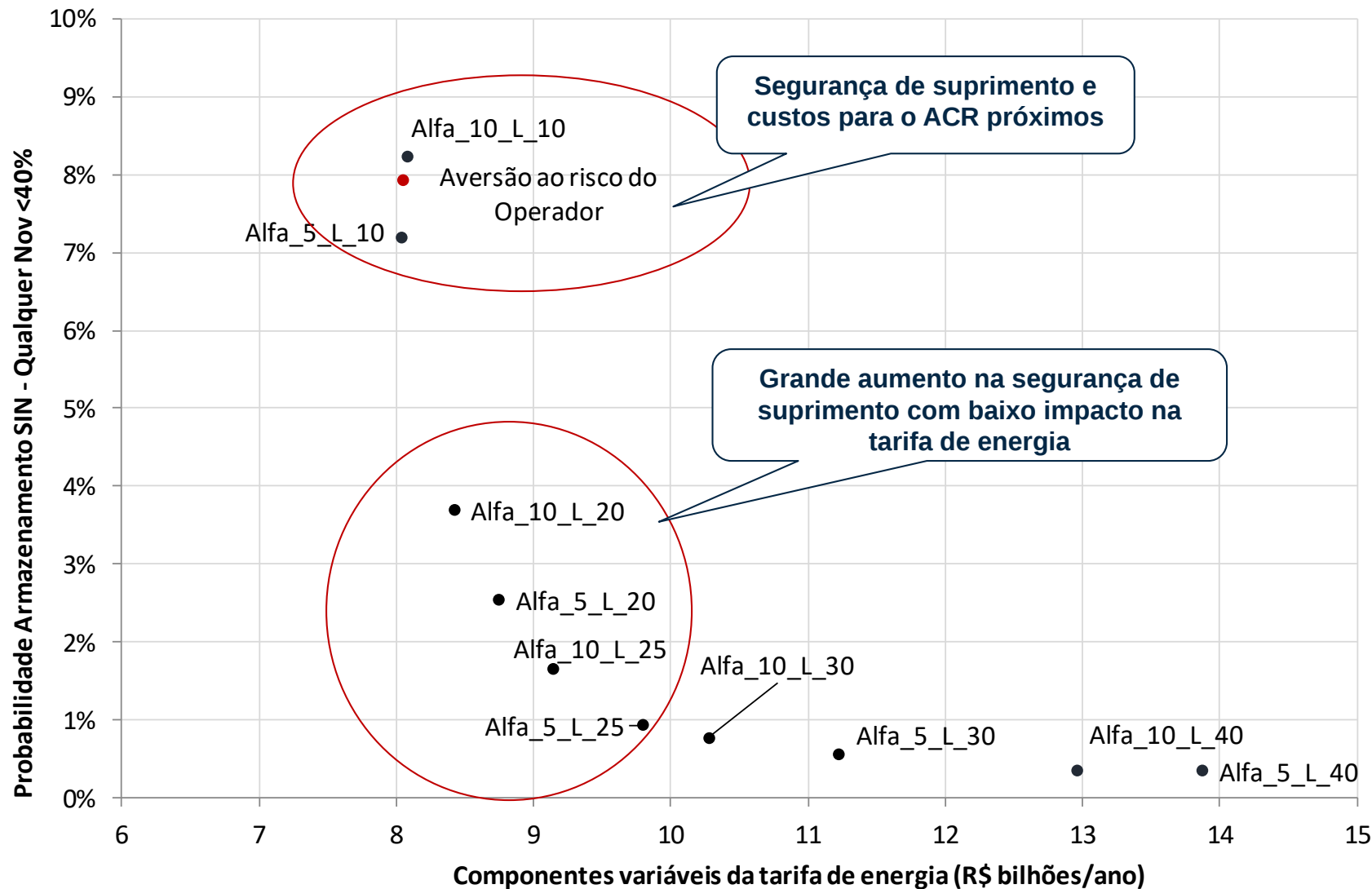
Impacto nos custos variáveis do ACR

PMO Jan/2016 – com despacho fora da ordem de mérito



Componente variável do ACR vs arm. em novembro

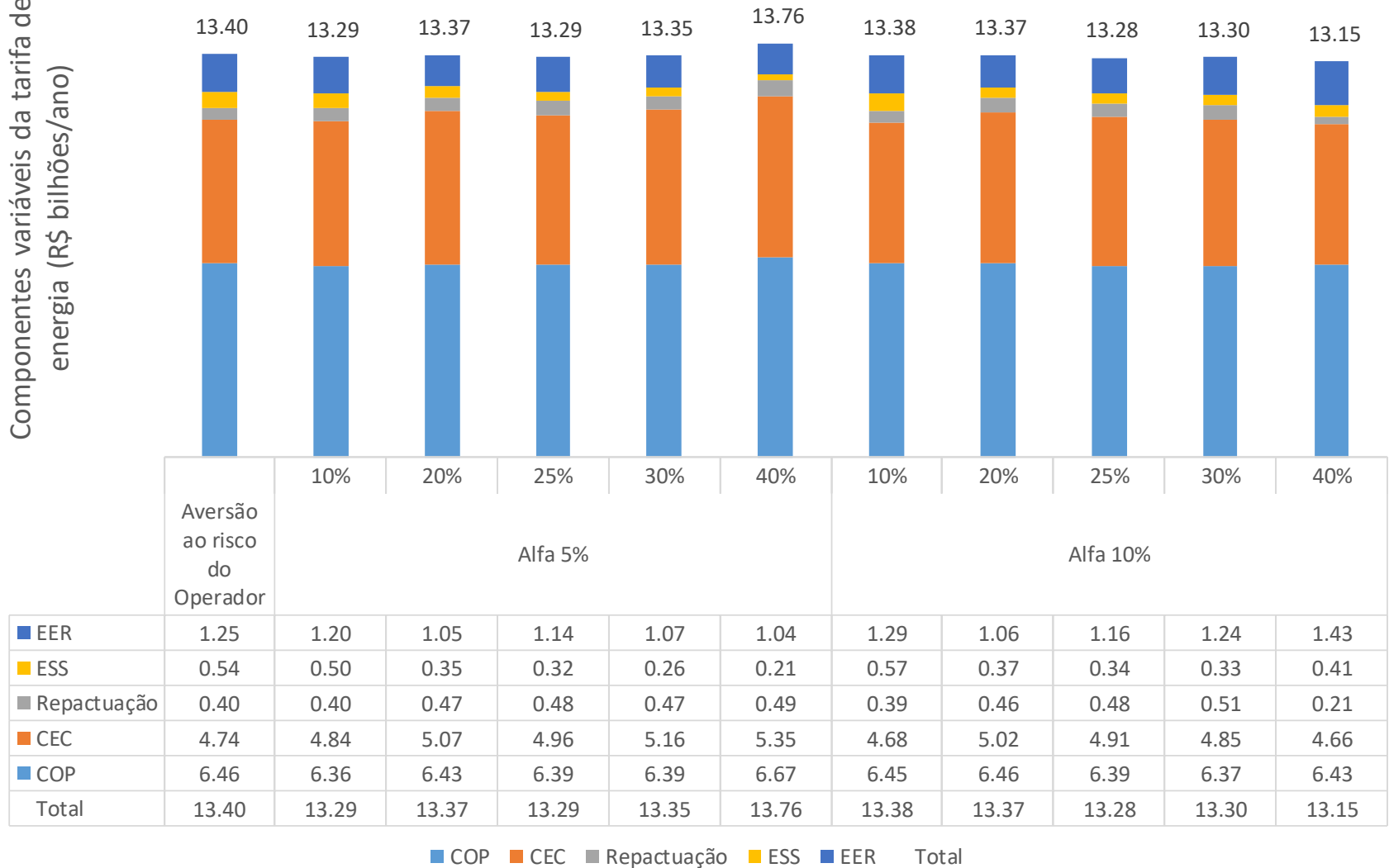
PMO de Jan/2016



