Consulta Pública MME nº 23/2016
Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco

São Paulo, 03 de dezembro de 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Esplanada dos Ministérios, bloco "U" – 5° andar.
CEP 70065-900 - Brasília –DF

Ref.: Consulta Pública nº 23 - Revisão dos Parâmetros do CVaR.

Senhor Ministro,

A **Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica**, instituição que reúne empresas da cadeia produtiva da indústria, tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade da produção de energia eólica como fonte da matriz energética nacional e vem, respeitosamente, apresentar suas contribuições acerca da Consulta Pública aberta para definir o estabelecimento de competências e diretrizes para alterações nos Parâmetros do CVaR.

Com relação às atribuições da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, em termos da promoção de discussões que levem a maior aderência possível entre a representação do sistema físico nos modelos computacionais e a realidade operacional, entendemos como salutar propor a seguinte contribuição acerca da parametrização do modelo do *Conditional Value At Risk (CVaR).*

A Resolução CNPE nº 3/2013 estabeleceu as diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço. Em termos de modelagem, a política operativa calculada com o CVaR antecipa a geração das térmicas com Custo Variável Unitário (CVU) mais barato, com o objetivo

Av. Paulista, 1337 - 5º andar - Conjunto 51 - Bela Vista - 01311-200 - São Paulo -SP - Brasil
Telefone: +55 11 3674-1100
www.abeeolica.org.br

de evitar o despacho futuro de termelétricas mais caras. Com relação aos parâmetros do CVaR, a CPAMP definiu o Alfa de 50% e o Lambda de 25%.

Visando aumentar a segurança do suprimento de energia elétrica, entre 2009 e 2013, o Operador Nacional do Sistema (ONS) adotou o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), também conhecido como "nível meta". Em suma, o procedimento consiste em operar o sistema de forma a atingir níveis seguros de armazenamento, considerando a alternativa de em determinadas situações, efetuar o despacho de termelétricas "fora da ordem de mérito". Tais despachos são respaldados por decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). No entanto, não existe um procedimento oficial para determinação do nível de despacho. Como tal procedimento não é representado nos modelos computacionais oficiais, a trajetória dos reservatórios é mais elevada, quando comparada com a operação do sistema sem este procedimento. A consequência natural da divergência entre o armazenamento real do sistema e o armazenamento previsto pelo modelo é o impacto na formação de preços, que leva a redução dos Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) e um aumento dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

Nesse contexto, as associações (ABEEólica, Abradee, Abrace e Abragel) contrataram um estudo junto a consultoria PSR, com o objetivo de propor uma revisão dos parâmetros do CVaR. O objetivo é calibrar o modelo com uma configuração que seja mais compatível em relação ao despacho hidrotérmico real, refletindo em uma formação de preços mais consistente.

A metodologia é composta por três módulos: definição da aversão ao risco da operação do sistema, percebida por meio da operação realizada pelo ONS; estimativa dos parâmetros da aversão ao risco do modelo de despacho hidrotérmico; e a mensuração dos impactos da alteração dos parâmetros do CVaR nos encargos de serviço de sistemas (ESS), nos custos variáveis dos contratos pro 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 e preço da energia no mercado livre.

A figura 1 oferece uma visão geral da metodologia:

Av. Paulista, 1337 - 5º andar - Conjunto 51 - Bela Vista - 01311-200 - São Paulo -SP - Brasil
Telefone: +55 11 3674-1100
www.abeeolica.org.br

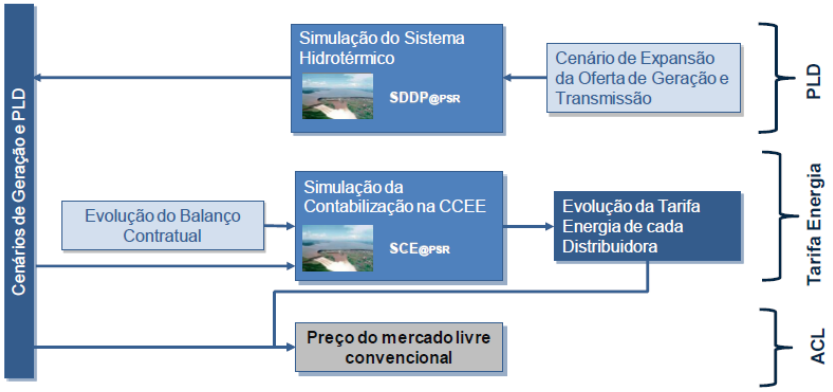


Figura 1 - Visão geral da metodologia

A fundamentação técnica para revisão dos parâmetros foi estabelecida com base em um conjunto de indicadores: custo térmico vs probabilidade de 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 do primeiro ano ficar abaixo de 40% no SIN, impacto na tarifa de energia; impacto de custo de energia para o mercado livre considerando diferentes níveis de contratação de longo prazo; e impacto no geradores hidroelétrico.

Para garantir a abrangência e generalidade dos cenários de avaliação, as simulações foram efetuadas com base um cenário de subcontratação (PMO de mar-15) e um cenário de sobrecontratação (PMO de jan-16) das distribuidoras. Foi analisado um grid de cenários compostos pela variação do Alfa (5 e 10) e do Lambda (10, 20, 25, 30 e 40), que foram comparados ao cenário base CVaR (50, 25) e o cenário simulado com aversão ao risco do operador CVaR(50,25) e com despacho fora da ordem de mérito de térmicas de CVU R$600/MWh em jan-16.

A descrição detalhada dos resultados está descrita no estudo “Compatibilidade entre Despacho Hidrotérmico e Formação de Preço”, que segue anexo e foi elaborado pela PSR em outubro de 2016.

Os resultados analisados permitem concluir que, para o ano de 2016, a configuração CVaR (5,30) conseguiu diminuir a probabilidade de armazenamento menor que 40% em relação

Av. Paulista, 1337 - 5º andar - Conjunto 51 - Bela Vista - 01311-200 - São Paulo -SP - Brasil
Telefone: +55 11 3674-1100
www.abeeolica.org.br

ao caso da aversão do operador com menor custo térmico para nov/2016. Com o custo termelétrico 13% menor, no CVaR (10,30) a probabilidade foi pior apenas 3 pontos percentuais. No entanto, isso não significa que esses seriam os melhores custo/benefício, pois 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.

As configurações CVaR (5,25) e CVaR (10,25) conseguem um melhor equilíbrio nas probabilidades do armazenamento do SIN estar abaixo de 40% e acima de 70% em nov/2016. Estas configurações mantém 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.

Do ponto de vista energético, os resultados permitem concluir que o CVaR (10,25) seria a melhor configuração para operação do sistema. Todavia, é necessário estruturar uma análise de impacto para verificar qual a melhor relação custo benefício.

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 maior sobra estrutural, com 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

Av. Paulista, 1337 - 5º andar - Conjunto 51 - Bela Vista - 01311-200 - São Paulo -SP - Brasil
Telefone: +55 11 3674-1100
www.abeeolica.org.br

custo para consumidores 70% contratados aumenta 35%. 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.

Em suma, a figura 2 mostra um resumo dos impactos da alteração dos parâmetros nos agentes, utilizando como base o PMO de jan-16:

		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

Figura 2 – Impacto nos agentes utilizando $\alpha = 10\%$.

Portanto, a configuração CVaR (10,20) possui os parâmetros que permitem um aumento na segurança do sistema, com impacto menos significativo em todos os agentes (consumidor regulado, consumidores livre, distribuidoras e geradores) considerando a utilização do POCP.

Não obstante, entendemos que a revisão dos parâmetros do CVaR é oportuna no curto prazo, todavia, no médio e longo prazo, a mudança anunciada da metodologia de aversão ao risco para a Superfície de Aversão a Risco (SAR) nos parece benéfica por refletir diretamente o critério de segurança do Operador, que está relacionado com o nível desejável de armazenamento no início do período úmido. No caso do CVaR, que está associado a custos operativos, esta relação é indireta. A SAR facilita a utilização de modelos de otimização para o planejamento da expansão que sejam coerentes com os procedimentos do Operador.

Em relação à periodicidade da revisão dos parâmetros, levando em conta o *trade-off* entre previsibilidade e aderência à realidade, entendemos que o preço deve possuir a condição de prestar a melhor informação disponível em determinado momento do tempo.

Preservando a governança estabelecida para o modelo, estamos de acordo com a proposta da ANEEL de que não haja qualquer carência na alteração de qualquer entrada de dados necessária nos modelos computacionais pelo ONS e CCEE, pois há risco de a carência

Av. Paulista, 1337 - 5º andar - Conjunto 51 - Bela Vista - 01311-200 - São Paulo -SP - Brasil
Telefone: +55 11 3674-1100
www.abeeolica.org.br

comprometer a operação e gerar um encargo de segurança energética oriundo da sub-representação das informações.

Certos da importância da revisão dos parâmetros do CVaR para garantir maior aderência possível entre a representação do sistema físico nos modelos computacionais e a realidade operacional, contamos com a boa acolhida à presente contribuição, antecipo os melhores agradecimentos.

Cordialmente,

Atenciosamente,

Elbia Silva Gannoum
Presidente Executiva

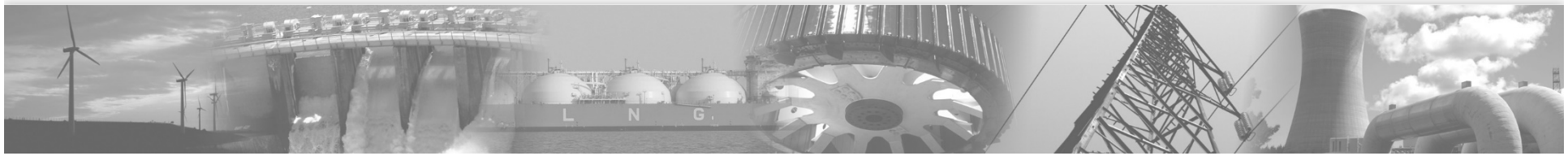
Av. Paulista, 1337 - 5º andar - Conjunto 51 - Bela Vista - 01311-200 - São Paulo -SP - Brasil
Telefone: +55 11 3674-1100
www.abeeolica.org.br

PSR

Compatibilidade entre Despacho Hidrotérmico e Formação de Preço
Fase II
Versão Final

Preparado para Abradee, Abeólica, Abrace e Abragel

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

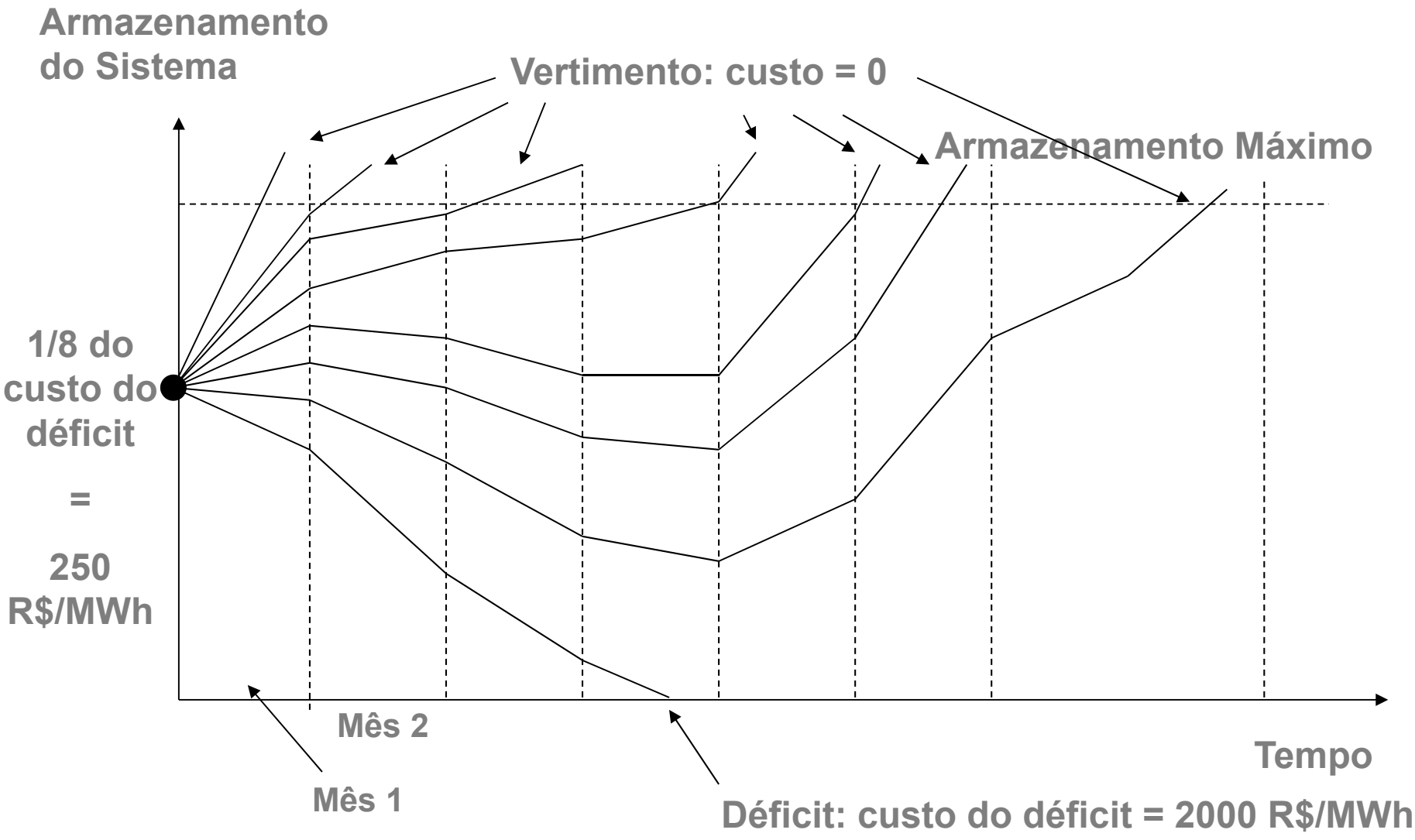
Antecedentes

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:
  - $\alpha = 50\%$
  - $\lambda = 25\%$

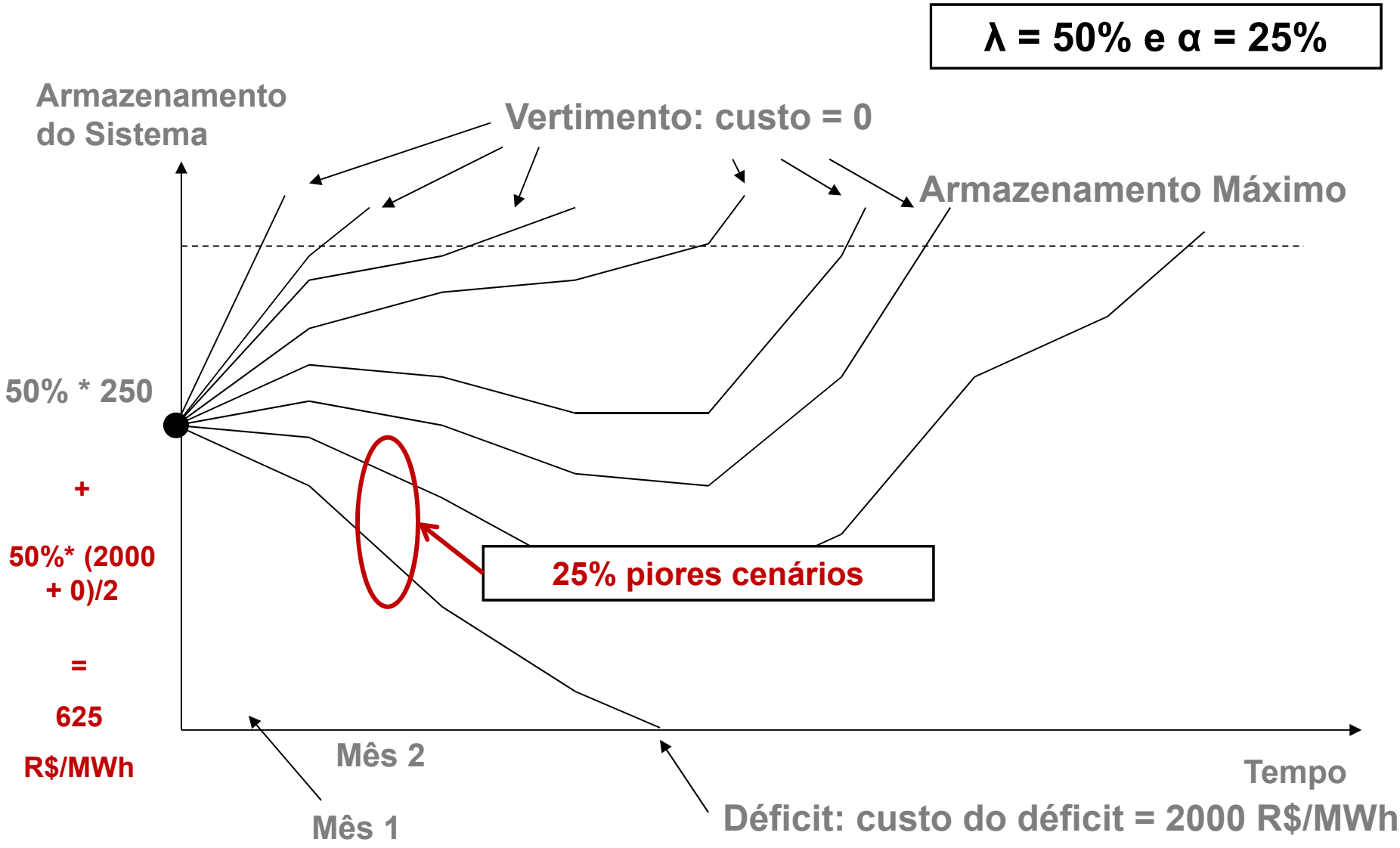
Como era o despacho antes?

E[Custo Operativo]



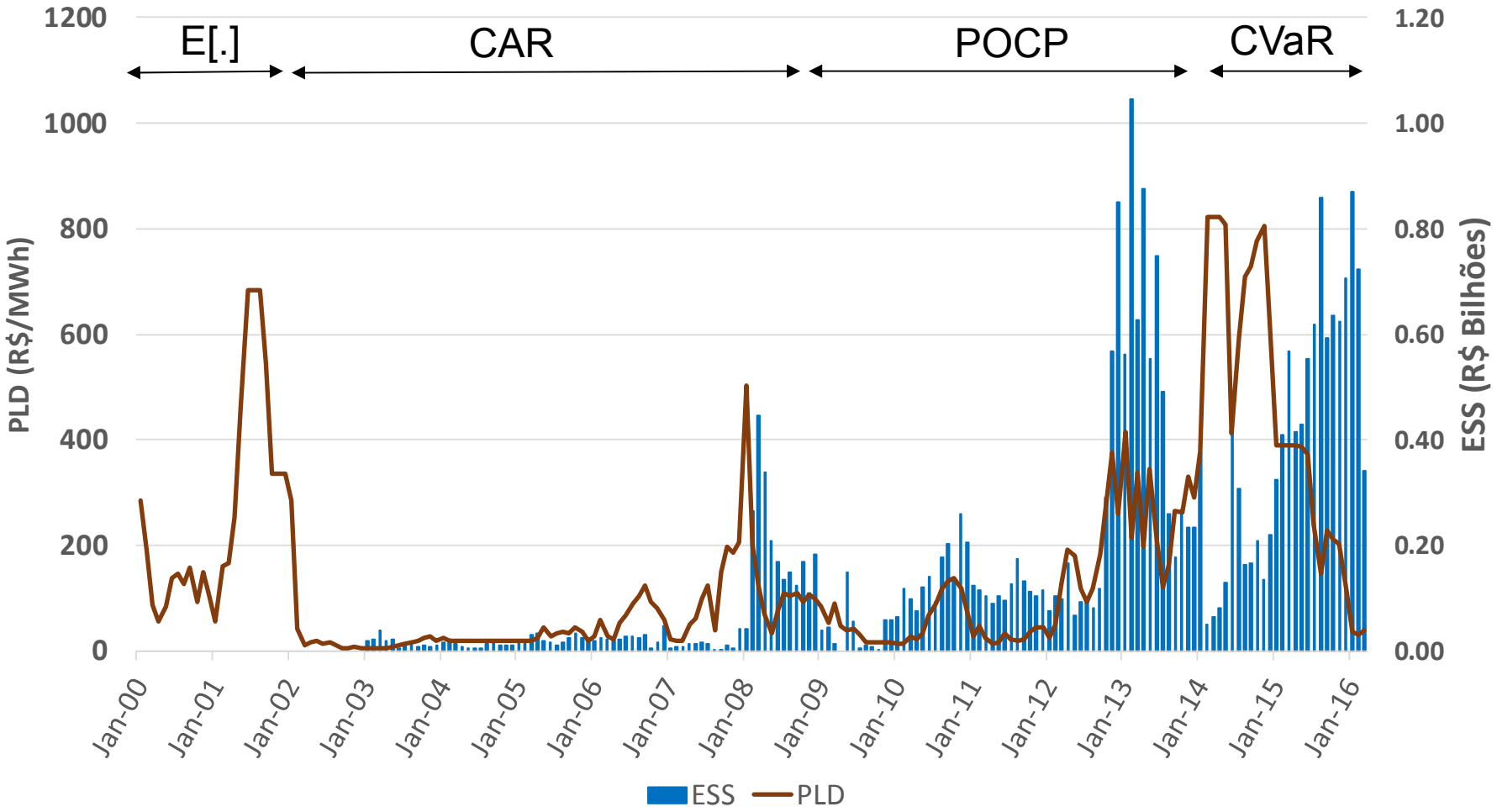
Como é o despacho com CVaR?