Impacto nos custos variáveis do ACR

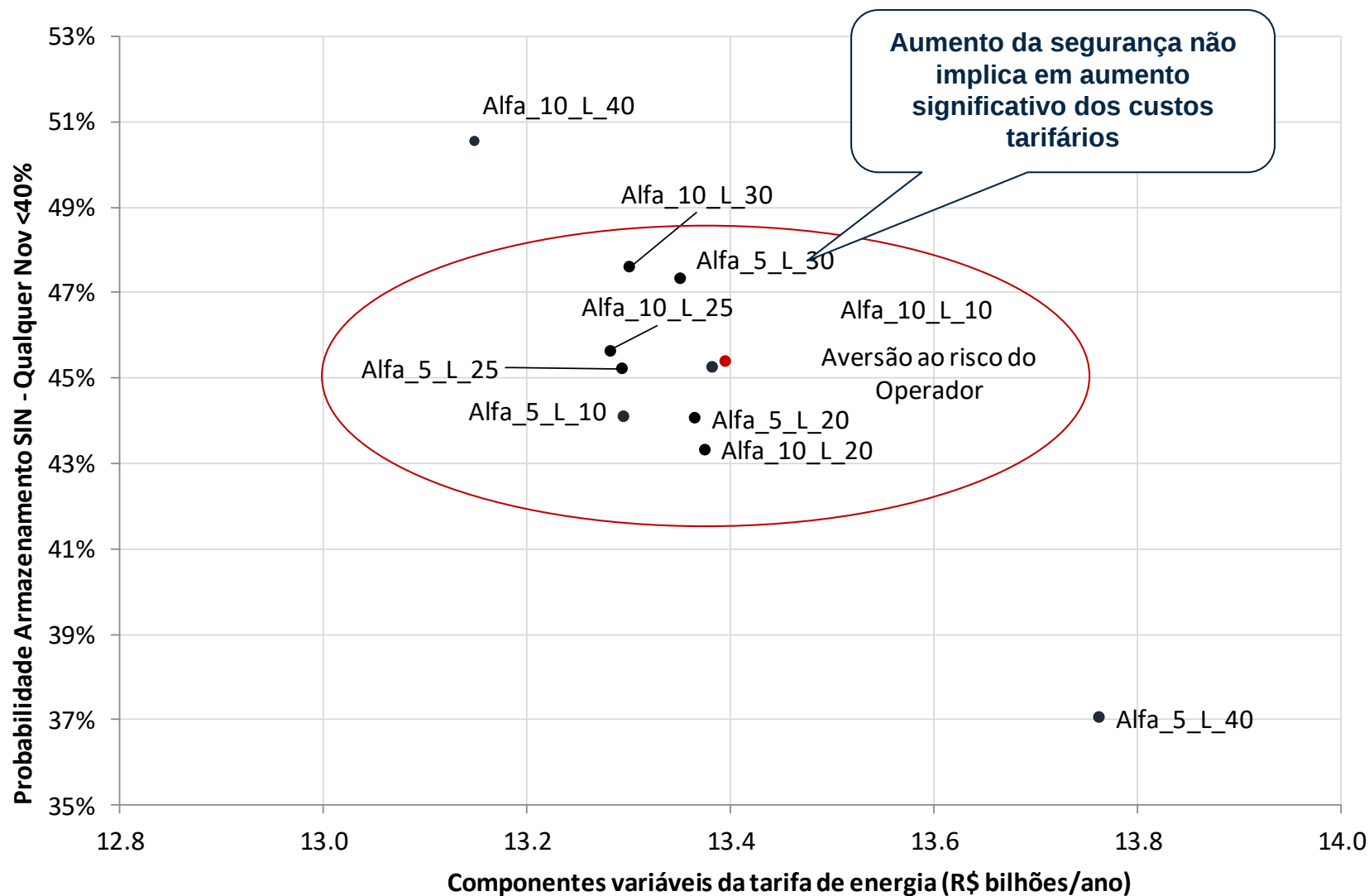
PMO Mar/2015

Componentes variáveis da tarifa de energia (R\$ bilhões/ano)



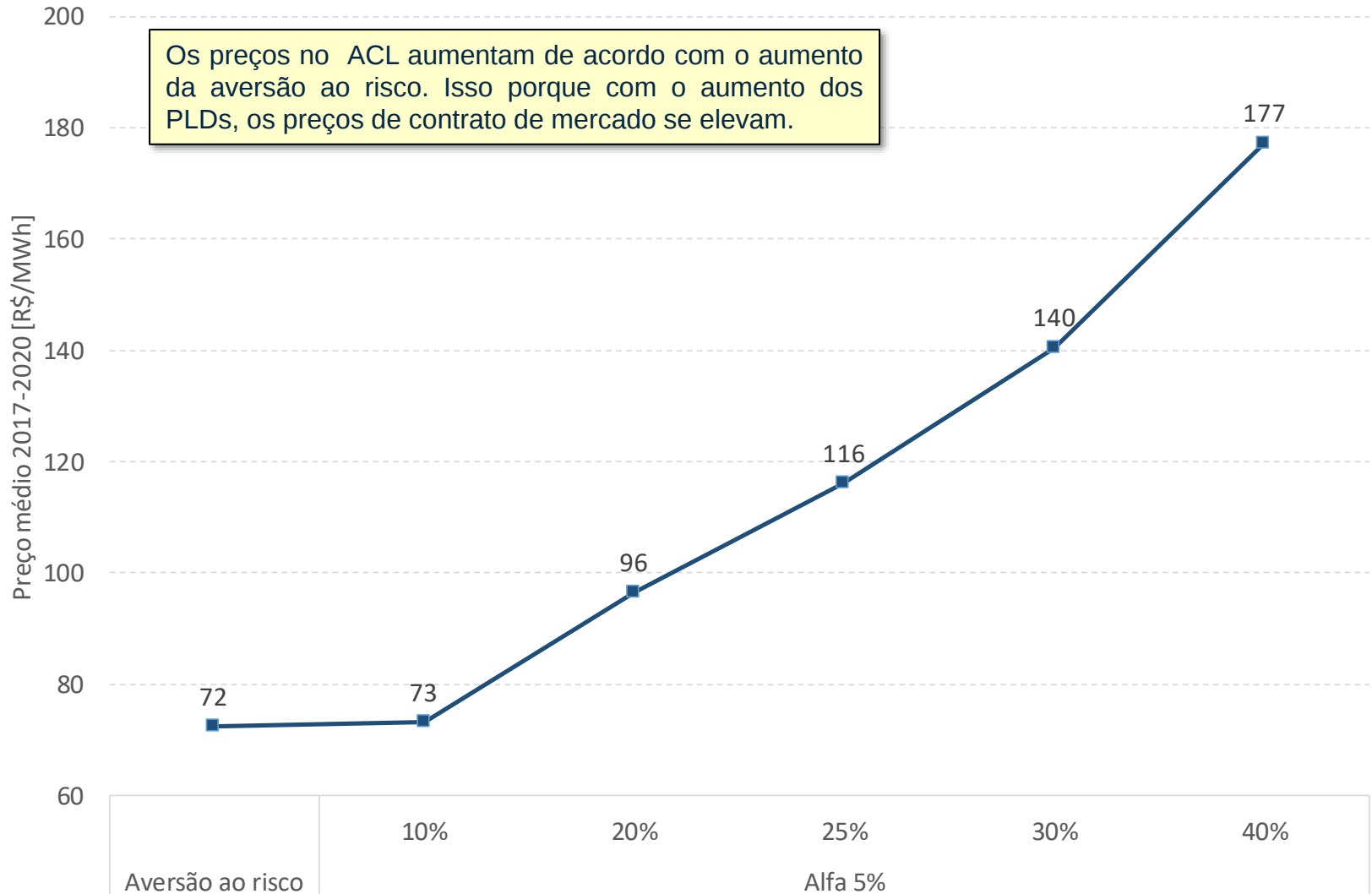
Componente variável do ACR vs arm. em novembro

PMO de Mar/2015



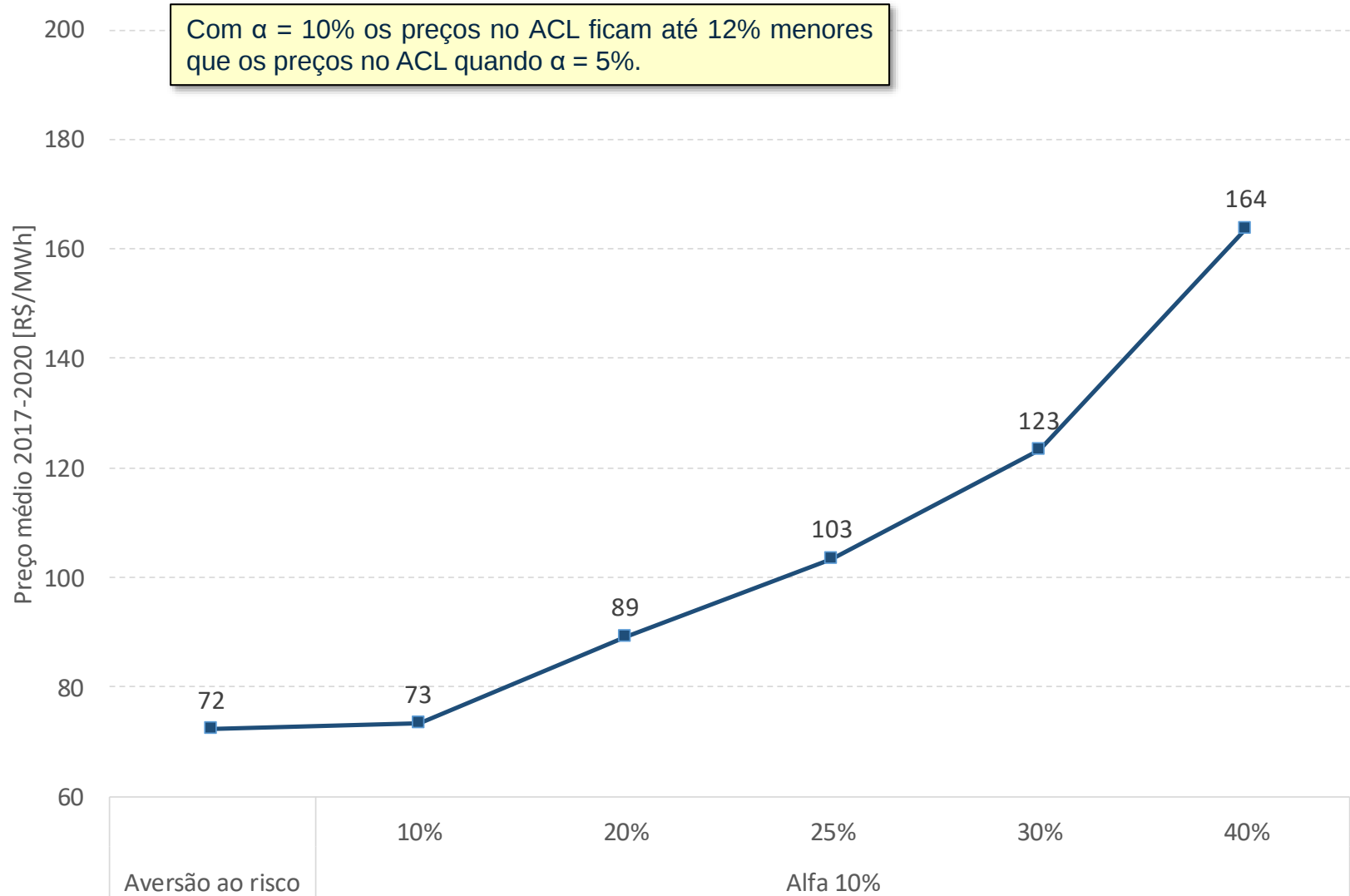
Impacto no preço do ACL (contrato 1 ano) – $\alpha = 5\%$