(1- λ)E[Custo Operativo] + λCVAR[Custo Operativo]



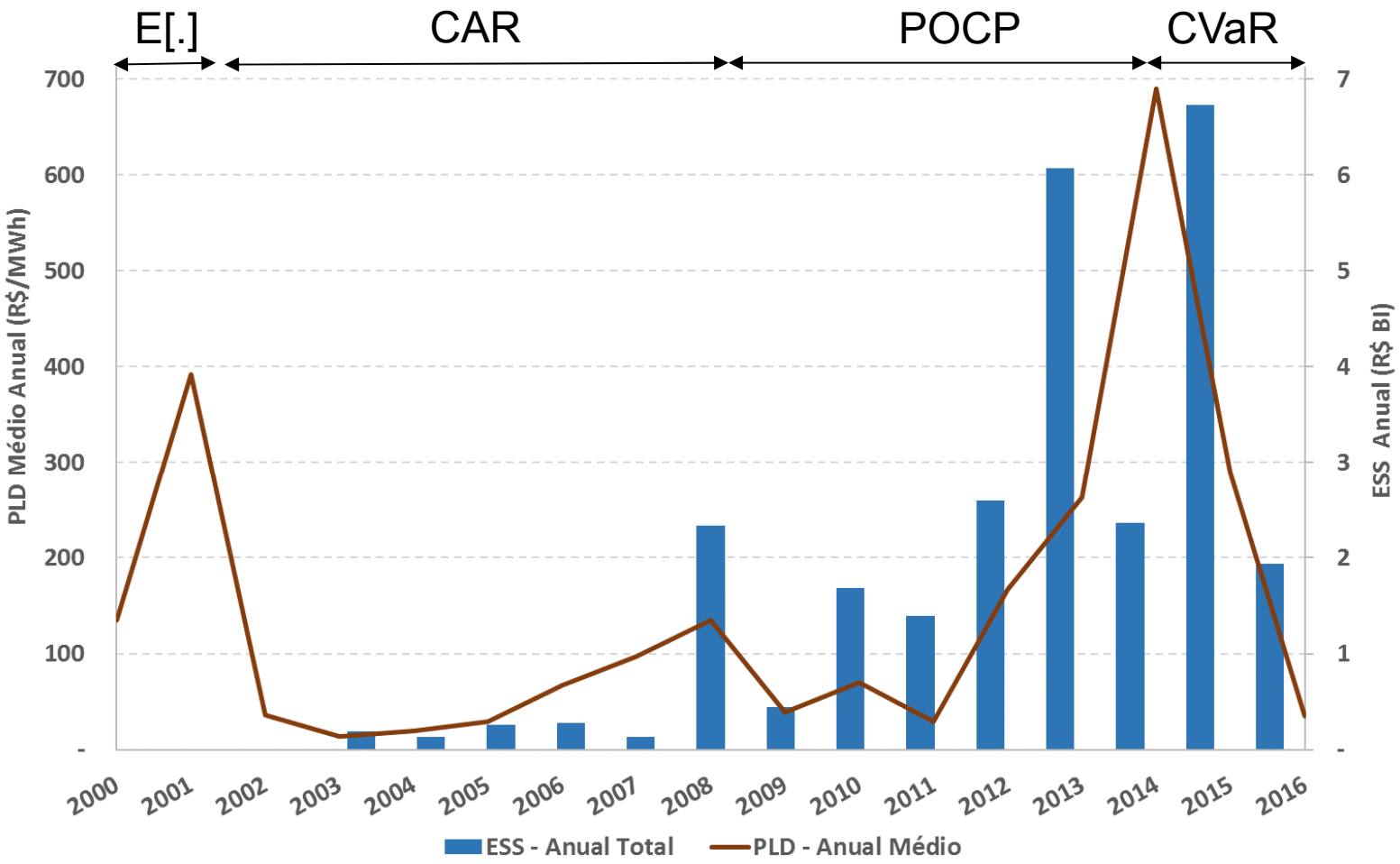
Situação atual

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 contratou 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 trabalham 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

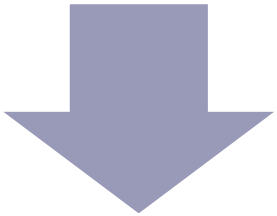
Cálculo dos impactos da alteração dos parâmetros do CVaR

- 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 utiliza 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

Custo operacional termelétrico
Exposição ao risco hidrológico das cotas GF e repactuação do risco hidrológico
Recontratação da energia existente



Receita spot com a energia de reserva
Receita spot com liquidação de contrato por disponibilidade
ESS

Necessidade de analisar impacto na tarifa de maneira integrada

- 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

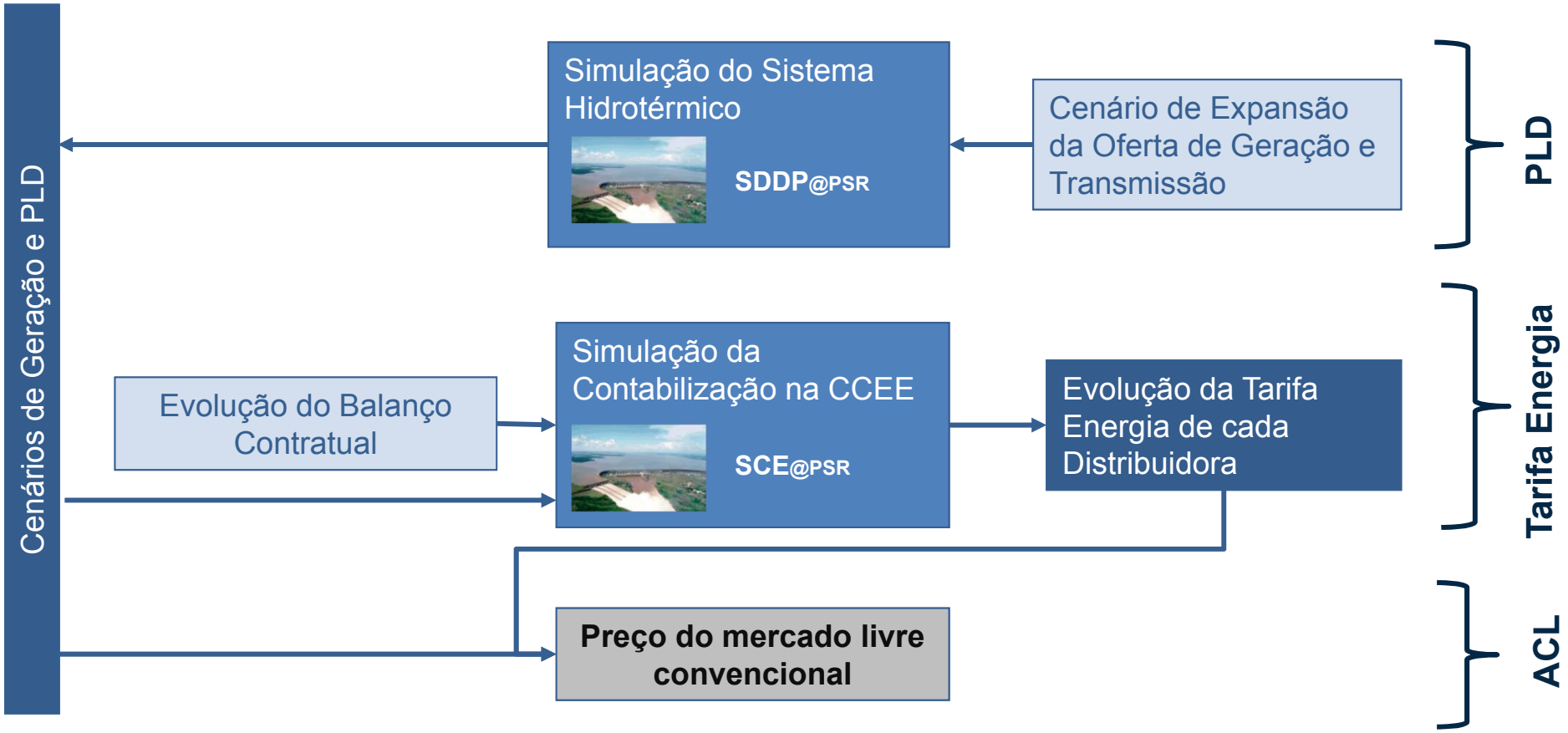
Metodologia
Impacto no preço do ACL

- 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

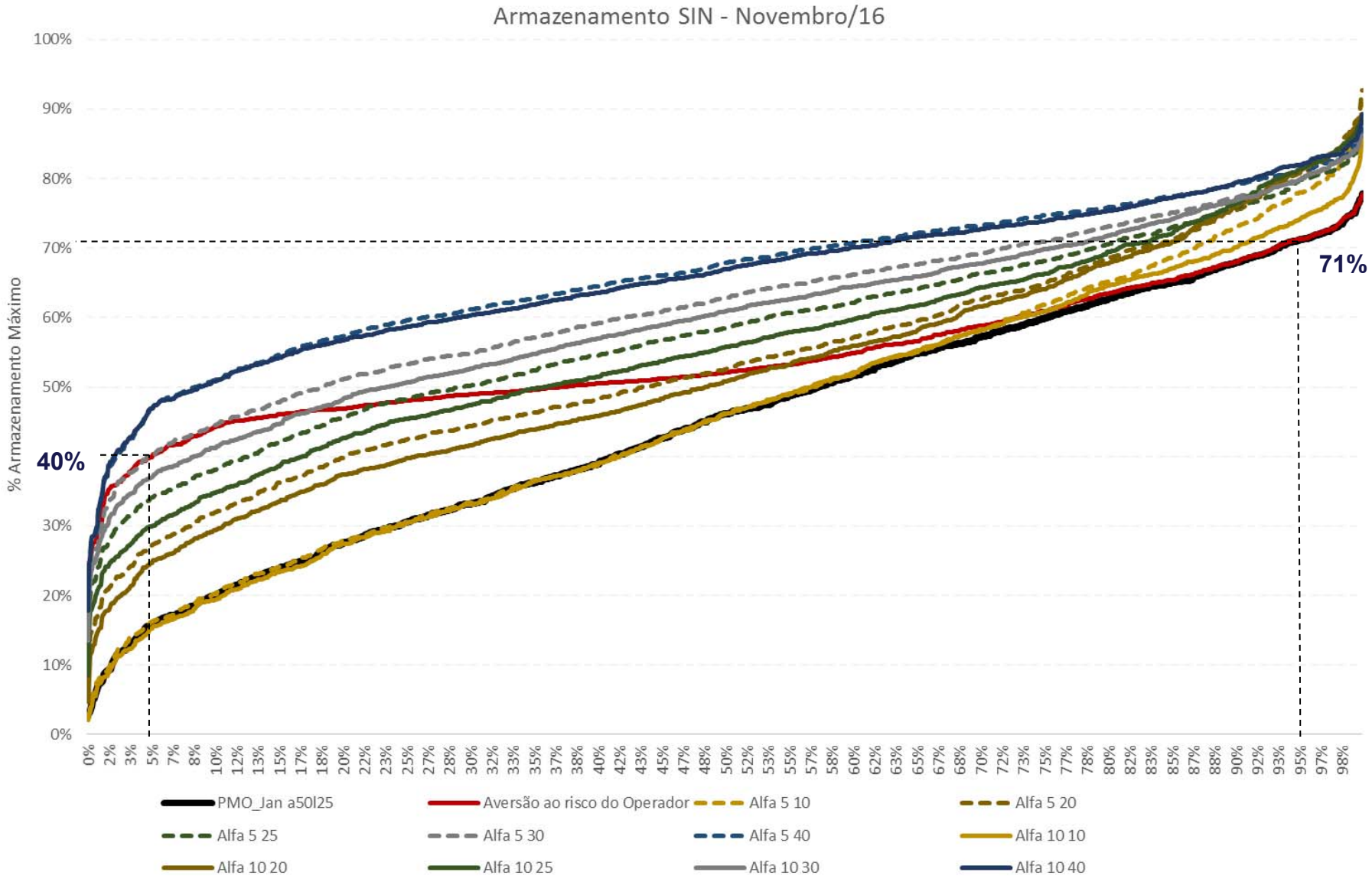
Premissas

- 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

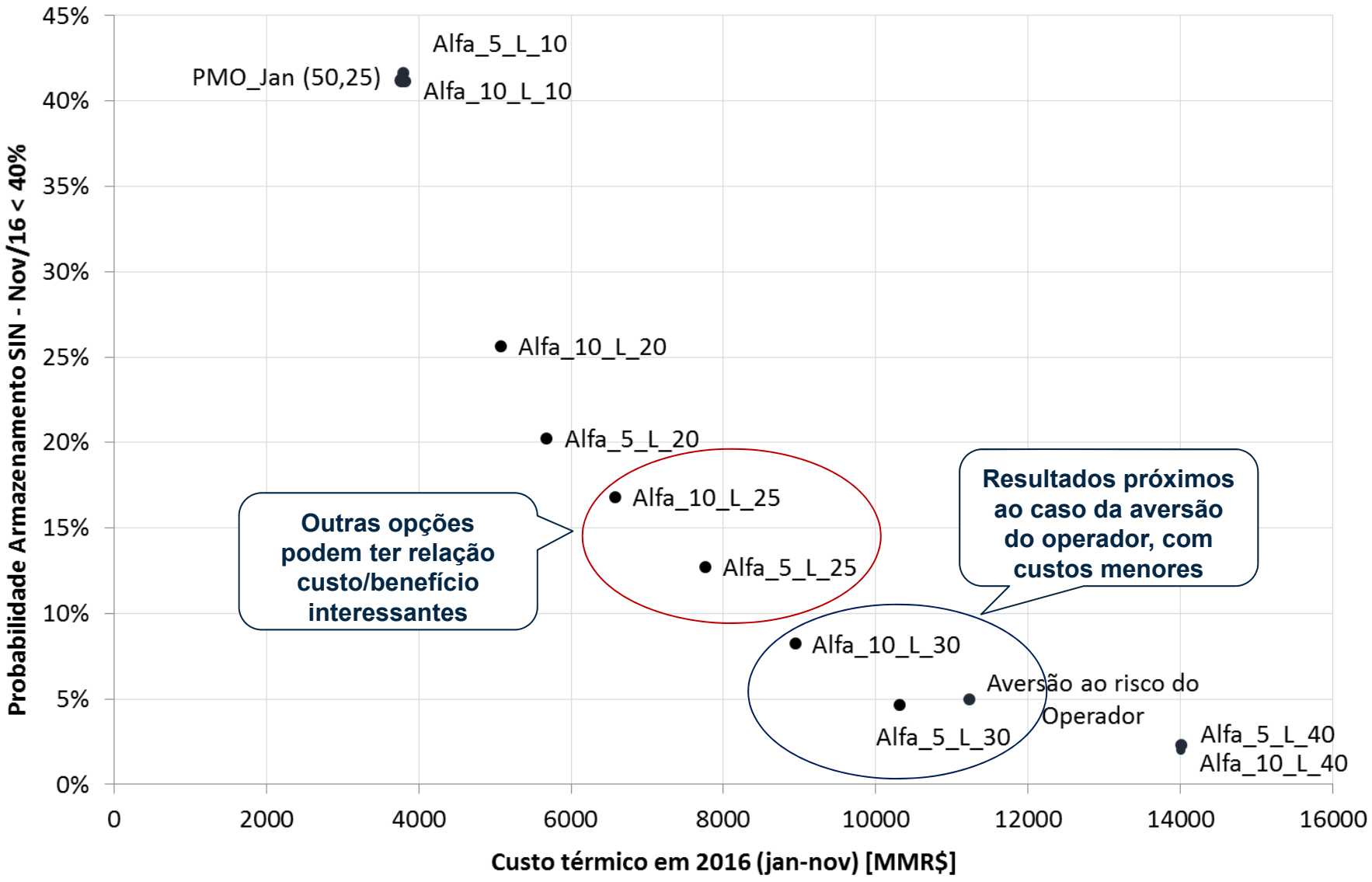
Temário

- 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

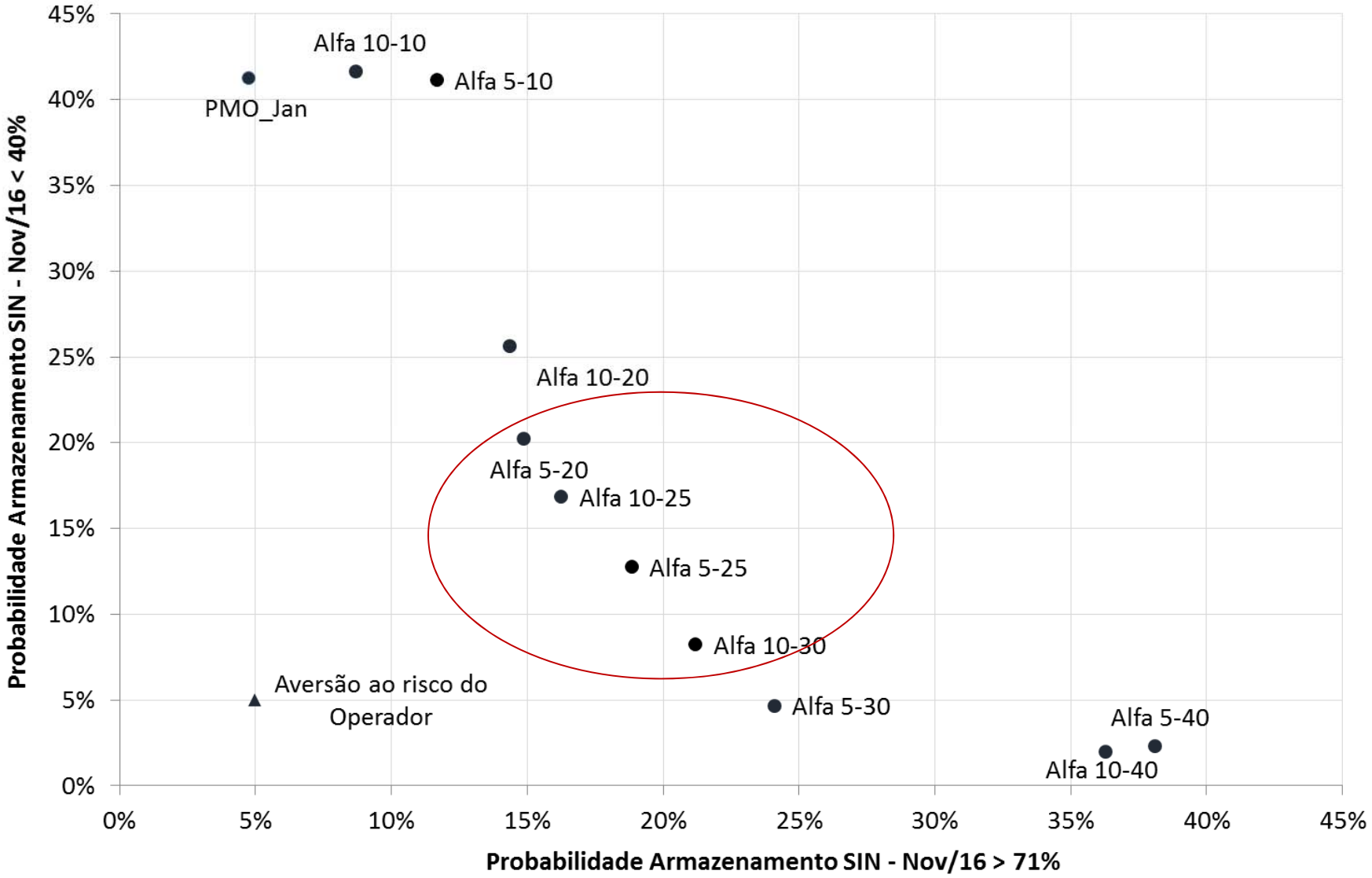
Distribuição de probabilidade acumulada do armazenamento de novembro/2016 para o SIN