PMO Jan/2016

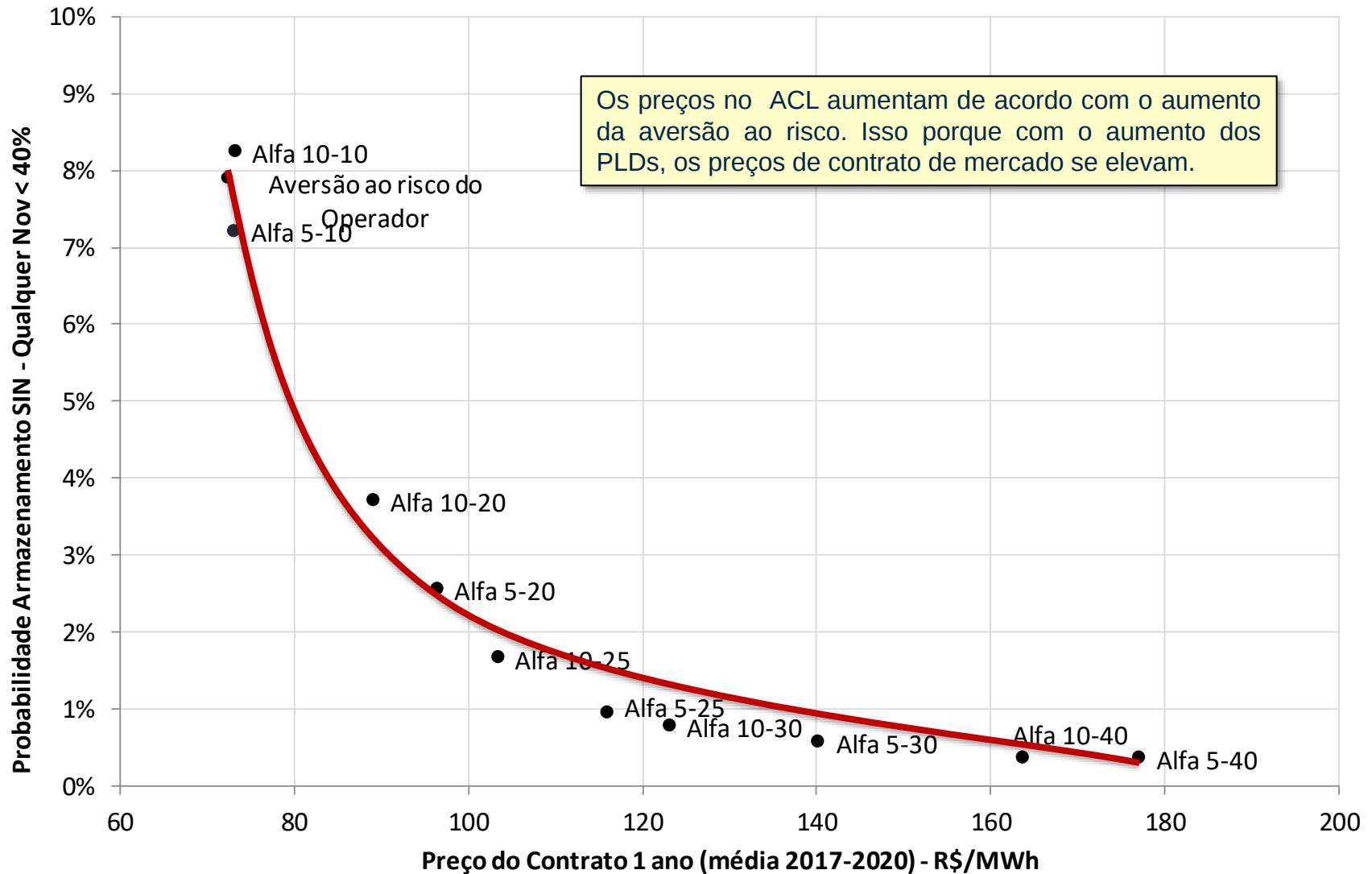


Impacto no preço do ACL (contrato 1 ano) – $\alpha = 10\%$

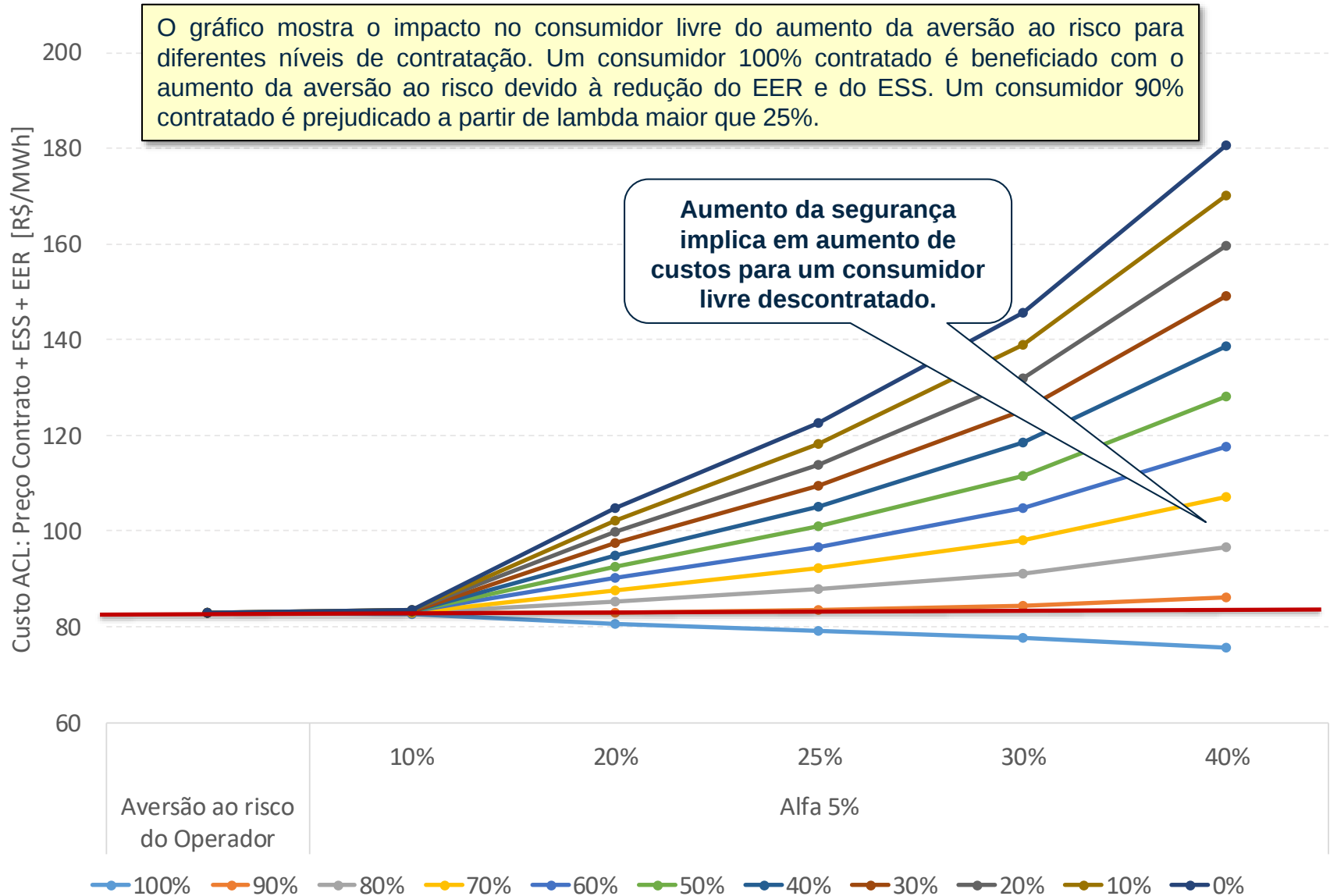
PMO Jan/2016



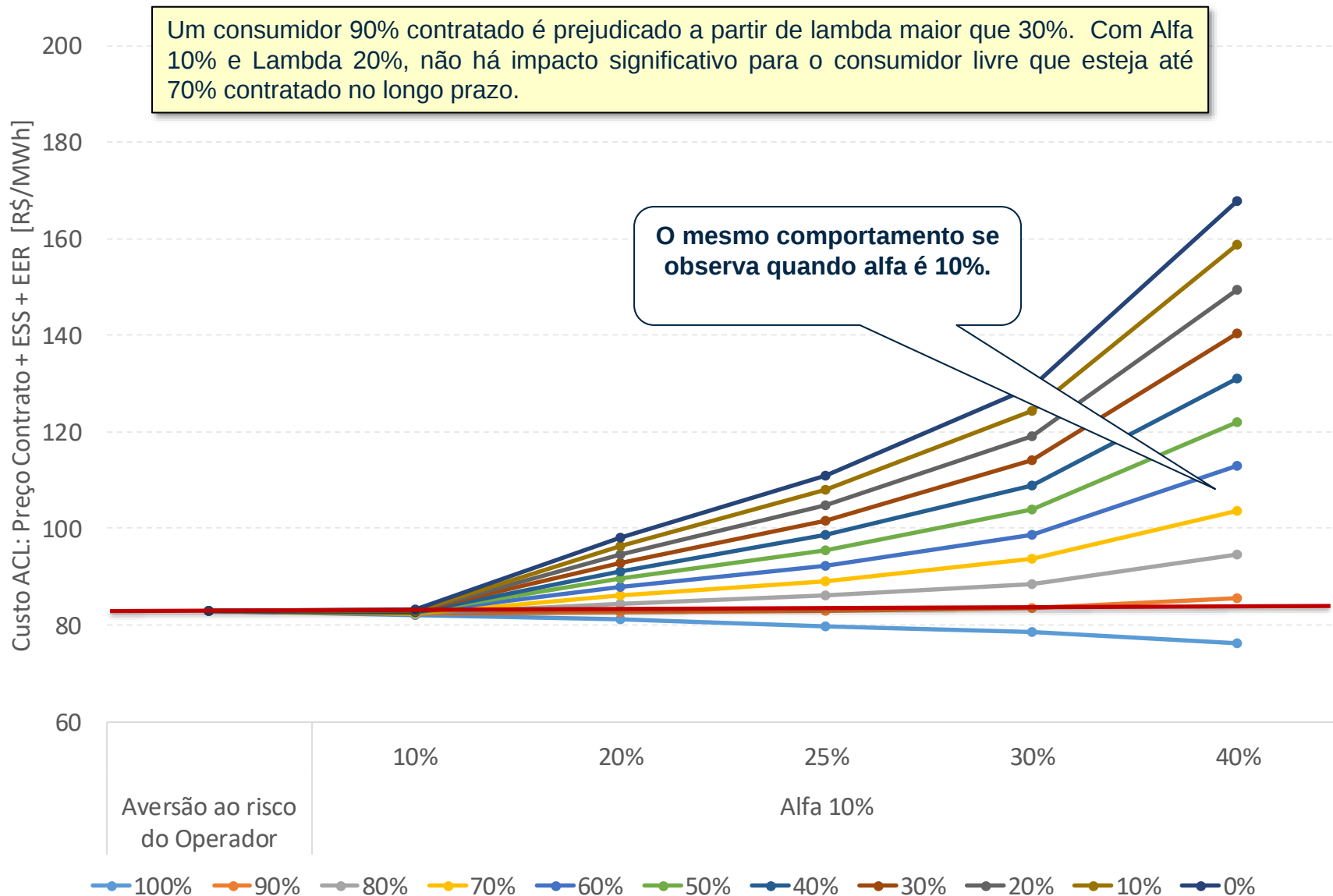