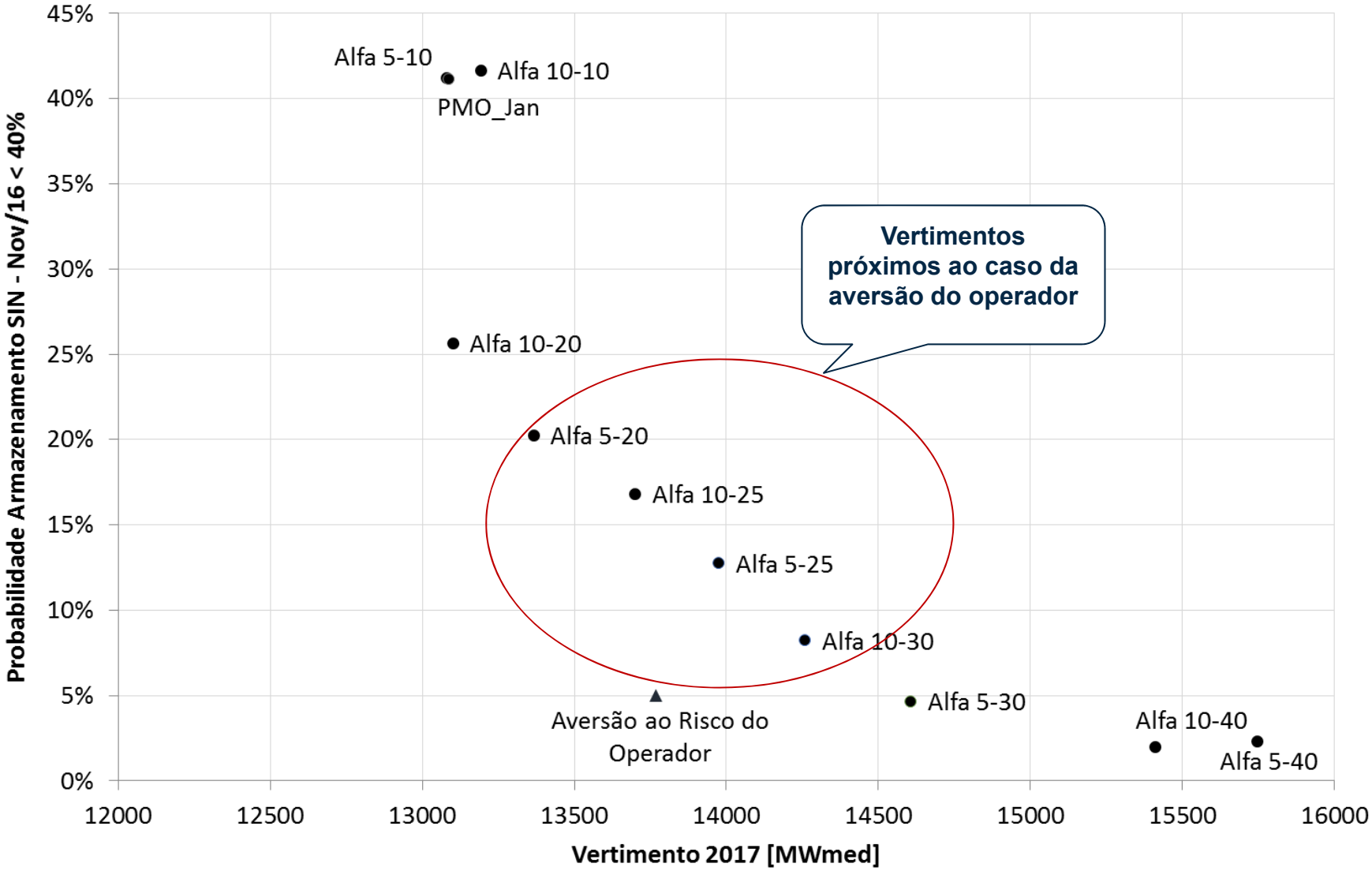
Custo térmico vs Armazenamento Nov/16



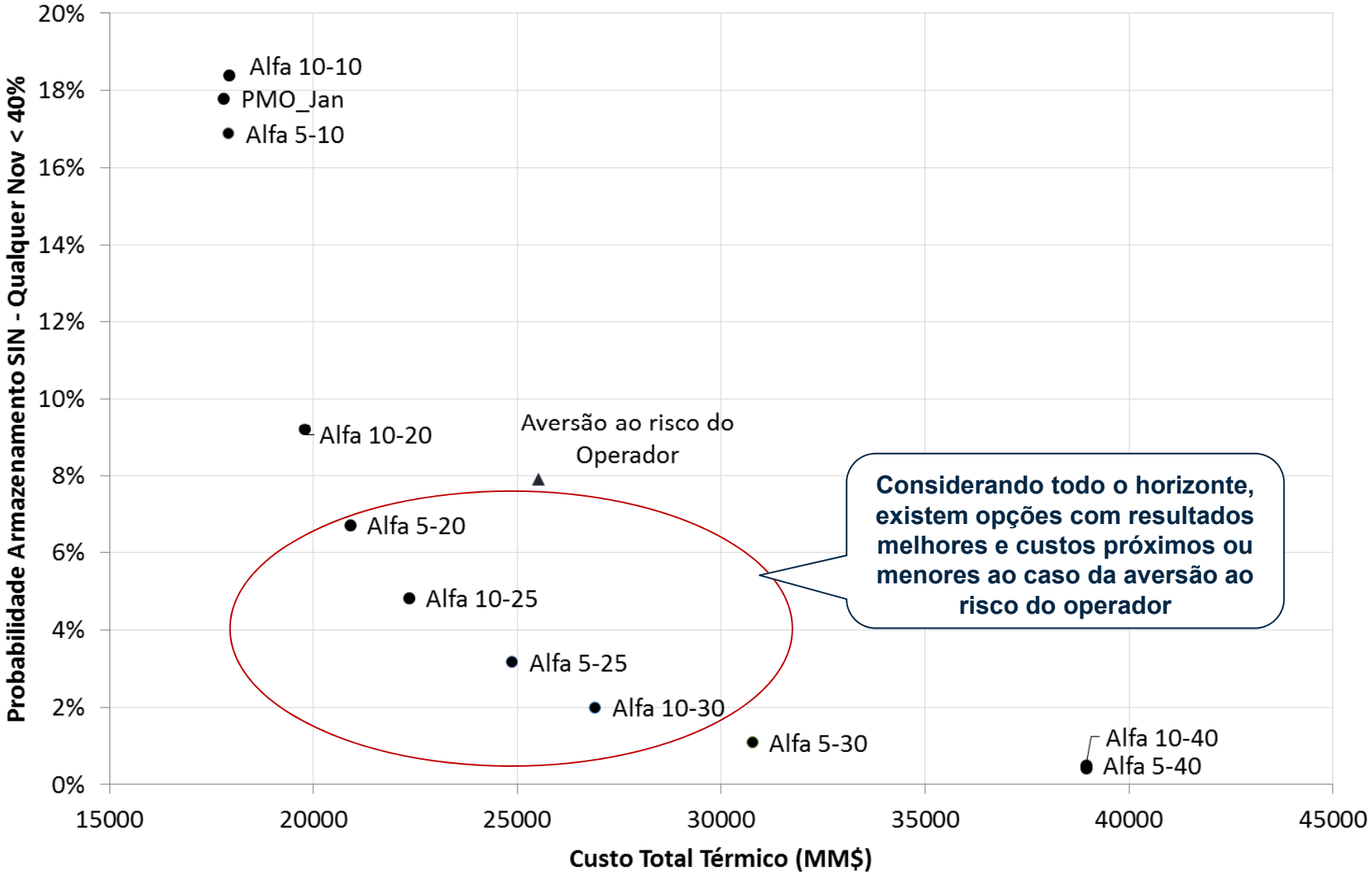
Mínimo arrependimento – Armazenamento Nov/16



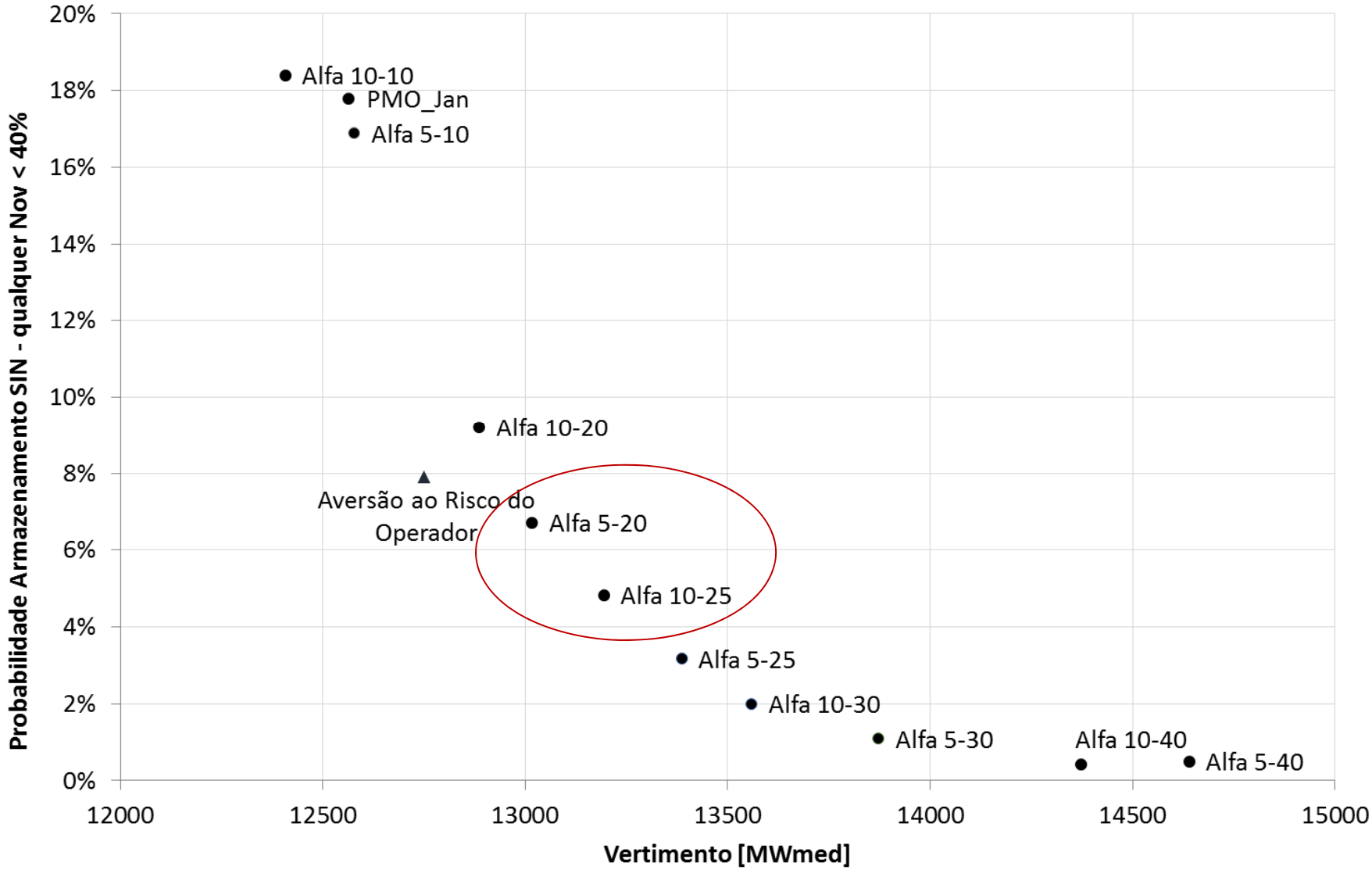
Vertimento 2017 vs Armazenamento Nov/16



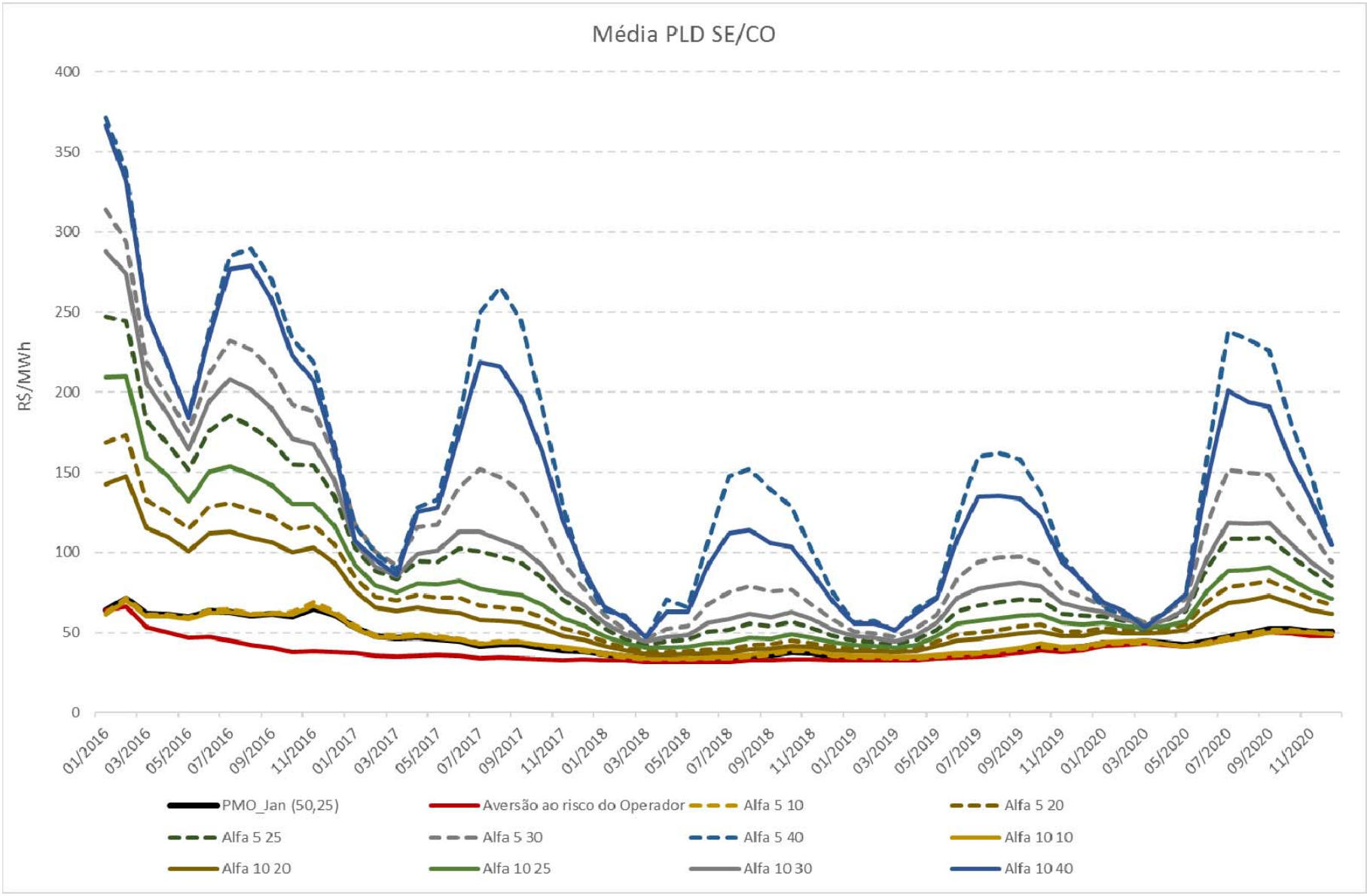
Custo térmico vs Armazenamento – qualquer novembro



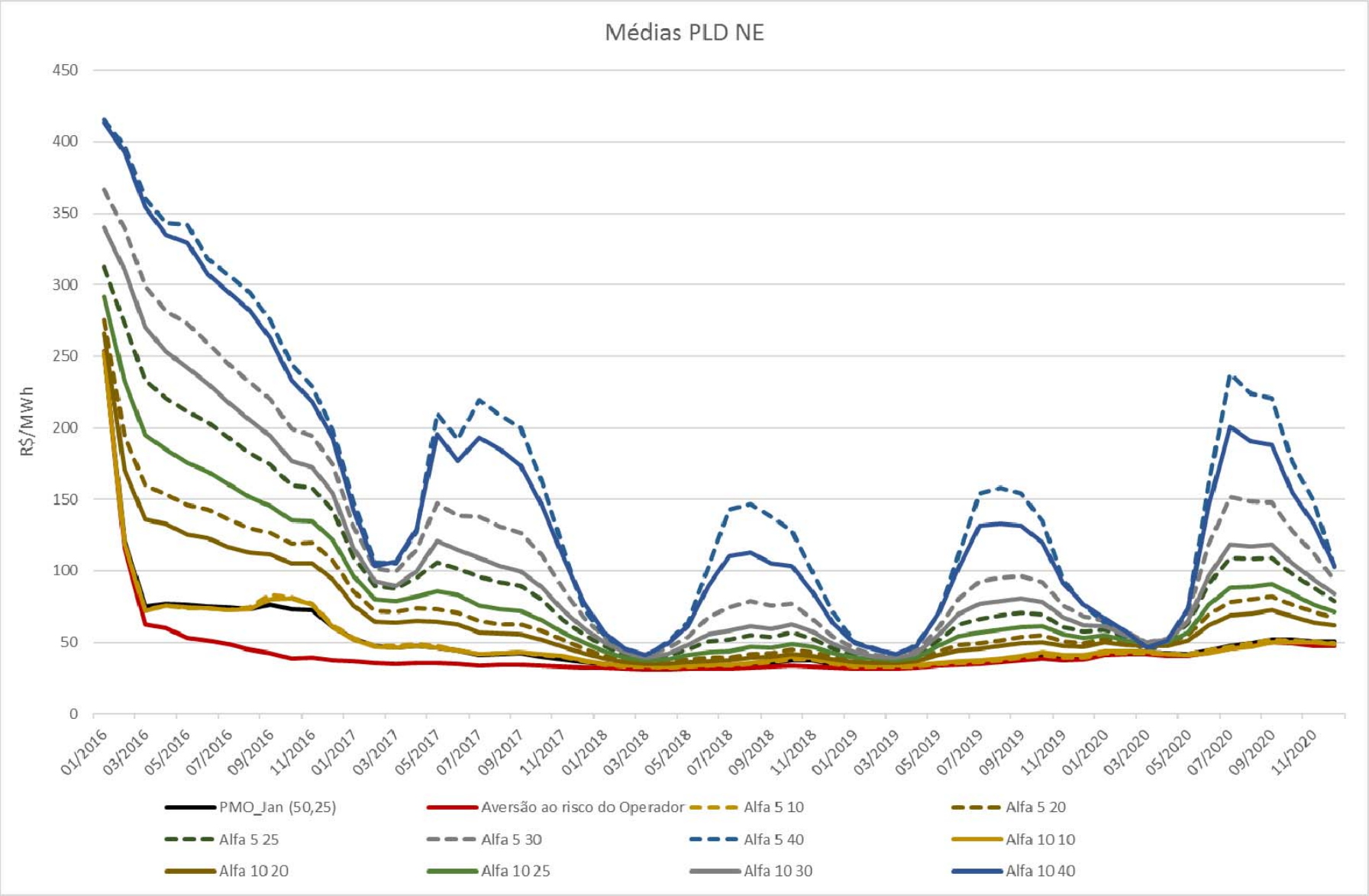
Vertimento médio vs Armazenamento - qualquer novembro