Preço ACL x Armazenamento em novembro



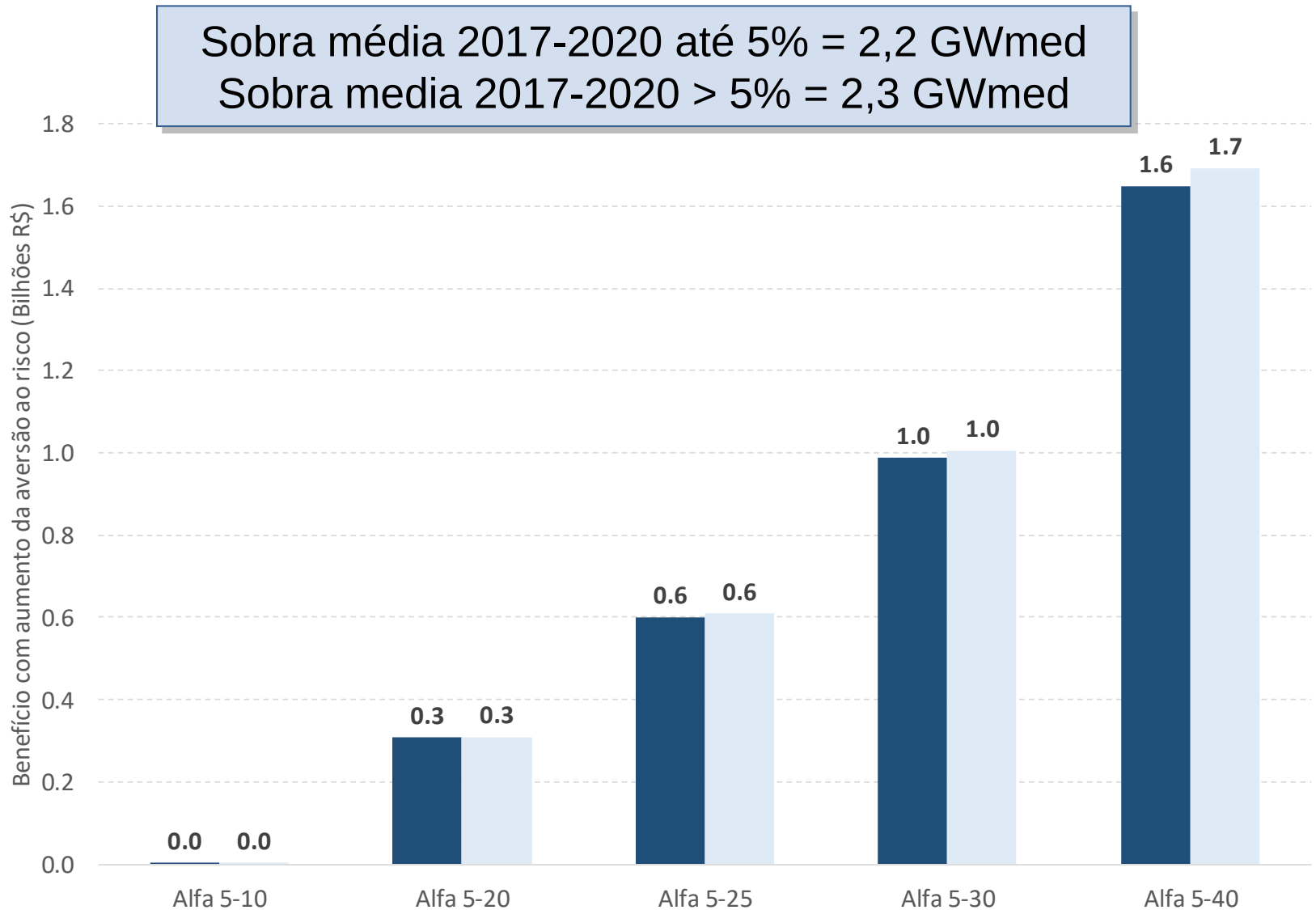
Impacto no consumidor livre - $\alpha = 5\%$



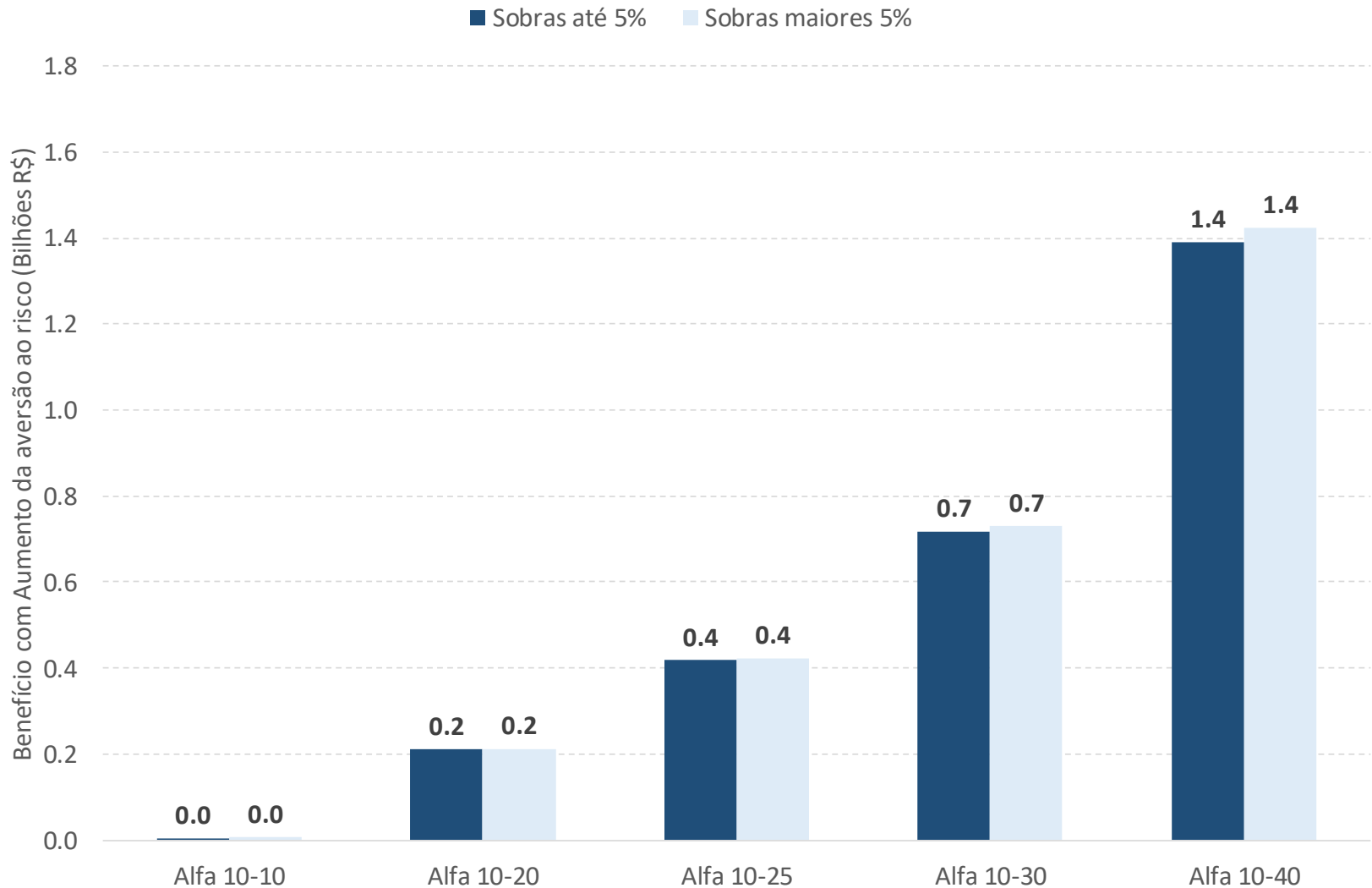
Impacto no consumidor livre - $\alpha = 10\%$