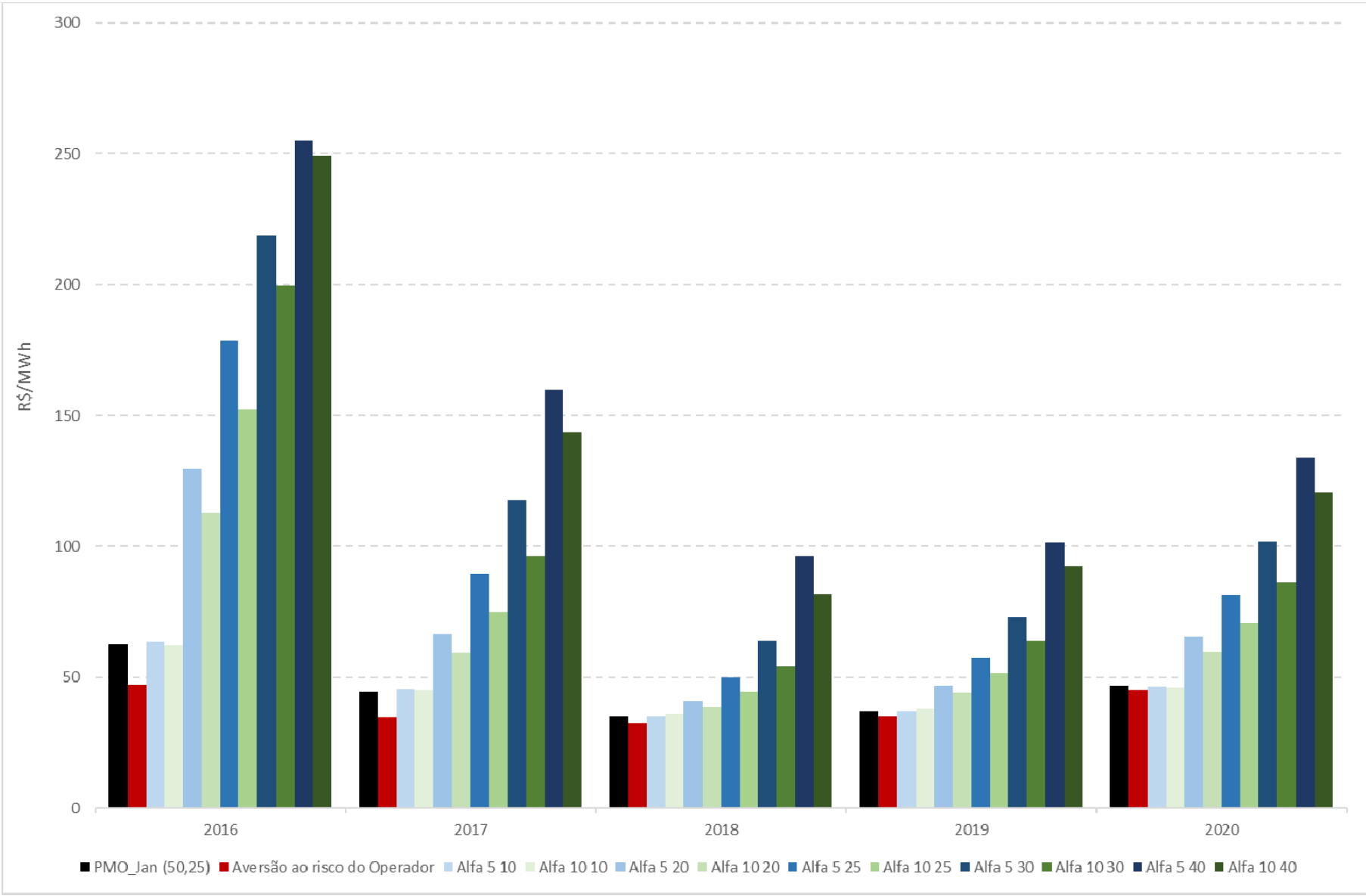
Média dos PLD – SE/CO



Média dos PLD – NE



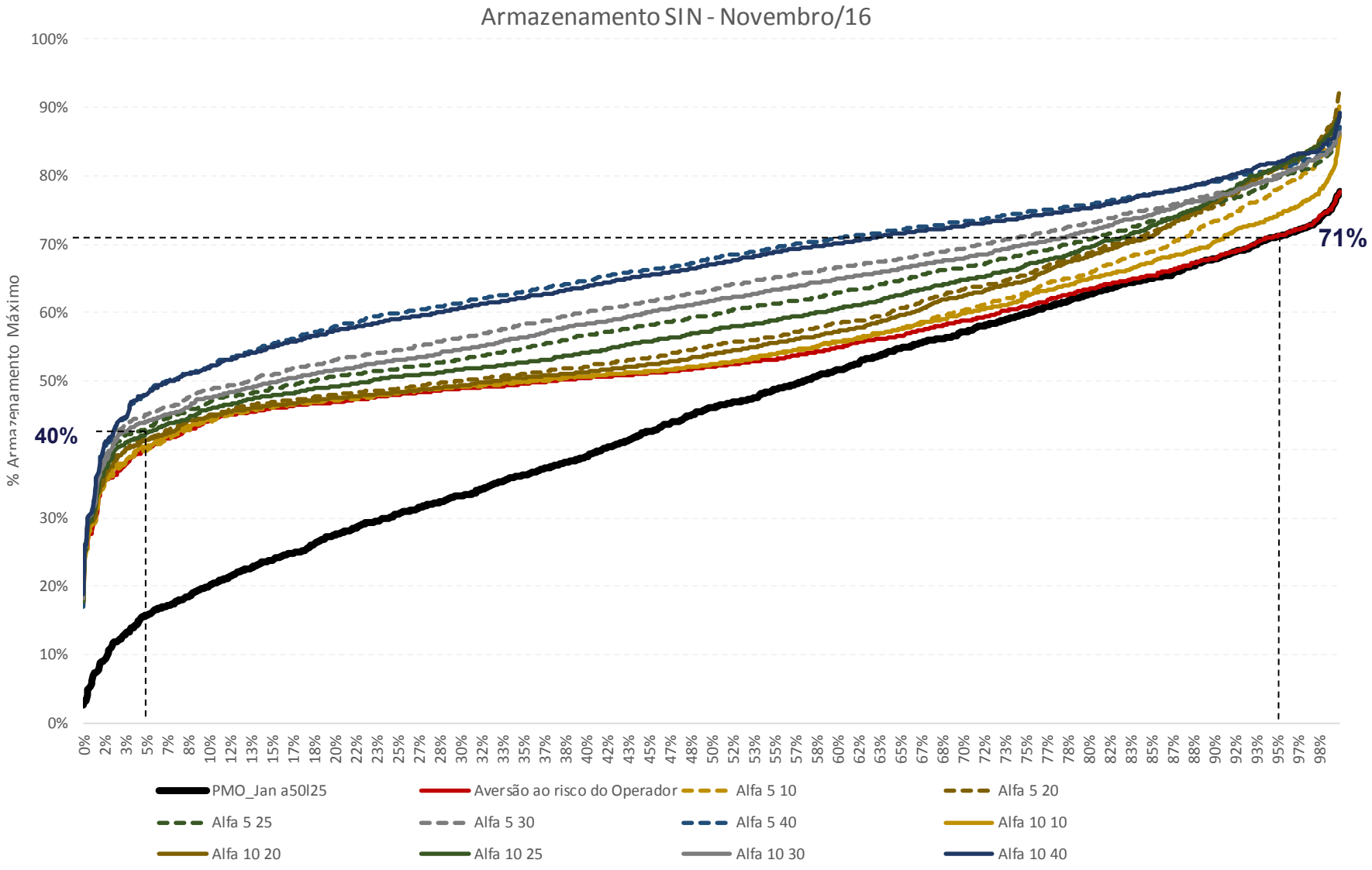
PLD médio Anual – SE/CO



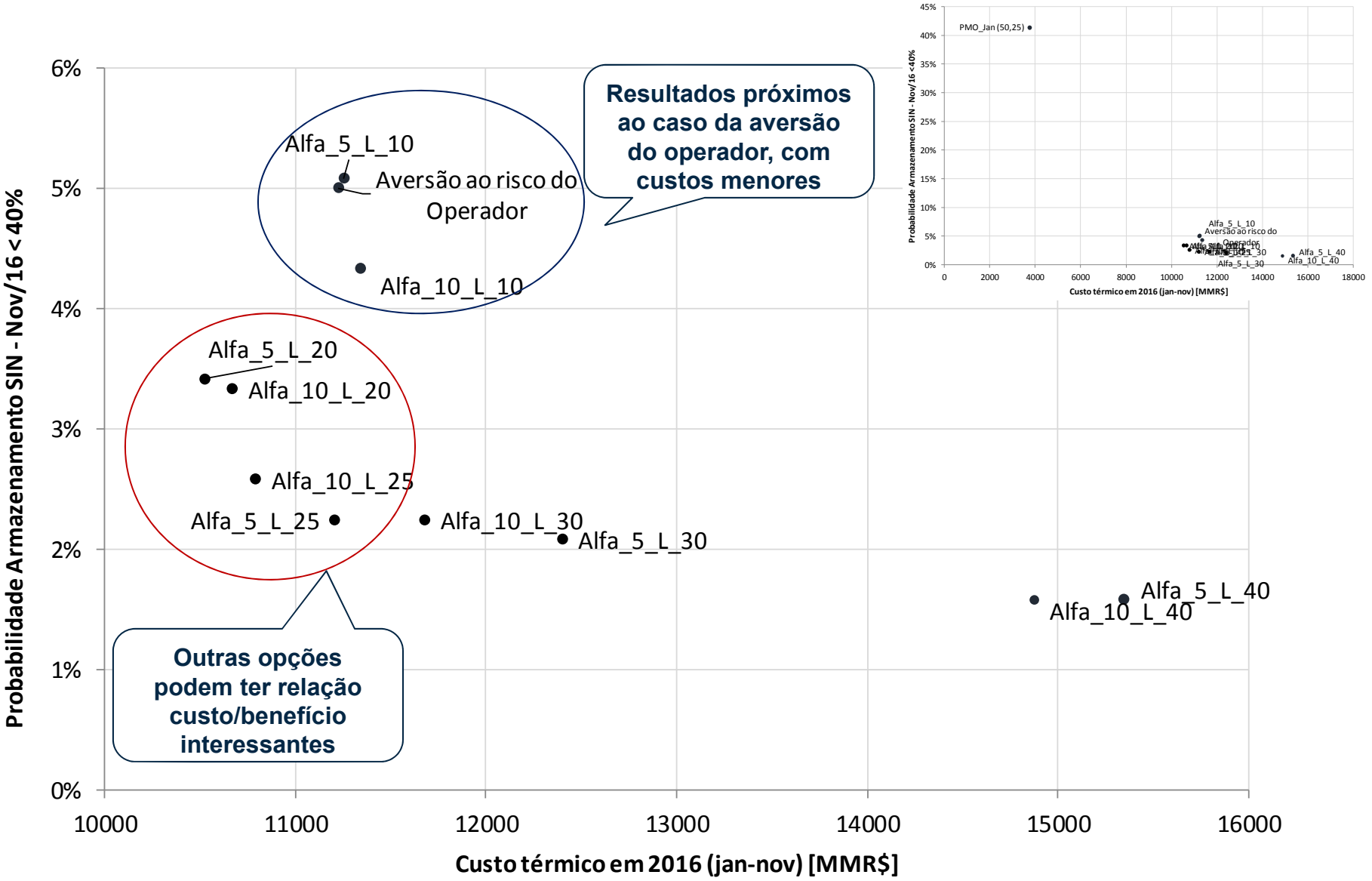
Temário

- 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

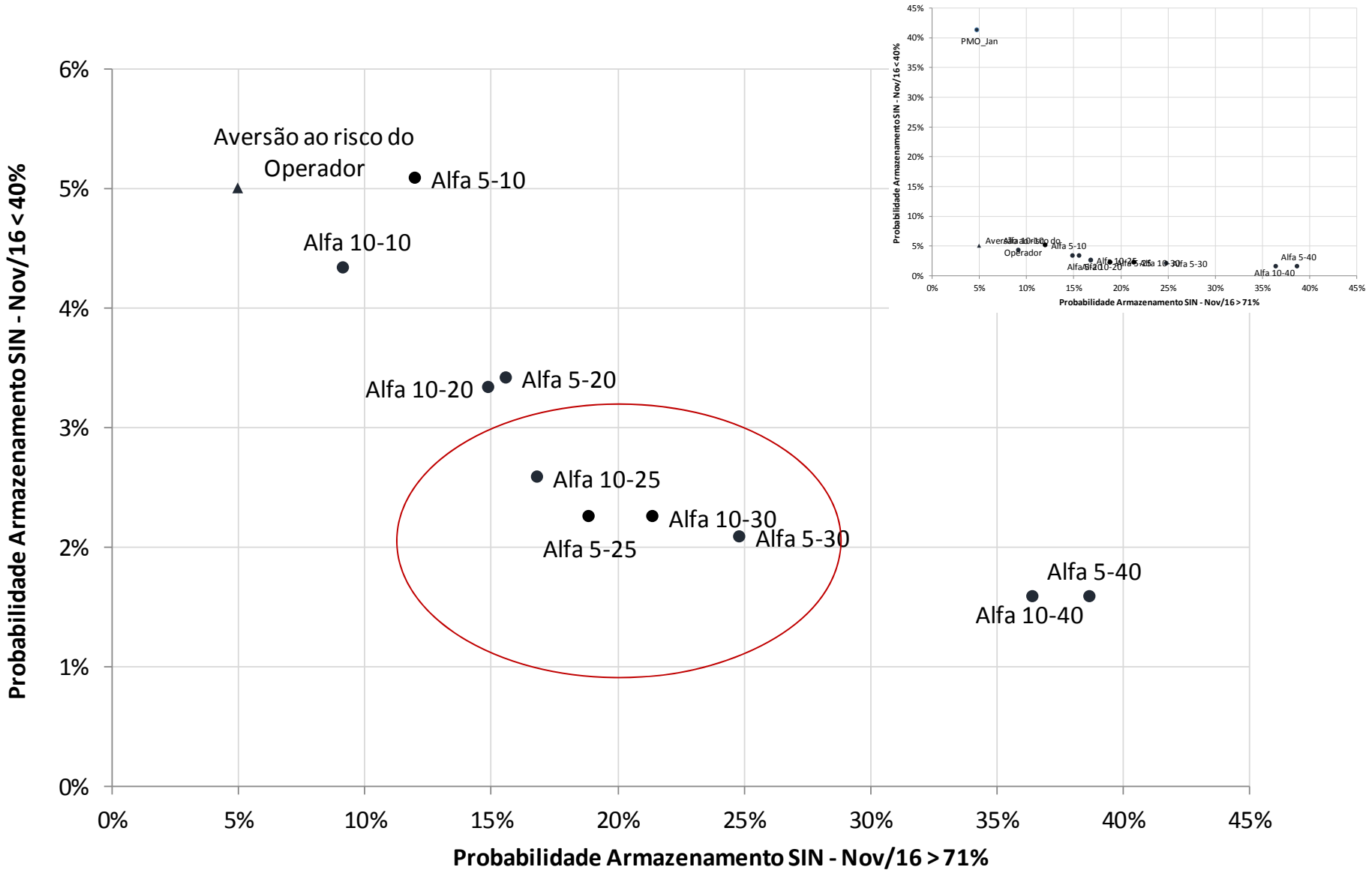
Distribuição de probabilidade acumulada do armazenamento de novembro/2016 para o SIN



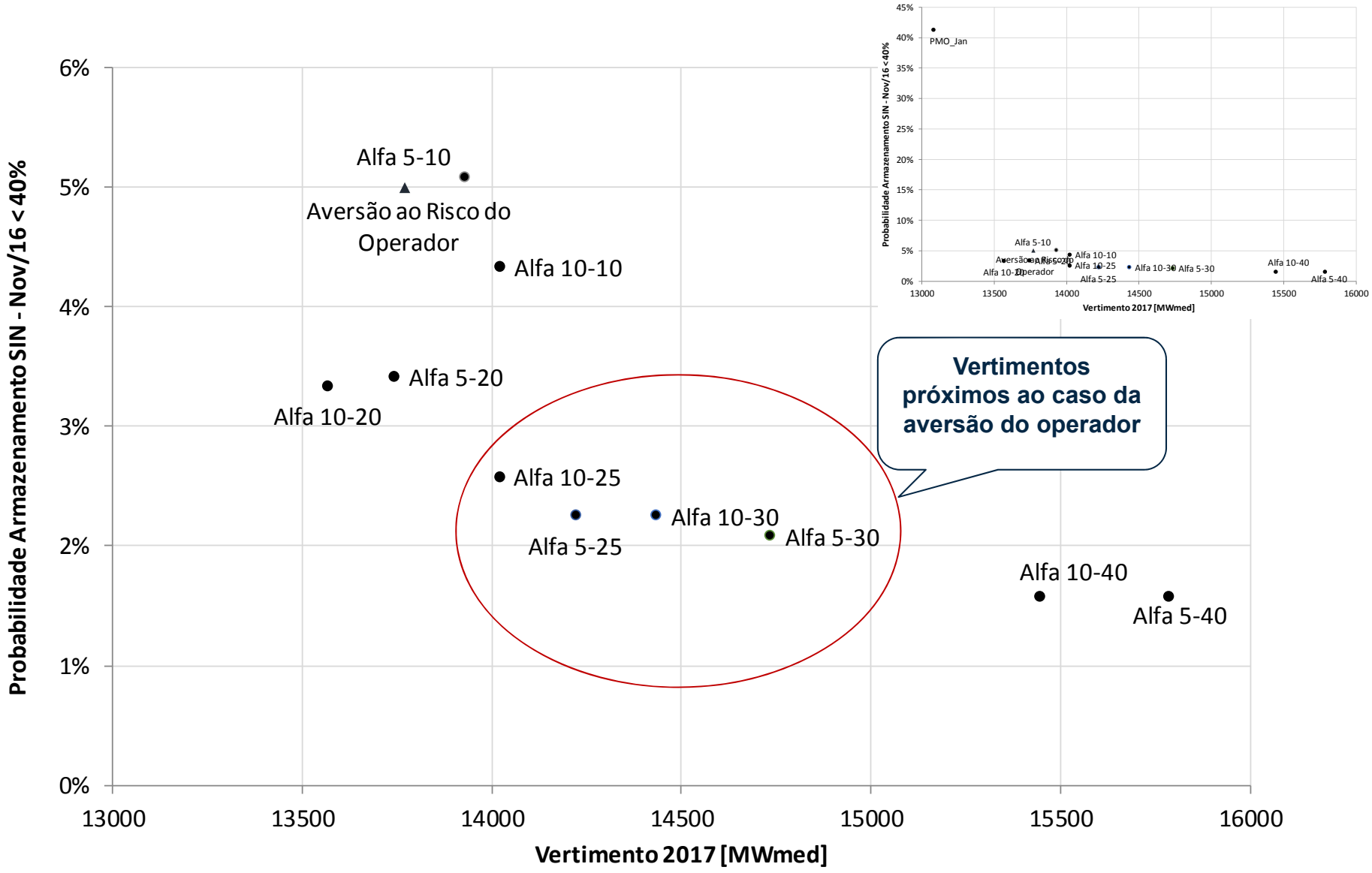
Custo térmico vs Armazenamento Nov/16



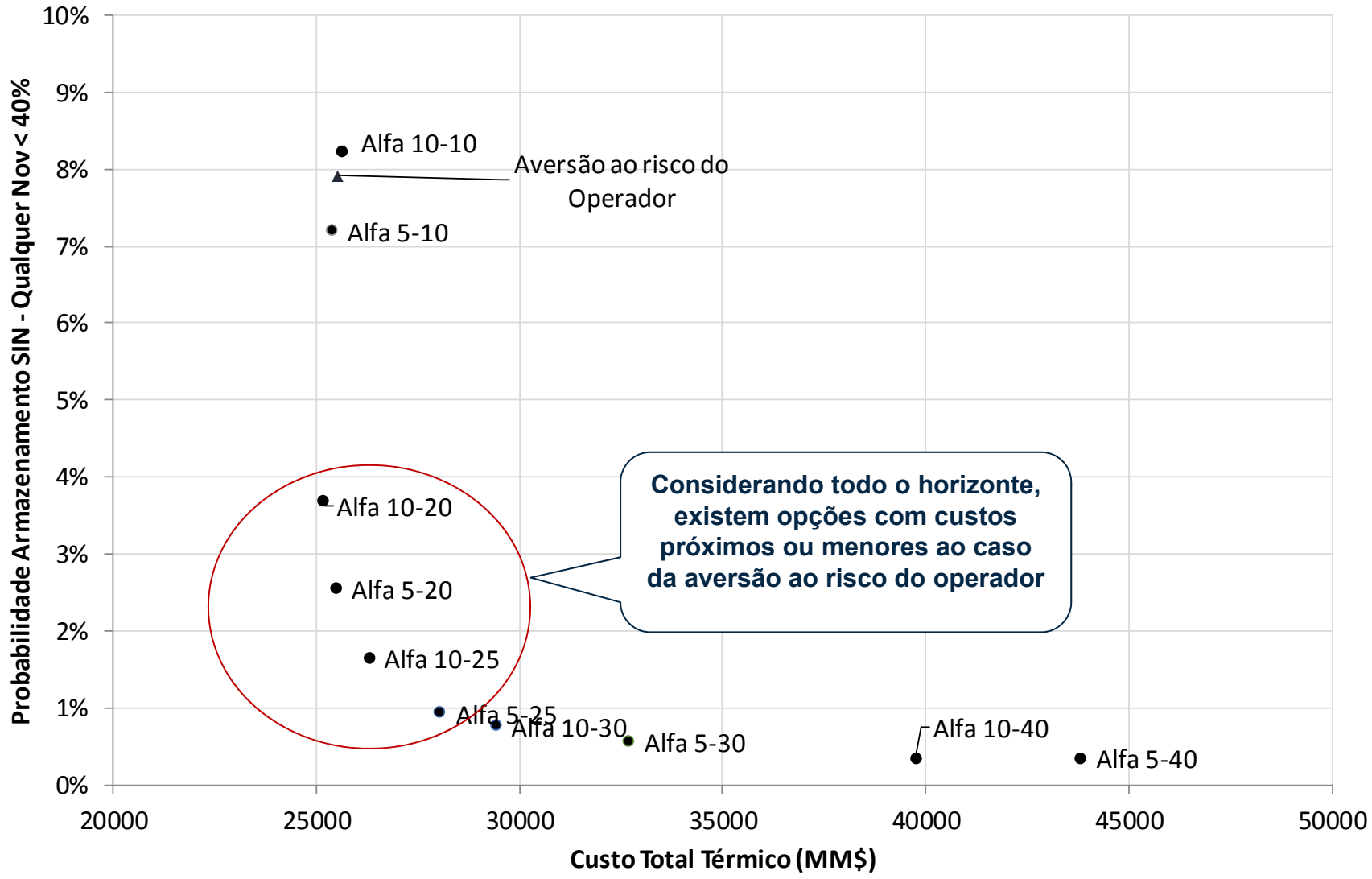
Mínimo arrependimento – Armazenamento Nov/16



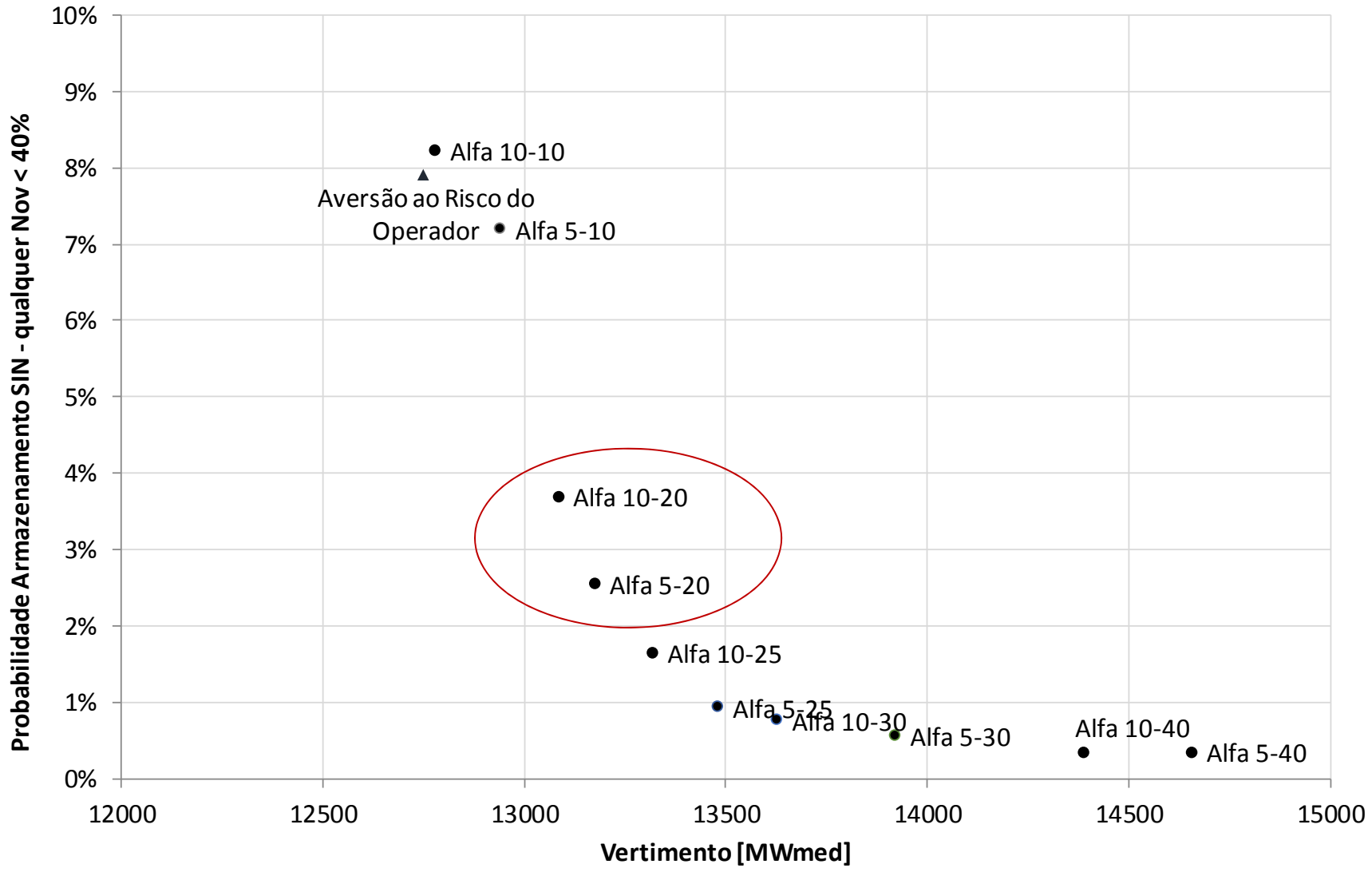
Vertimento 2017 vs Armazenamento Nov/16



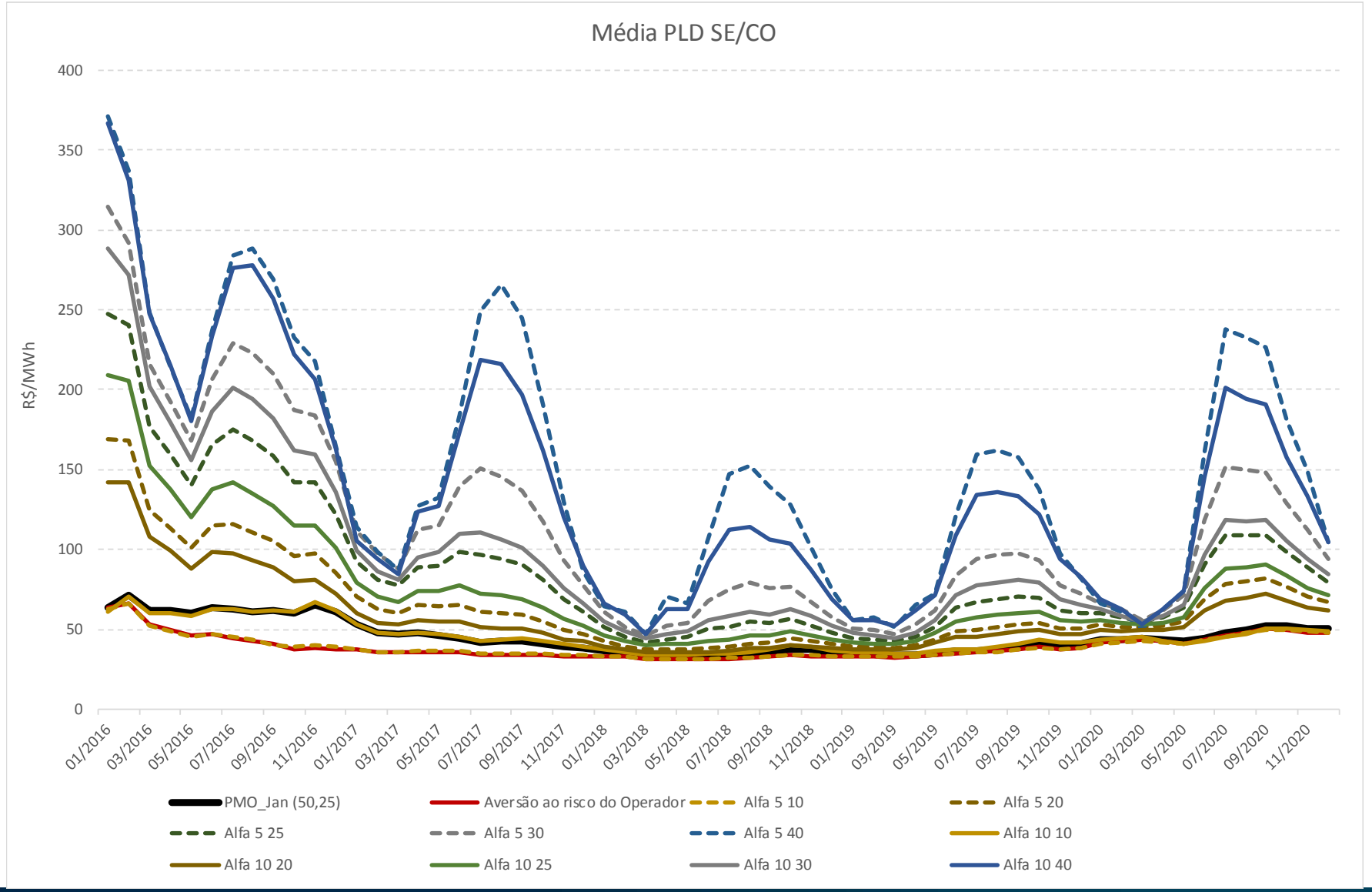
Custo térmico vs Armazenamento – qualquer novembro



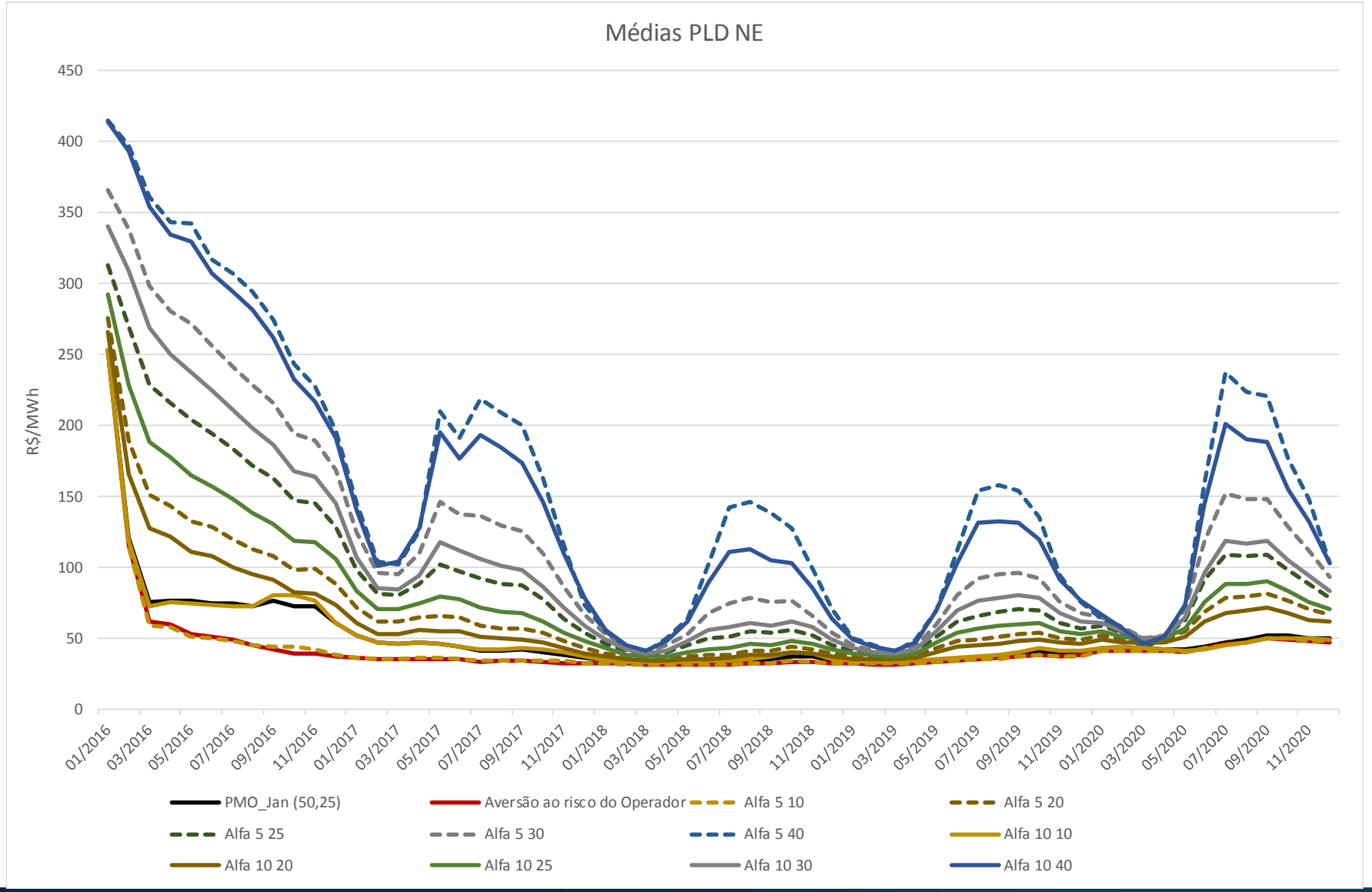
Vertimento médio vs Armazenamento - qualquer novembro