Impacto distribuidoras - $\alpha = 5\%$



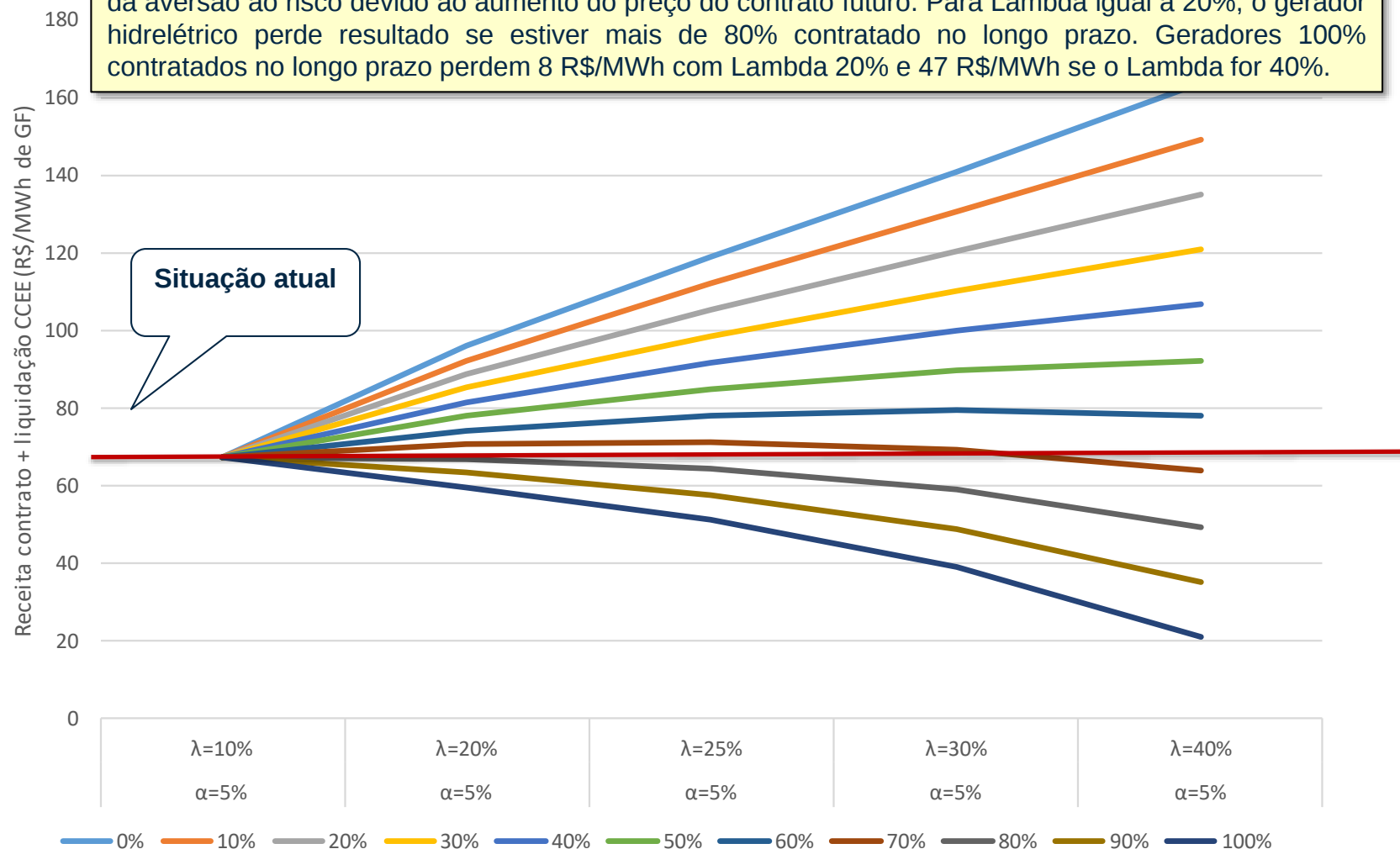
Impacto nas distribuidoras - $\alpha = 10\%$



Impacto no gerador hidrelétrico

PMO Jan – $\alpha = 5\%$

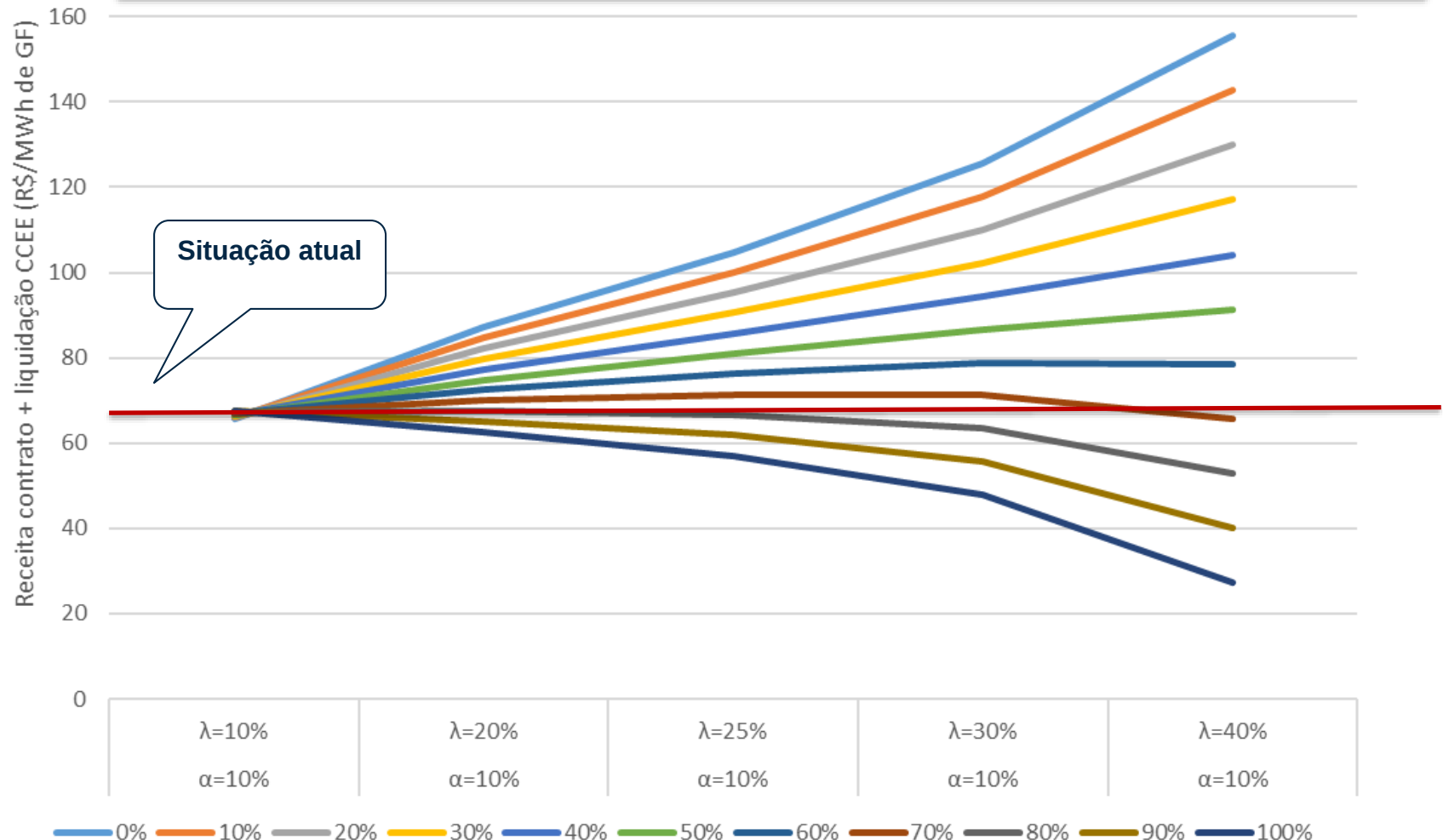
O gráfico mostra o impacto no gerador hidrelétrico do aumento da aversão ao risco para diferentes níveis de contratação no longo prazo. Um gerador 0% contratado no longo prazo é beneficiado com o aumento da aversão ao risco devido ao aumento do preço do contrato futuro. Para Lambda igual a 20%, o gerador hidrelétrico perde resultado se estiver mais de 80% contratado no longo prazo. Geradores 100% contratados no longo prazo perdem 8 R\$/MWh com Lambda 20% e 47 R\$/MWh se o Lambda for 40%.



Impacto no gerador hidrelétrico

PMO Jan – $\alpha = 10\%$

Considerando Alfa igual a 10%, para Lambda igual a 20%, o gerador hidrelétrico perde resultado se estiver mais de 80% contratado no longo prazo. Geradores 100% contratados no longo prazo perdem 5 R\$/MWh com Lambda 20% e 41 R\$/MWh se o Lambda for 40%.



Temário

- ▶ Antecedentes e objetivo
- ▶ Metodologia e premissas
- ▶ Resultados
- ▶ Conclusões

Conclusões (1/5)

- ▶ Com base nos casos simulados, podemos concluir:
 - Para o ano de 2016, a configuração *CVaR* (5,30) conseguiu diminuir a probabilidade de armazenamento $< 40\%$ em nov/2016 em relação ao caso da aversão do operador com menor custo térmico. Com o custo termelétrico 13% menor, no *CVaR* (10,30) a probabilidade foi pior apenas 3p.p. – mas isso não significa que esses seriam os melhores custo/benefício;
 - No entanto, as configurações *CVaR* (5,30) e *CVaR* (10,30) aumentam o vertimento e o custo termelétrico ao longo de todo o horizonte, quando comparado com o caso da aversão ao risco do operador;

Conclusões (2/5)

- ▶ Com base nos casos simulados, podemos concluir:
 - As configurações CVaR (5,25) e CVaR (10,25) conseguem um melhor equilíbrio as probabilidades do armazenamento do SIN estar abaixo de 40% e acima de 70% em nov/2016
 - Estas configurações mantêm o nível de vertimento e o custo operativo próximo do caso com aversão ao risco do operador – e também são atrativas quando se analisa os 5 anos de operação
 - Inserindo POCP no caso de janeiro de 2016, observa-se que o POCP diminui significativamente a probabilidade do armazenamento do SIN ficar abaixo de 40% do armazenamento total, porém as conclusões obtidas anteriormente não modificam.
 - Tendo como base o PMO de março de 2015 observa-se que não há diferenças significativas entre PLDs quando se varia a aversão ao risco em casos mais deficitários. Porém esta afirmação não pode ser feita para os CMOs.