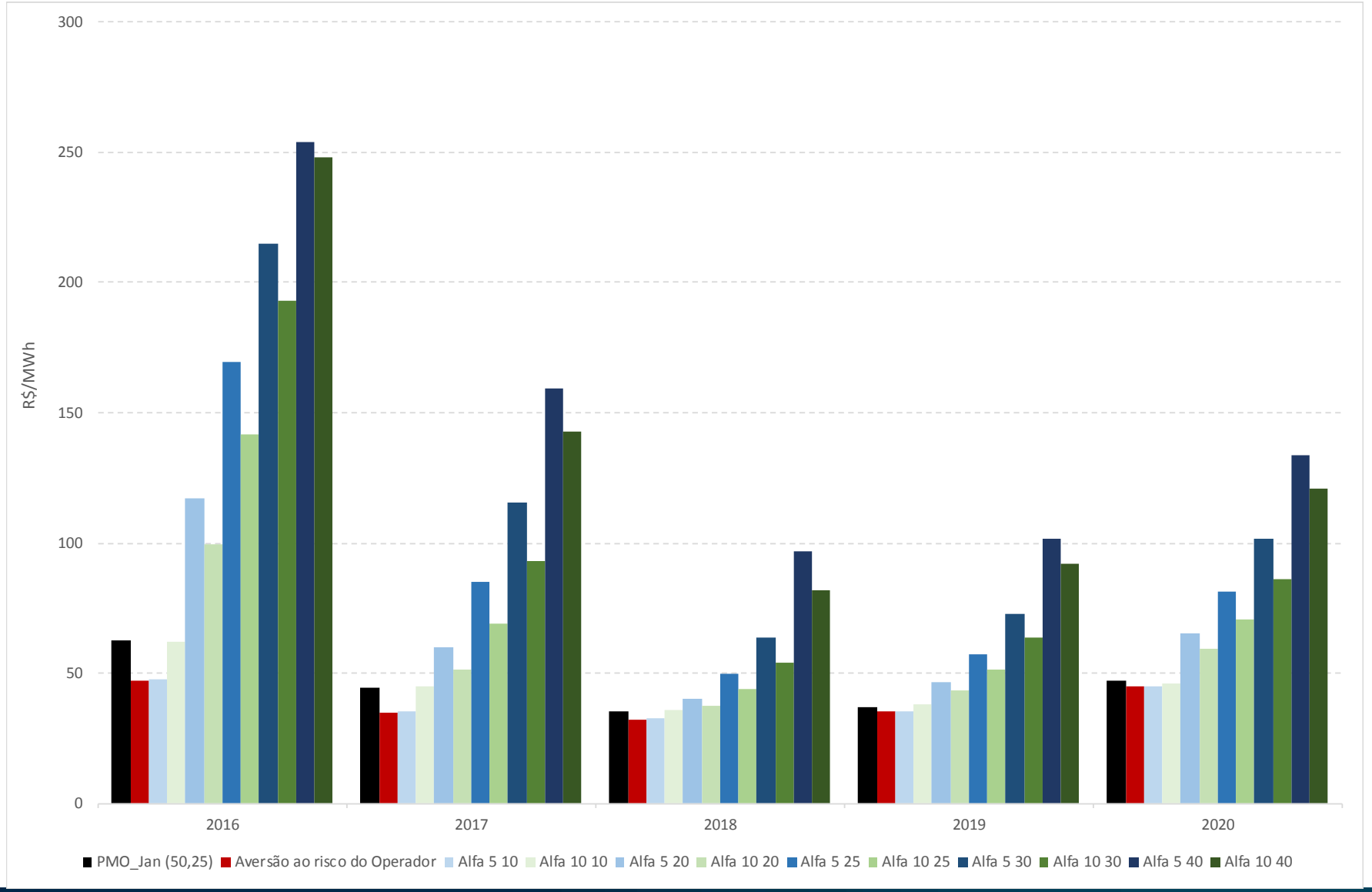
Média dos PLD – SE/CO



Média dos PLD – NE



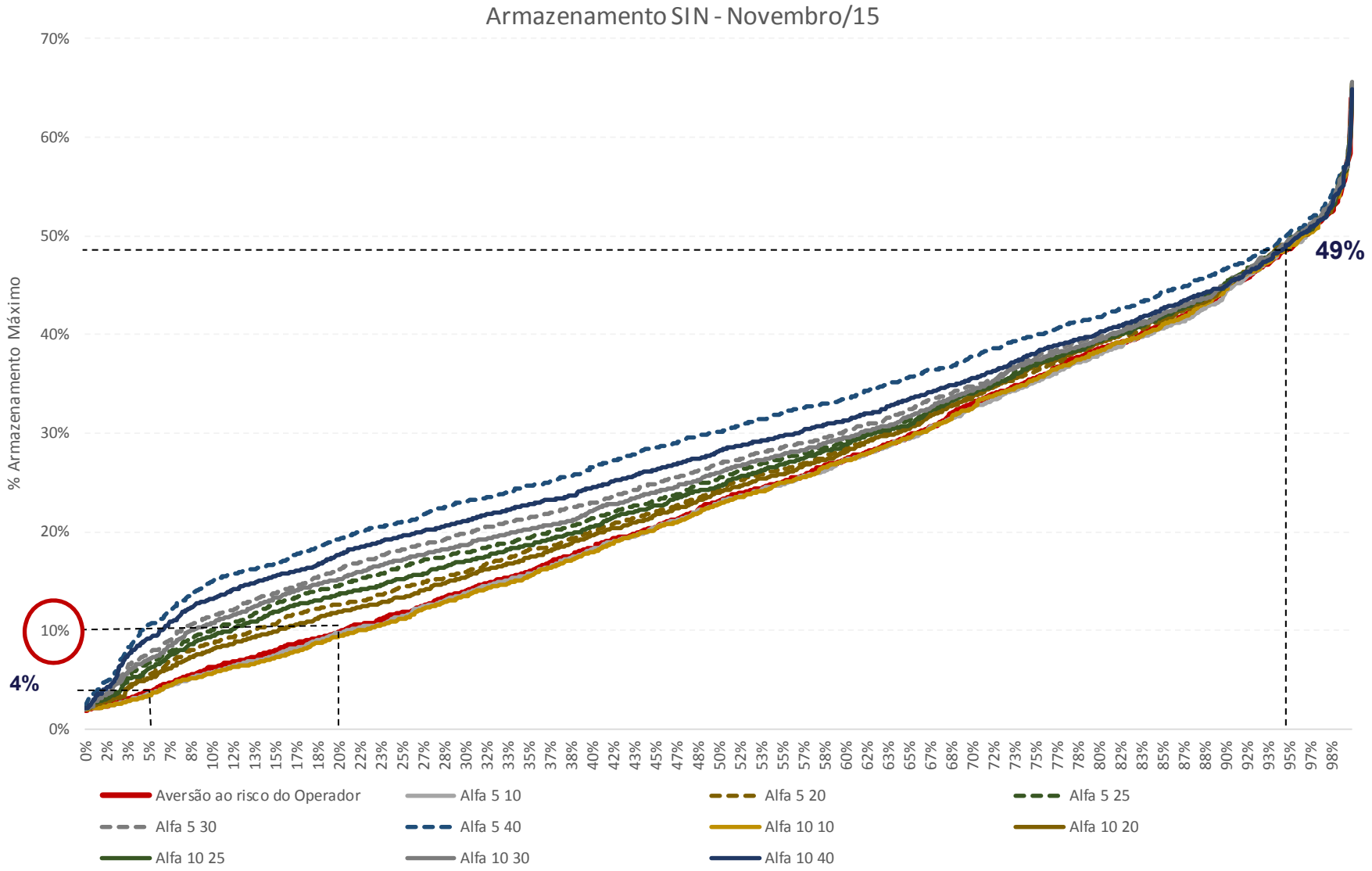
PLD médio Anual – SE/CO



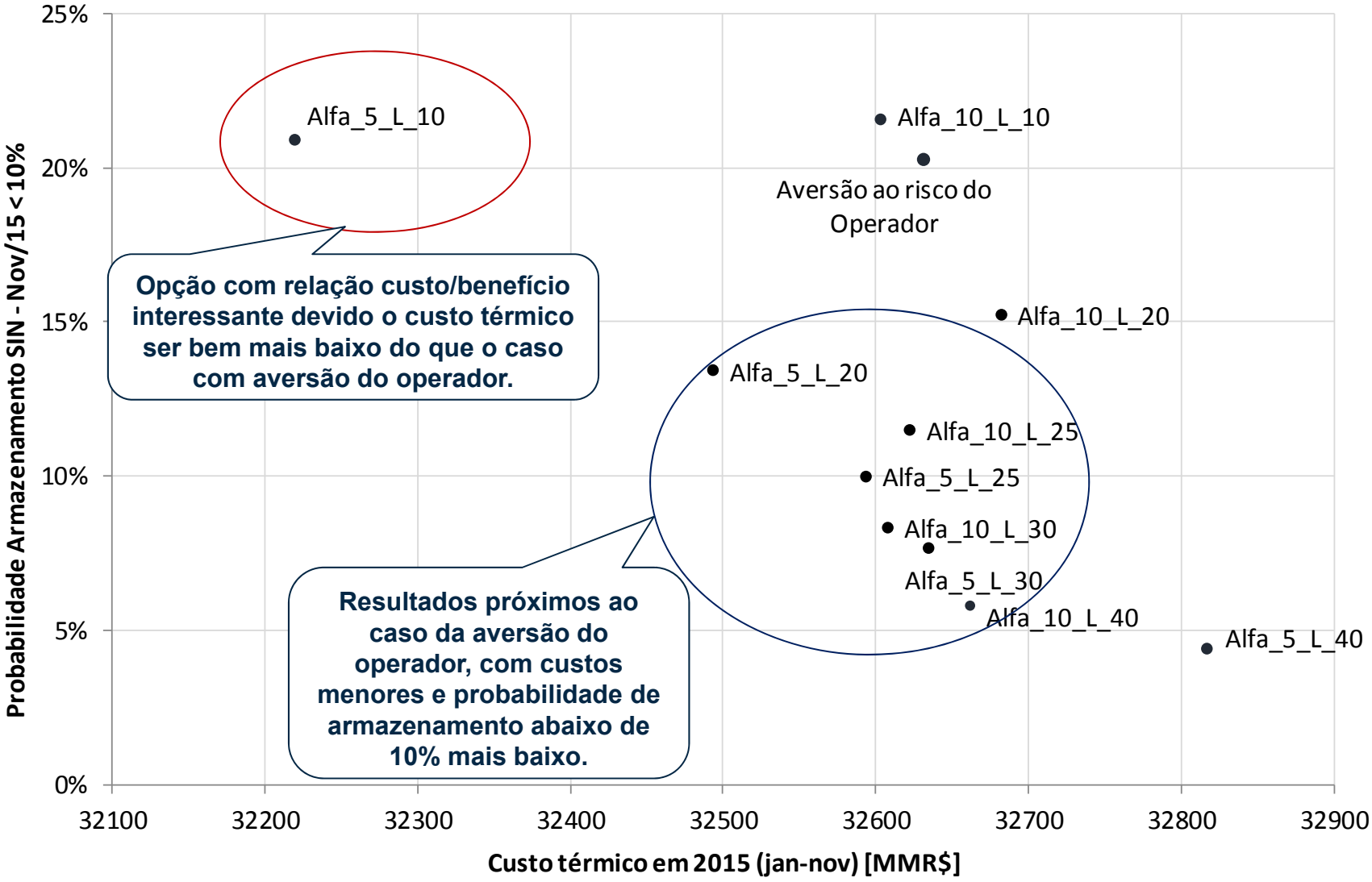
Temário

- 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

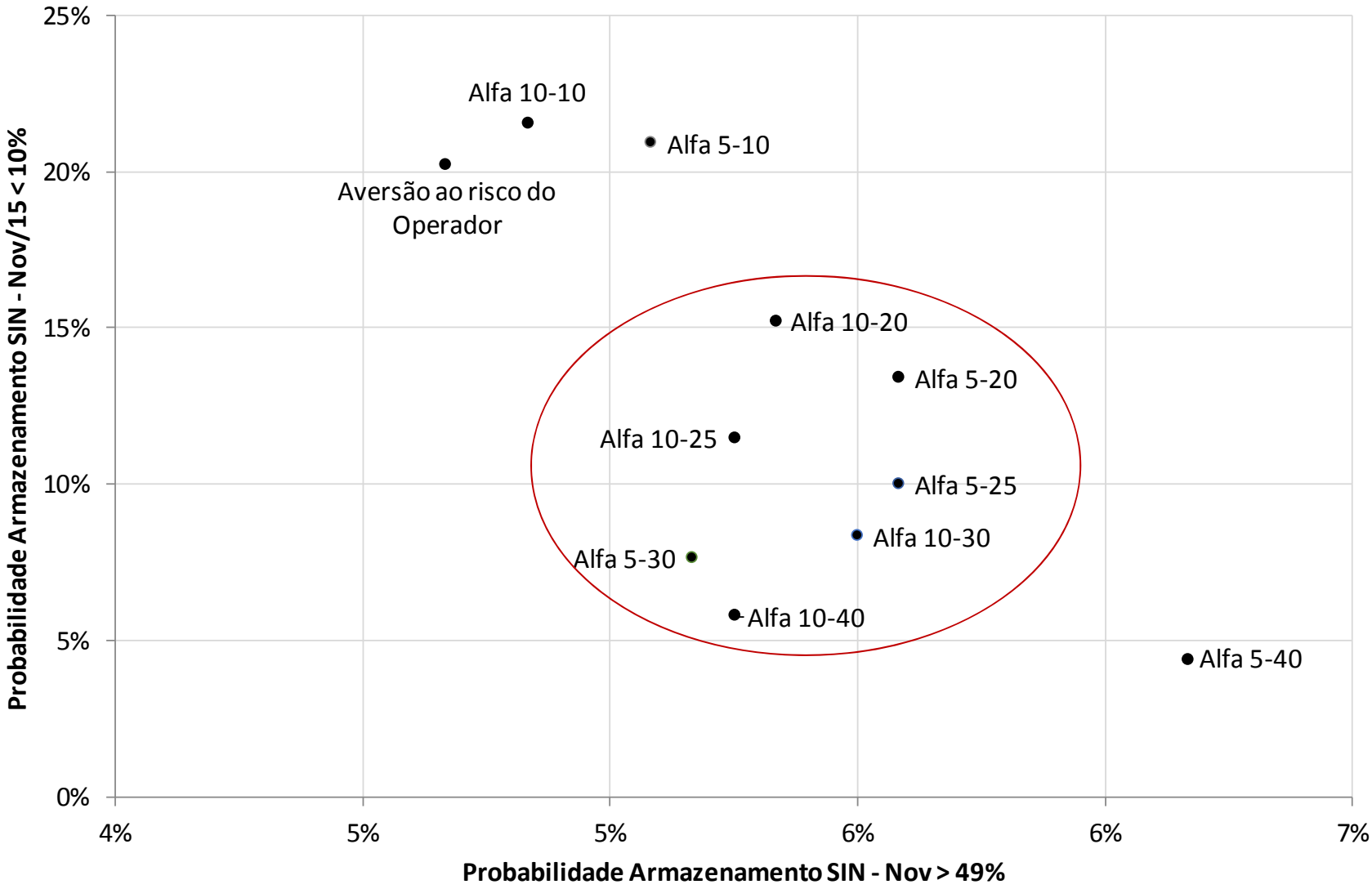
Distribuição de probabilidade acumulada do armazenamento de novembro/2016 para o SIN



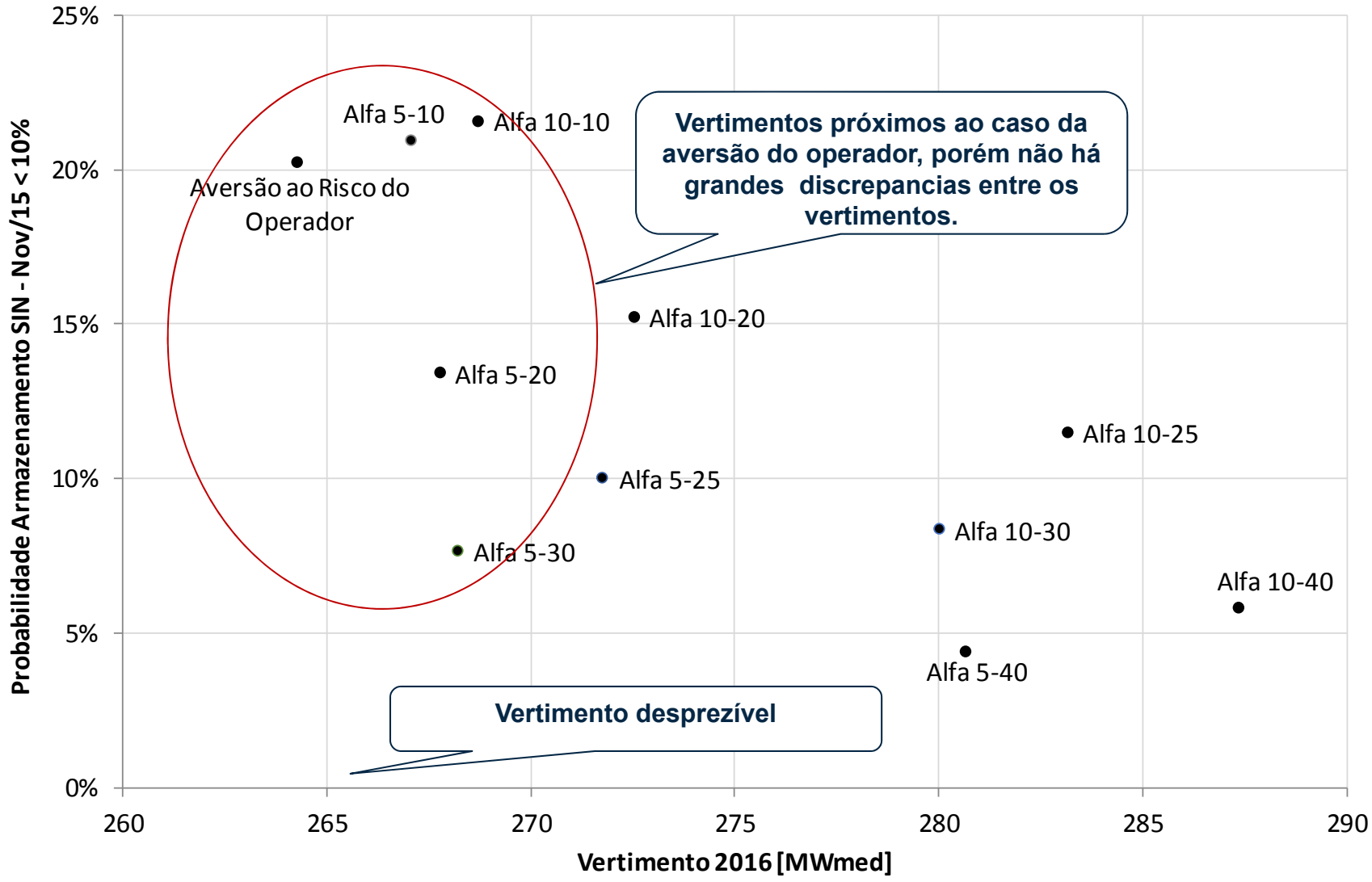
Custo térmico vs Armazenamento Nov/15



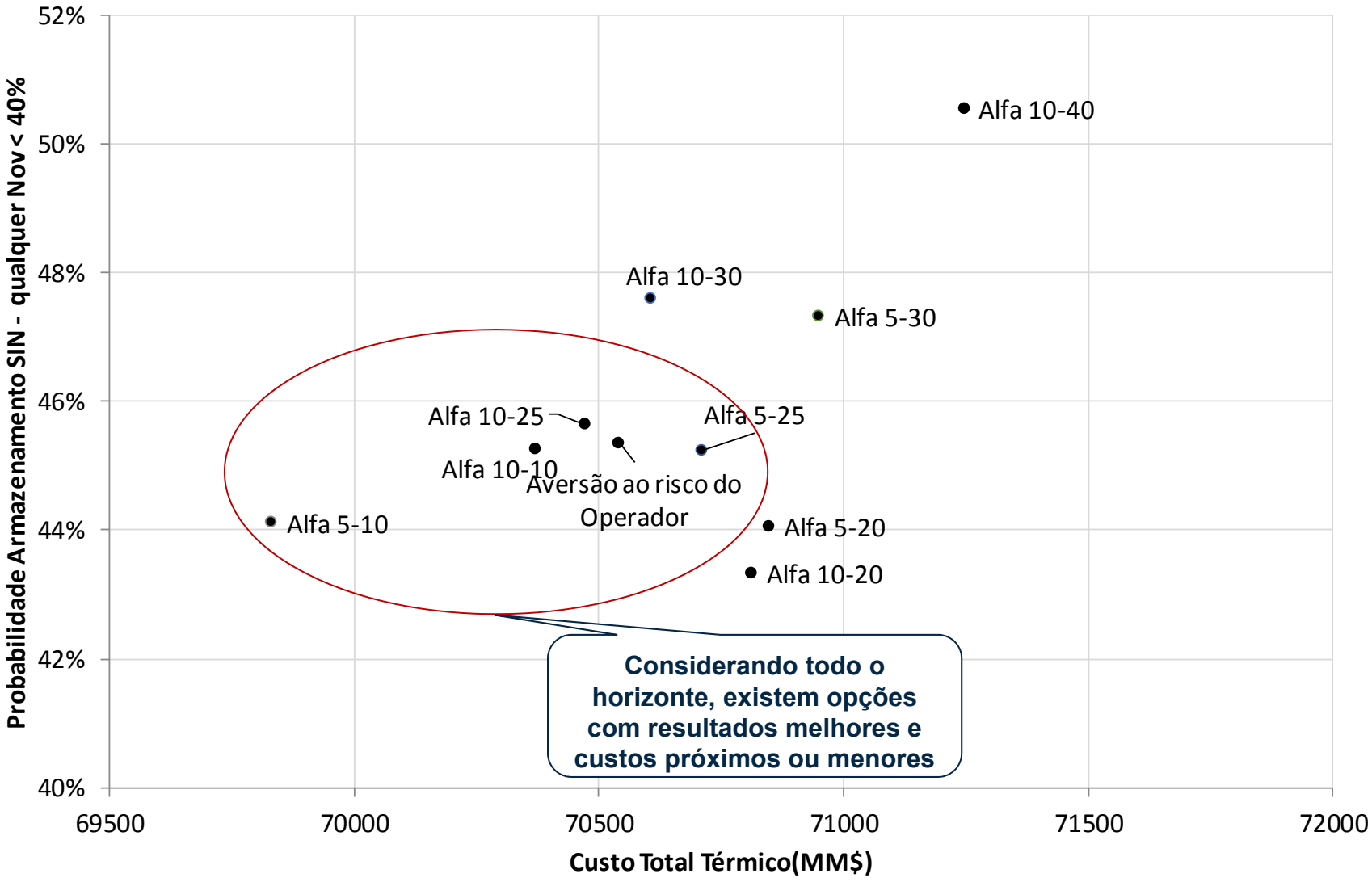
Mínimo arrependimento – Armazenamento Nov/15



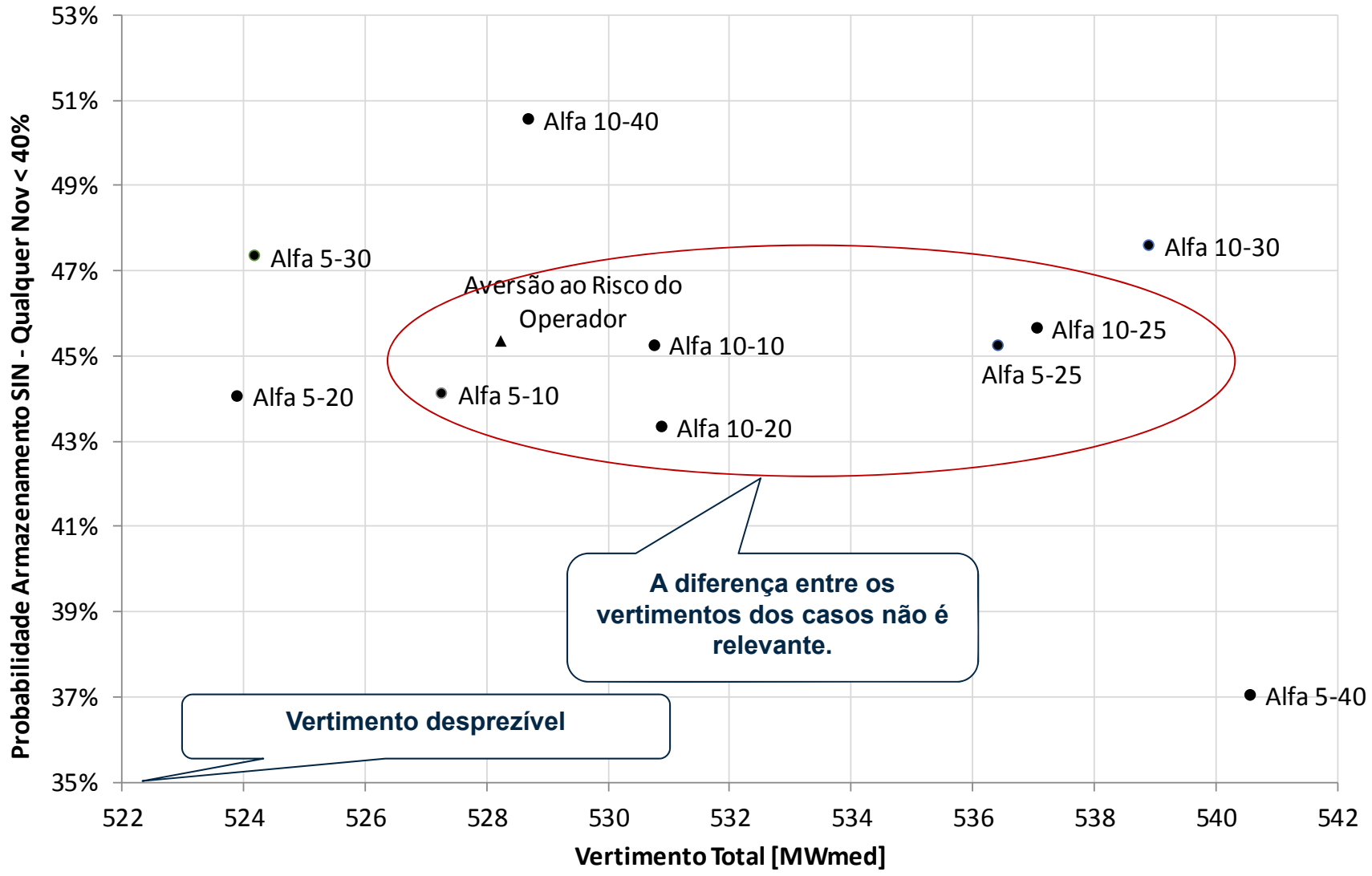
Vertimento 2016 vs Armazenamento Nov/15



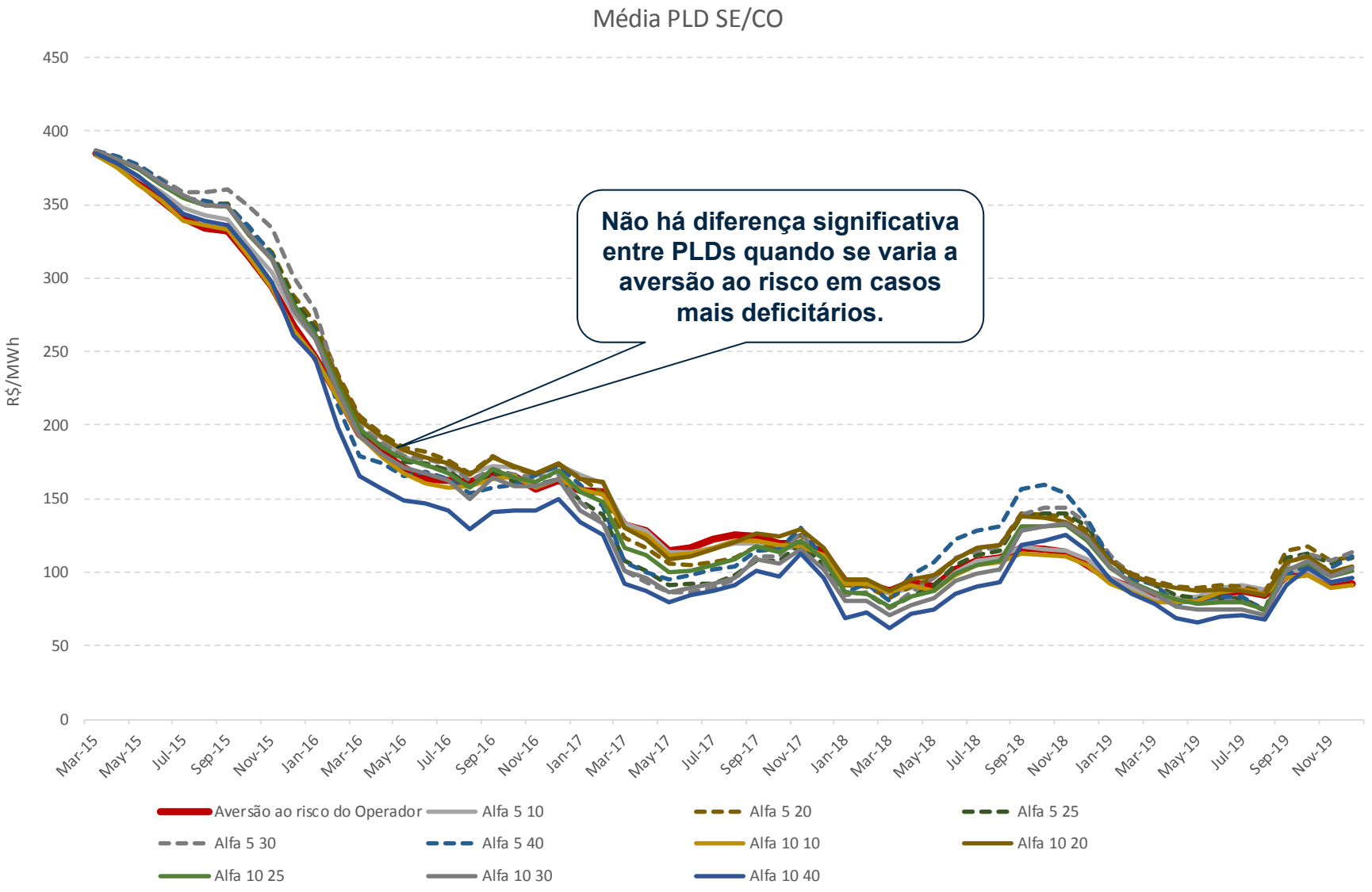
Custo térmico vs Armazenamento – qualquer novembro



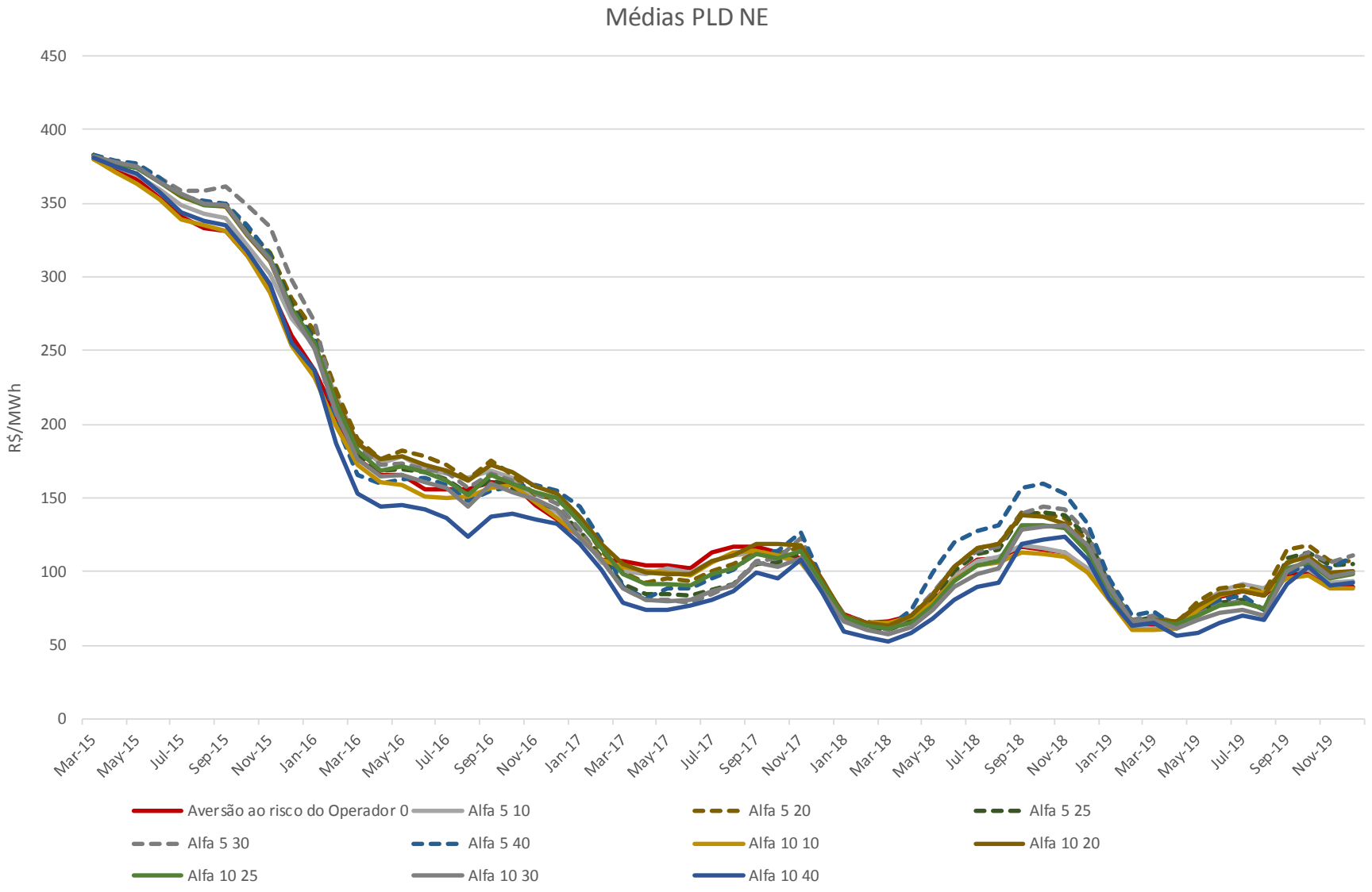
Vertimento médio vs Armazenamento - qualquer novembro