Conclusões (3/5)

- ▶ Analisando apenas a parte energética, recomendar-se-ia o CVaR (10,25) por possibilitar que pelo menos 2 aberturas façam parte da restrição do CVaR*
- ▶ É importante ressaltar que esse resultado pode variar considerando outras premissas de oferta/demanda, condições iniciais, dentre outros fatores
- ▶ Porém deve-se analisar os agentes afetados pela decisão...

Conclusões (4/5)

- ▶ Em termos de impactos na tarifa, observa-se que para um caso mais deficitário de sobras estruturais o aumento da aversão ao risco é irrelevante, pois o custo será repassado aos consumidores de alguma forma;
- ▶ Para o cenário com maiores sobras estruturais, com o aumento na aversão ao risco, o aumento no custo térmico não é compensado pela redução no EER e no ESS, resultando em aumento tarifário;
 - Observou-se que o melhor trade-off entre aumento da segurança de suprimento e aumento do custo para o ACR ocorre com **alfa 10% e lambda igual a 20%**, com aumento de 0,4 bilhões/ano para os consumidores. Para lambda igual a 40% este aumento passa para 5 bilhões/ano;
- ▶ Para os clientes livres descontratados, o aumento na aversão ao risco implica em aumento de custo;
 - Para lambda de 20% e alfa de 10%, haveria aumento de custo para consumidores com nível de contratação de longo prazo inferior a 70%. Para lambda de 40%, o custo para consumidores 70% contratados aumenta 35%.

Conclusões (5/5)

- ▶ Considerando alfa de 10% e lambda de 20%, as distribuidoras reduzem em 0,2 bilhões por ano seus custos com sobre contratação (acima dos 5%), porém, para lambda de 40% esta redução aumenta para 1,4 bilhões/ano.
- ▶ Considerando alfa igual a 10% e lambda igual a 20%, o gerador hidrelétrico perde resultado se estiver mais de 80% contratado no longo prazo. Geradores 100% contratados no longo prazo perdem 5 R\$/MWh com Lambda 20% e 41 R\$/MWh se o Lambda for 40%.

Resumo do impacto nos agentes - $\alpha = 10\%$

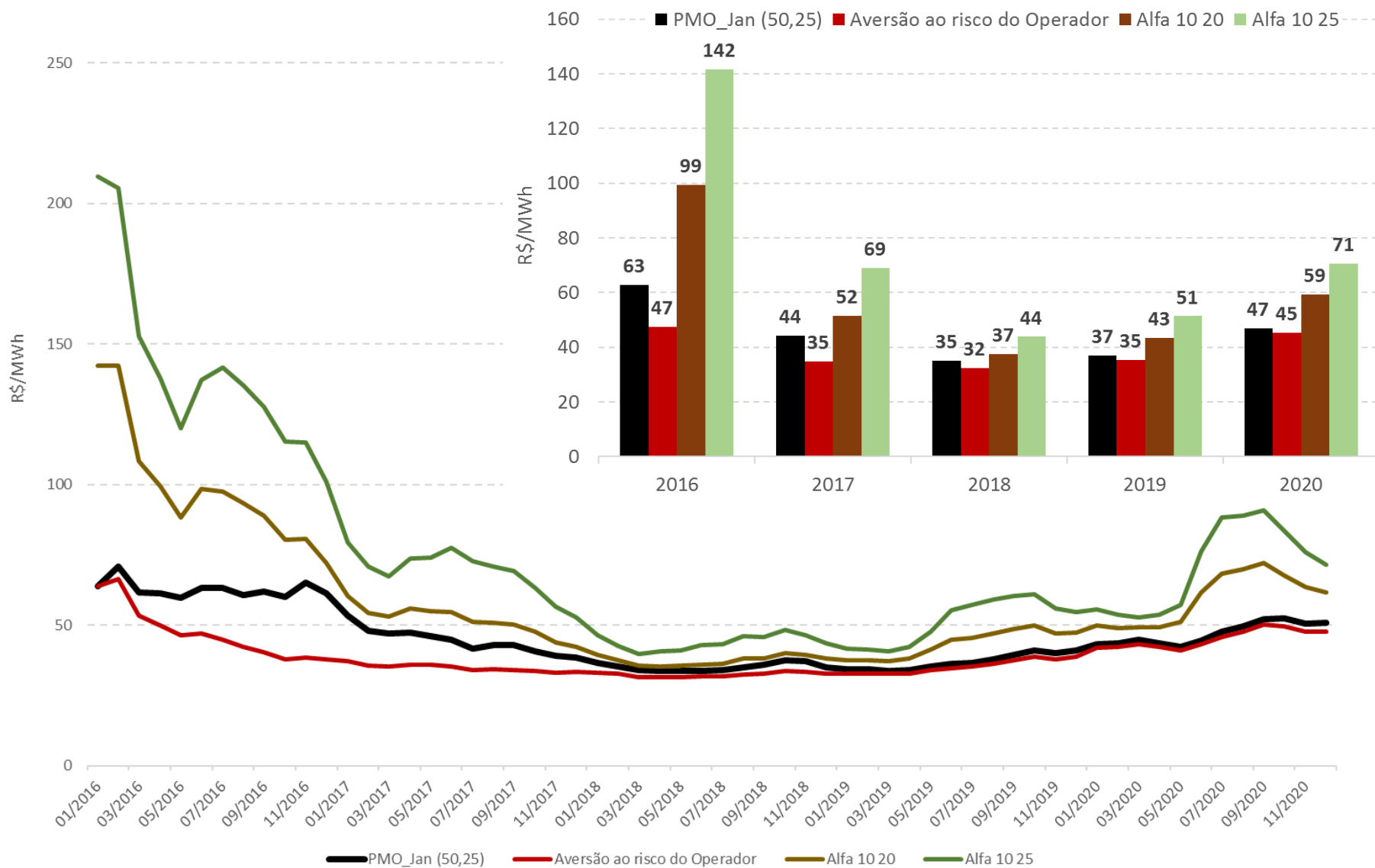
Com base PMO jan/2016

		Situação atual	Lambda 20%	Lambda 25%	Lambda 30%
Prob. armazenamento < 40% em Nov.		8%	4%	2%	1%
Aumento custo ACR (R\$ bi/ano)		-	0,3	1,1	2,2
Aumento custo ACL (R\$/MWh)	80% contratado	-	2	4	6
	0% contratado	-	16	29	47
Aumento custo UHE (R\$/MWh)	80% contratada	-	0	1	4
	100% contratada	-	5	11	20
Redução custo distribuidora (R\$ bi/ano)		-	0,2	0,4	0,7

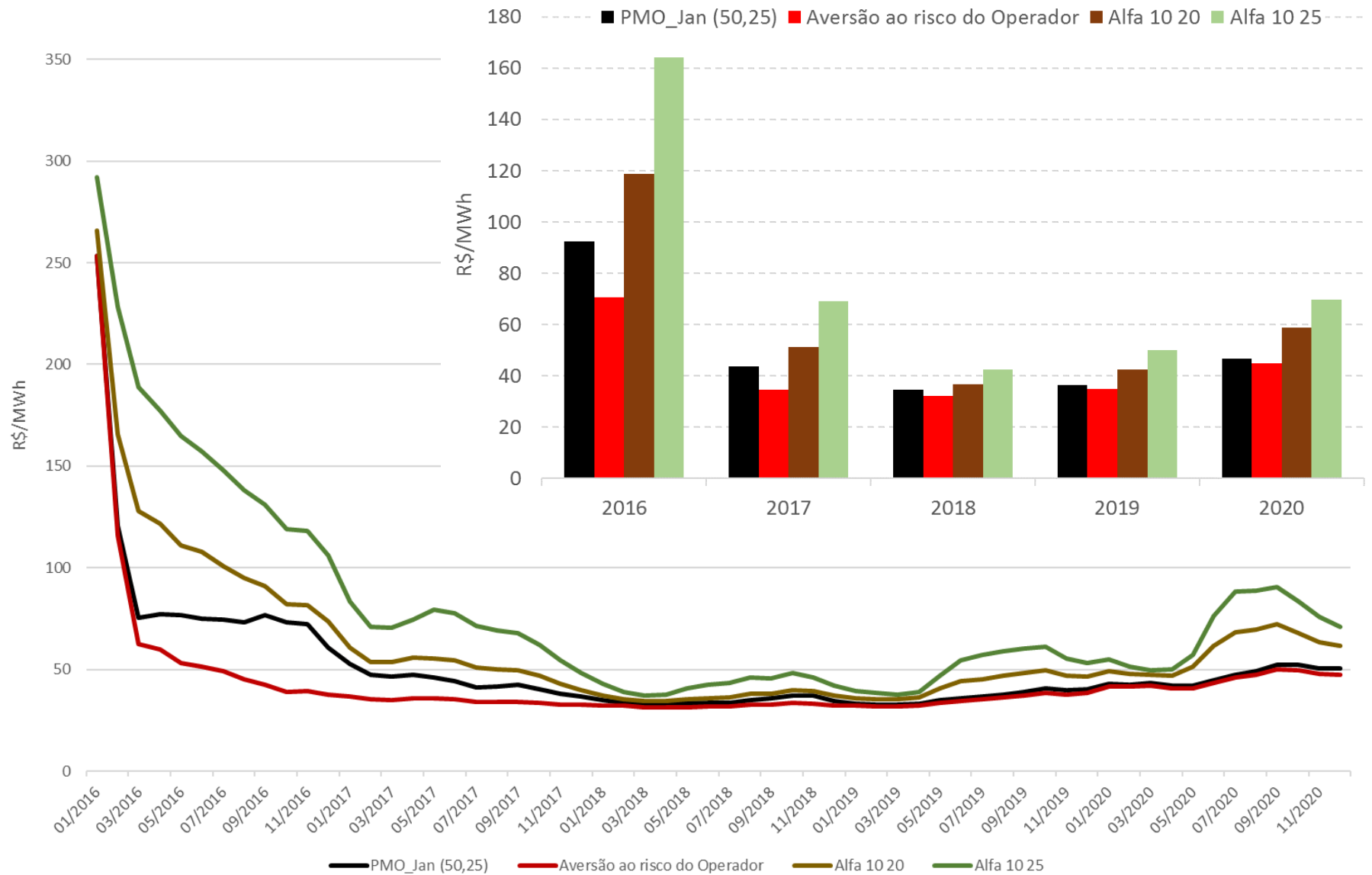
Conclusão final:

Os parâmetros **alfa 10% e lambda 20%** são os que conseguem aumentar a segurança de suprimento, sem impacto significativo em todos os agentes (consumidor regulado, consumidor livre, distribuidora e gerador), considerando a possibilidade da utilização do POCP.

Média dos PLDs SE/CO



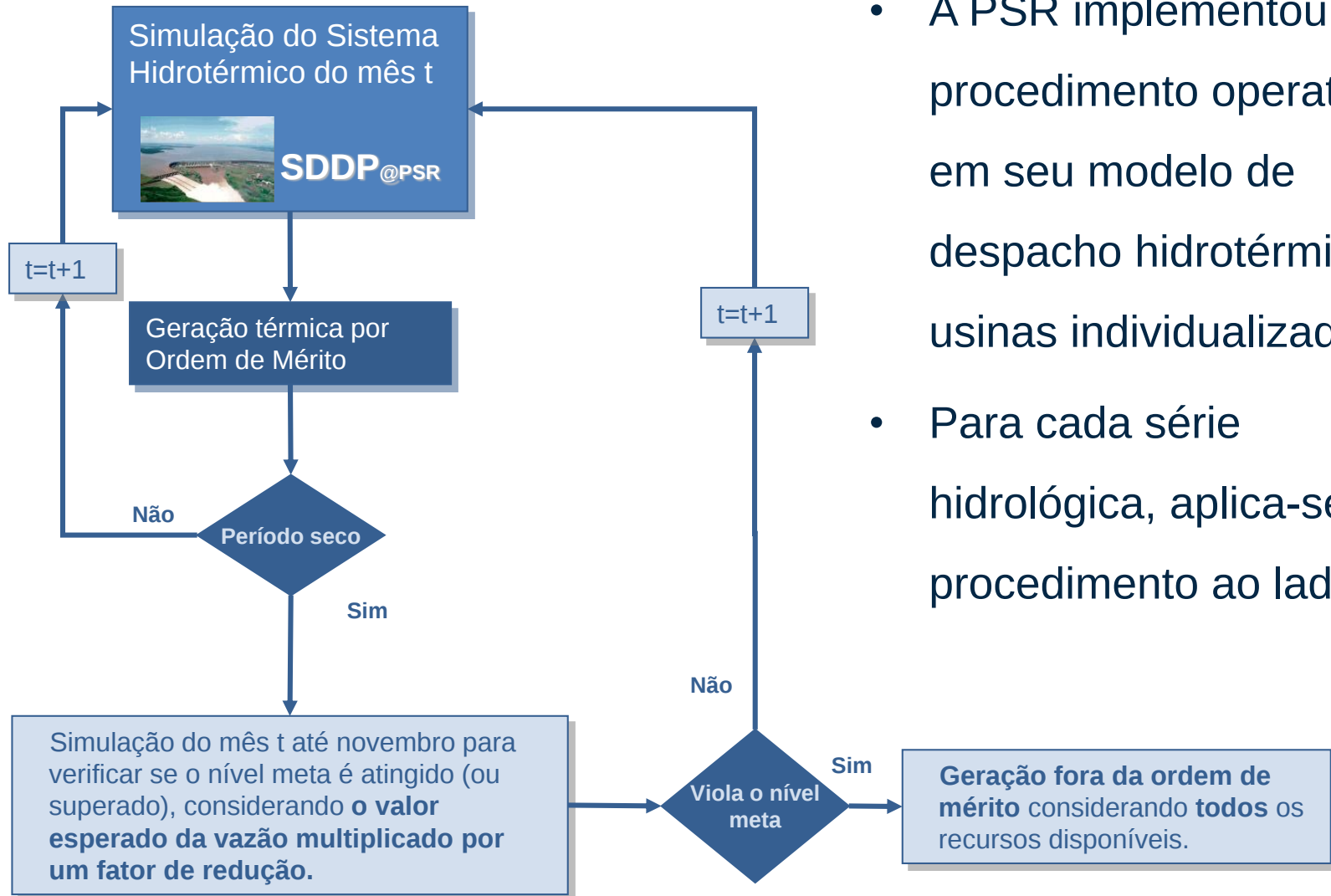
Média dos PLDs NE



Anexo I

Implementação do POCP no modelo SDDP

Implementação dos Níveis Meta



- A PSR implementou este procedimento operativo em seu modelo de despacho hidrotérmico a usinas individualizadas
- Para cada série hidrológica, aplica-se o procedimento ao lado

Anexo II

Resultados com o PMO de outubro de 2016

Simulação com o PMO de Outubro de 2016

- ▶ A figura a seguir apresenta uma simulação do PMO de outubro de 2016 considerando a alteração dos parâmetros do CVaR para (10,20), a partir de Maio de 2017.
- ▶ Apresenta-se também os resultados da simulação do despacho hidrotérmico com os parâmetros do CVaR aprovados pela Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), em reunião realizada na terça-feira (18/10).
 - Foi aprovada a manutenção do alfa em 50% e mudança do lambda para 40%
- ▶ A simulação do despacho hidrotérmico com os parâmetros aprovados pela CPAMP possui PLDs abaixo dos obtidos com os parâmetros (10,20).
 - O conjunto de parâmetros (50,40) possui resultados semelhantes à simulação com alfa 10% e lambda com valor entre 10% e 20%.

Média dos PLDs SE/CO

PMO de outubro de 2016