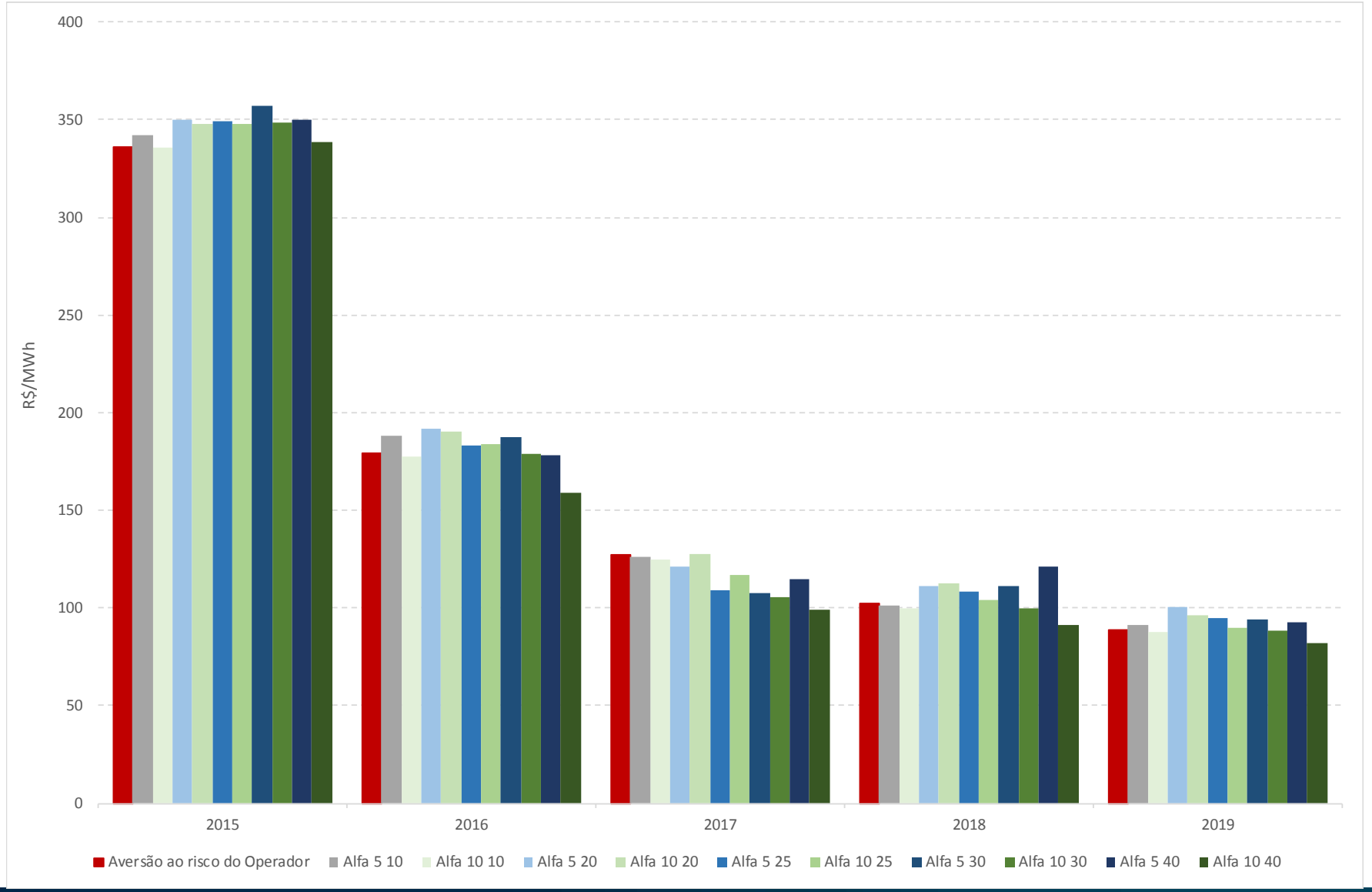
Média dos PLD – SE/CO



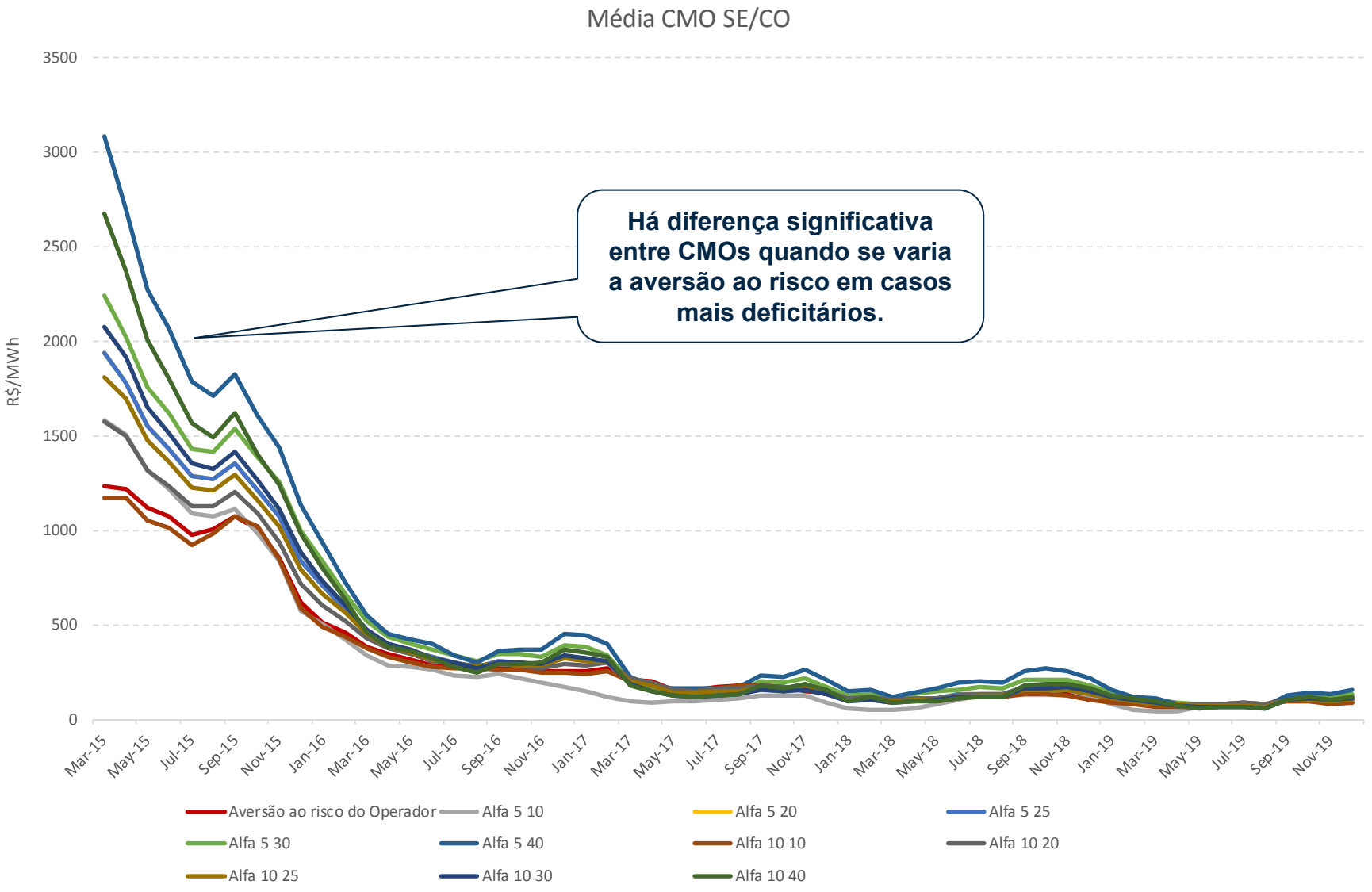
Média dos PLD – NE



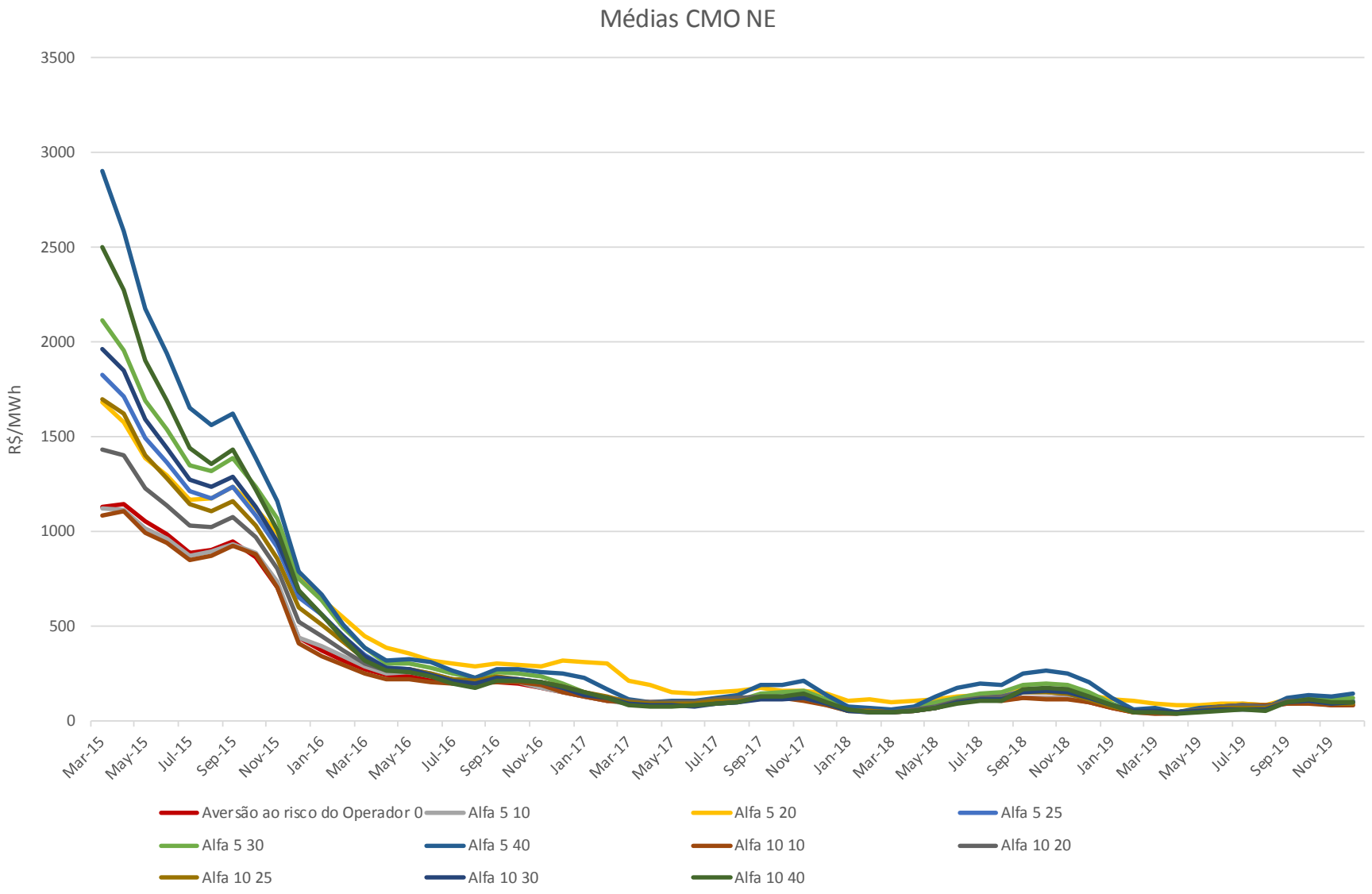
PLD médio Anual – SE/CO



Média dos CMOs – SE/CO



Média dos CMOs – NE

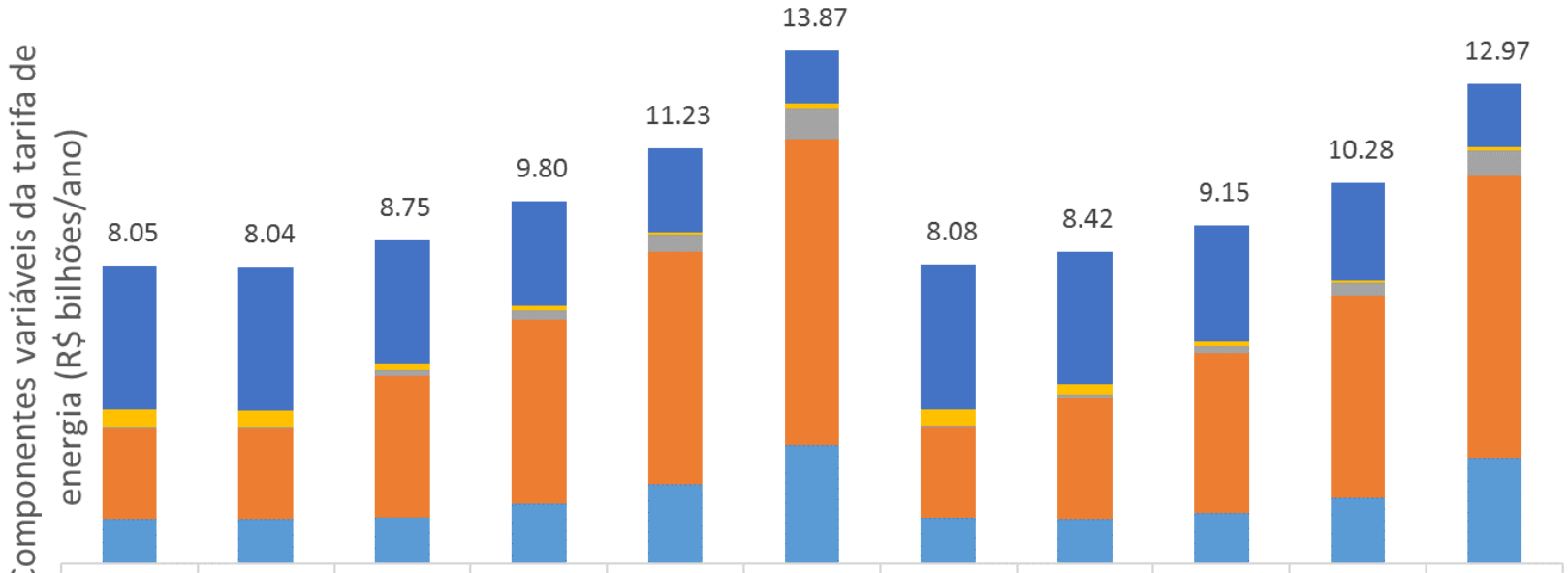


Temário

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

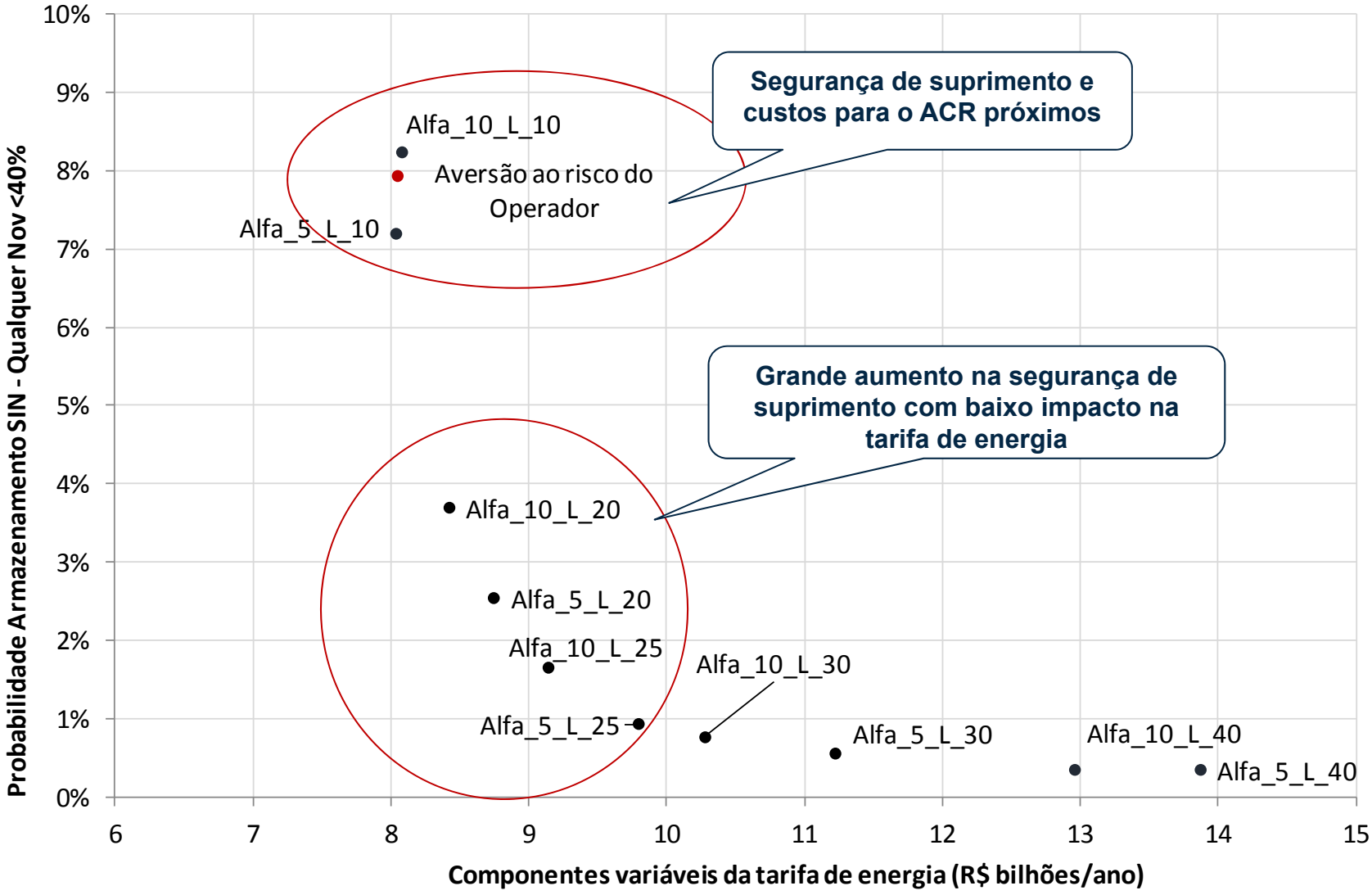
Impacto nos custos variáveis do ACR

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



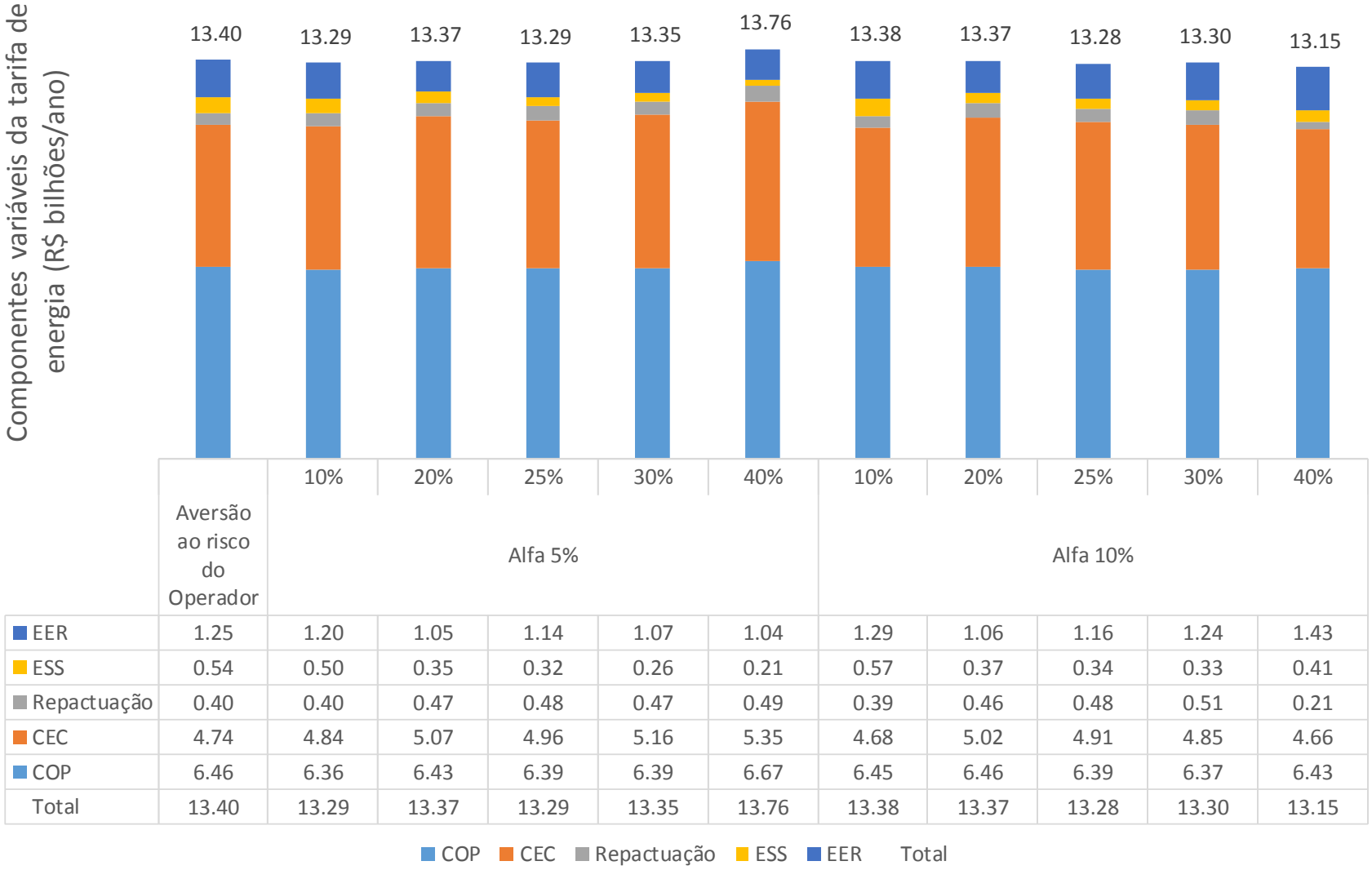
	Aversão ao risco do Operador	Alfa 5% 10%	Alfa 5% 20%	Alfa 5% 25%	Alfa 5% 30%	Alfa 5% 40%	Alfa 10% 10%	Alfa 10% 20%	Alfa 10% 25%	Alfa 10% 30%	Alfa 10% 40%
EER	3.88	3.88	3.33	2.83	2.26	1.45	3.88	3.54	3.12	2.62	1.71
ESS	0.44	0.43	0.19	0.10	0.07	0.10	0.44	0.28	0.14	0.08	0.09
Repactuação	0.04	0.04	0.14	0.27	0.45	0.85	0.04	0.10	0.19	0.33	0.70
CEC	2.49	2.49	3.81	4.96	6.28	8.24	2.49	3.29	4.29	5.44	7.60
COP	1.21	1.21	1.27	1.63	2.17	3.23	1.23	1.22	1.40	1.81	2.88
Total	8.05	8.04	8.75	9.80	11.23	13.87	8.08	8.42	9.15	10.28	12.97

Componente variável do ACR vs arm. em novembro
PMO de Jan/2016



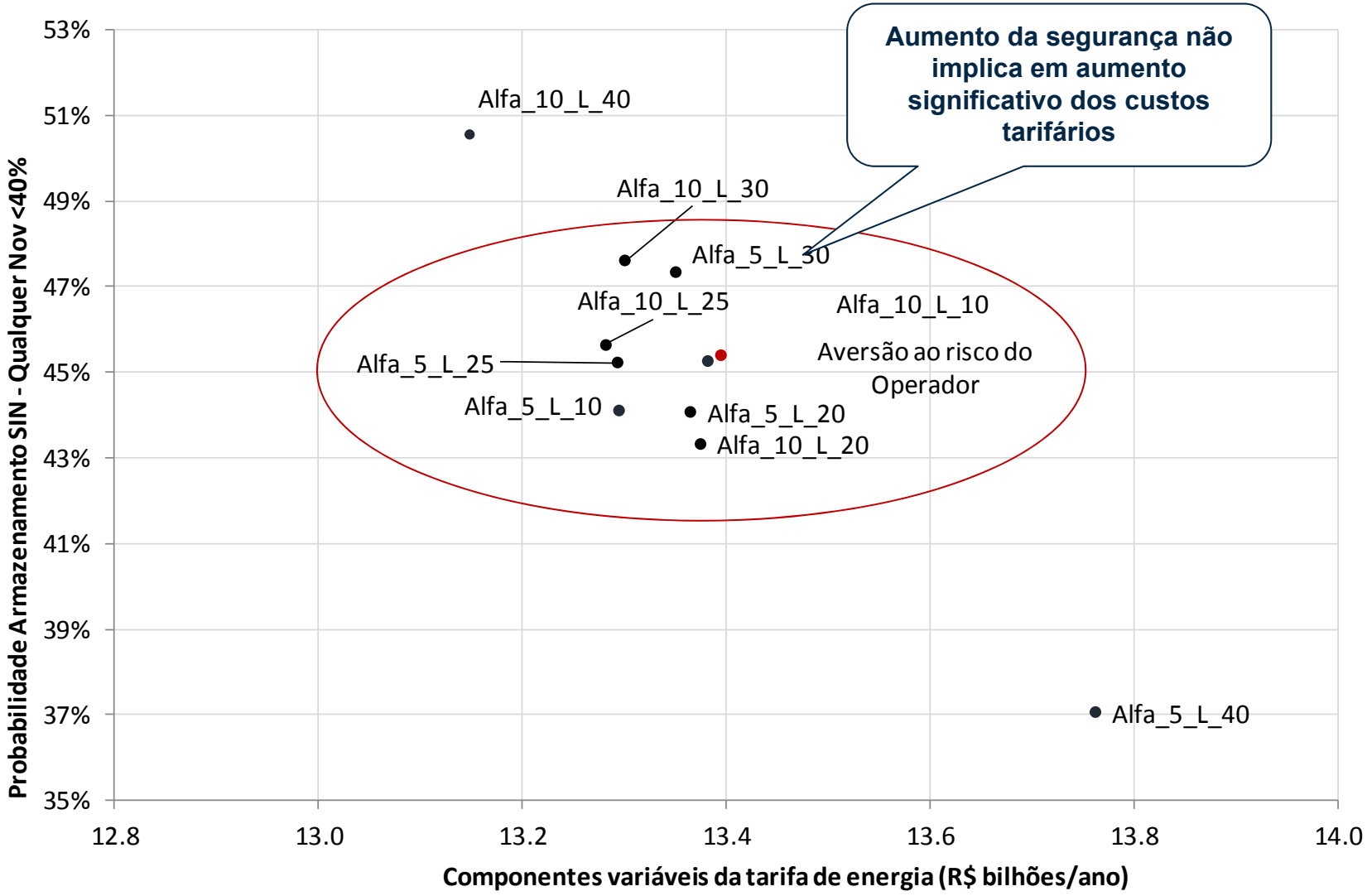
Impacto nos custos variáveis do ACR

PMO Mar/2015

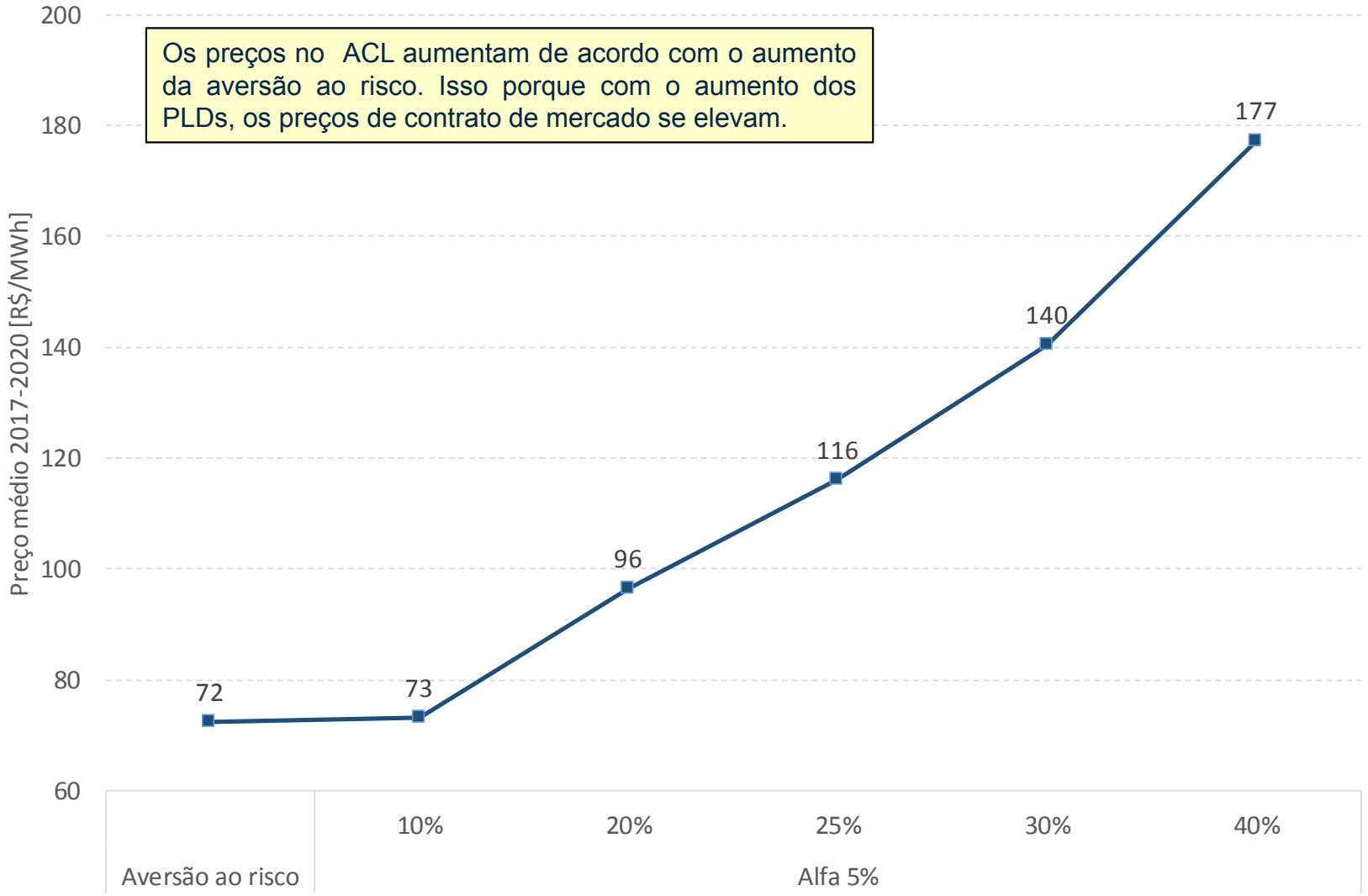


	Aversão ao risco do Operador	Alfa 5% 10%	Alfa 5% 20%	Alfa 5% 25%	Alfa 5% 30%	Alfa 5% 40%	Alfa 10% 10%	Alfa 10% 20%	Alfa 10% 25%	Alfa 10% 30%	Alfa 10% 40%
EER	1.25	1.20	1.05	1.14	1.07	1.04	1.29	1.06	1.16	1.24	1.43
ESS	0.54	0.50	0.35	0.32	0.26	0.21	0.57	0.37	0.34	0.33	0.41
Repactuação	0.40	0.40	0.47	0.48	0.47	0.49	0.39	0.46	0.48	0.51	0.21
CEC	4.74	4.84	5.07	4.96	5.16	5.35	4.68	5.02	4.91	4.85	4.66
COP	6.46	6.36	6.43	6.39	6.39	6.67	6.45	6.46	6.39	6.37	6.43
Total	13.40	13.29	13.37	13.29	13.35	13.76	13.38	13.37	13.28	13.30	13.15

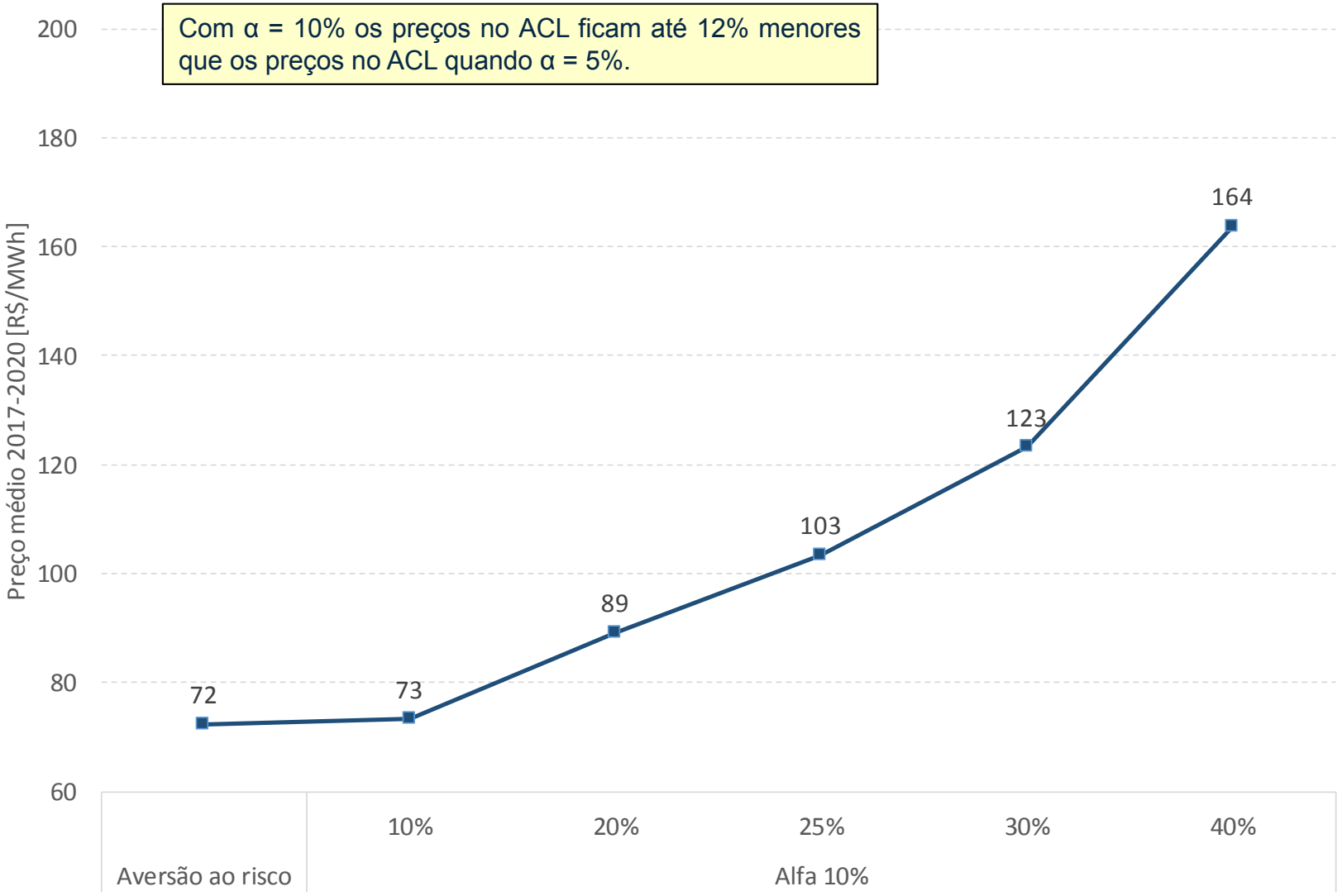
Componente variável do ACR vs arm. em novembro
PMO de Mar/2015



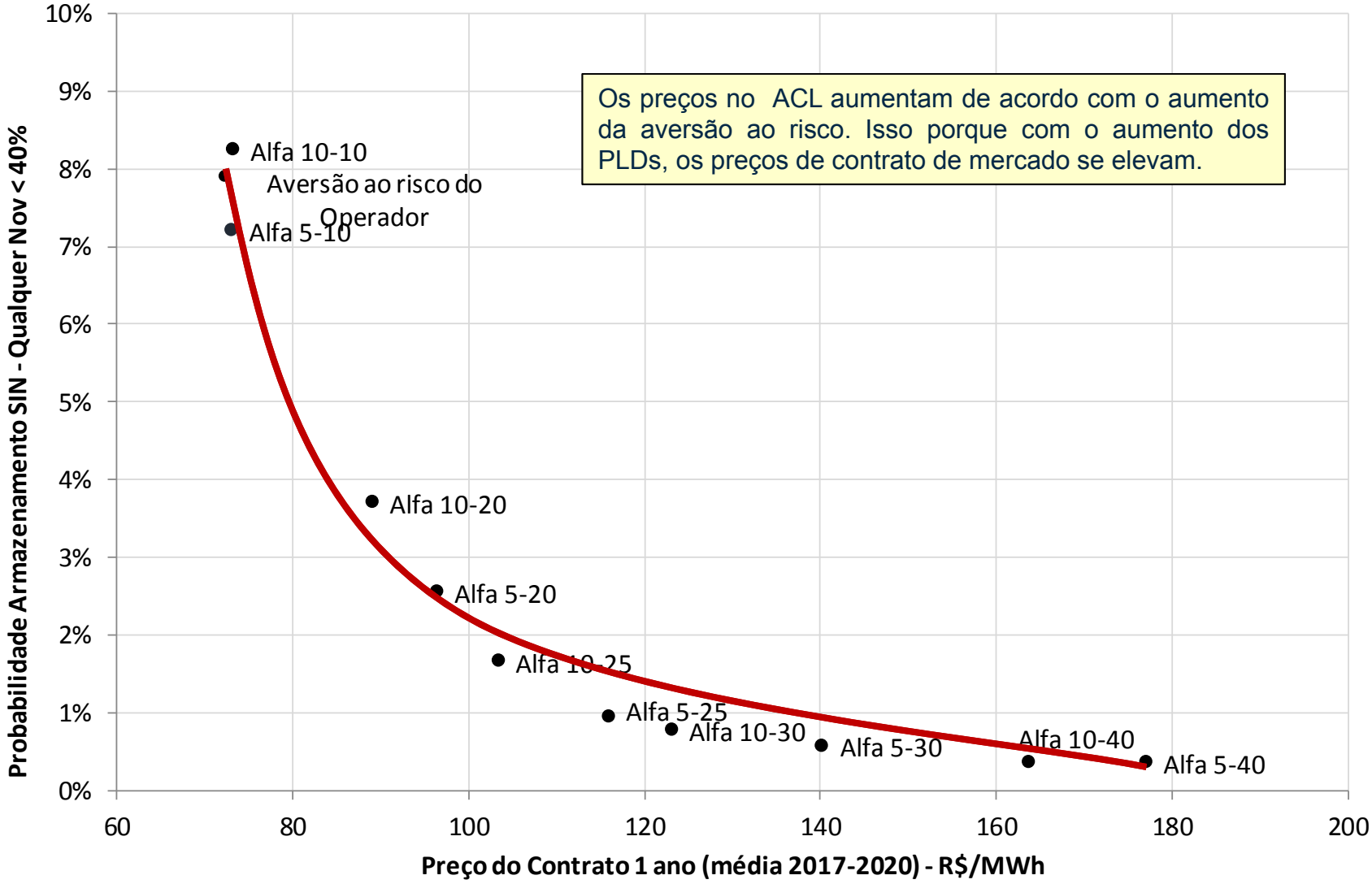
Impacto no preço do ACL (contrato 1 ano) – α = 5%
PMO Jan/2016



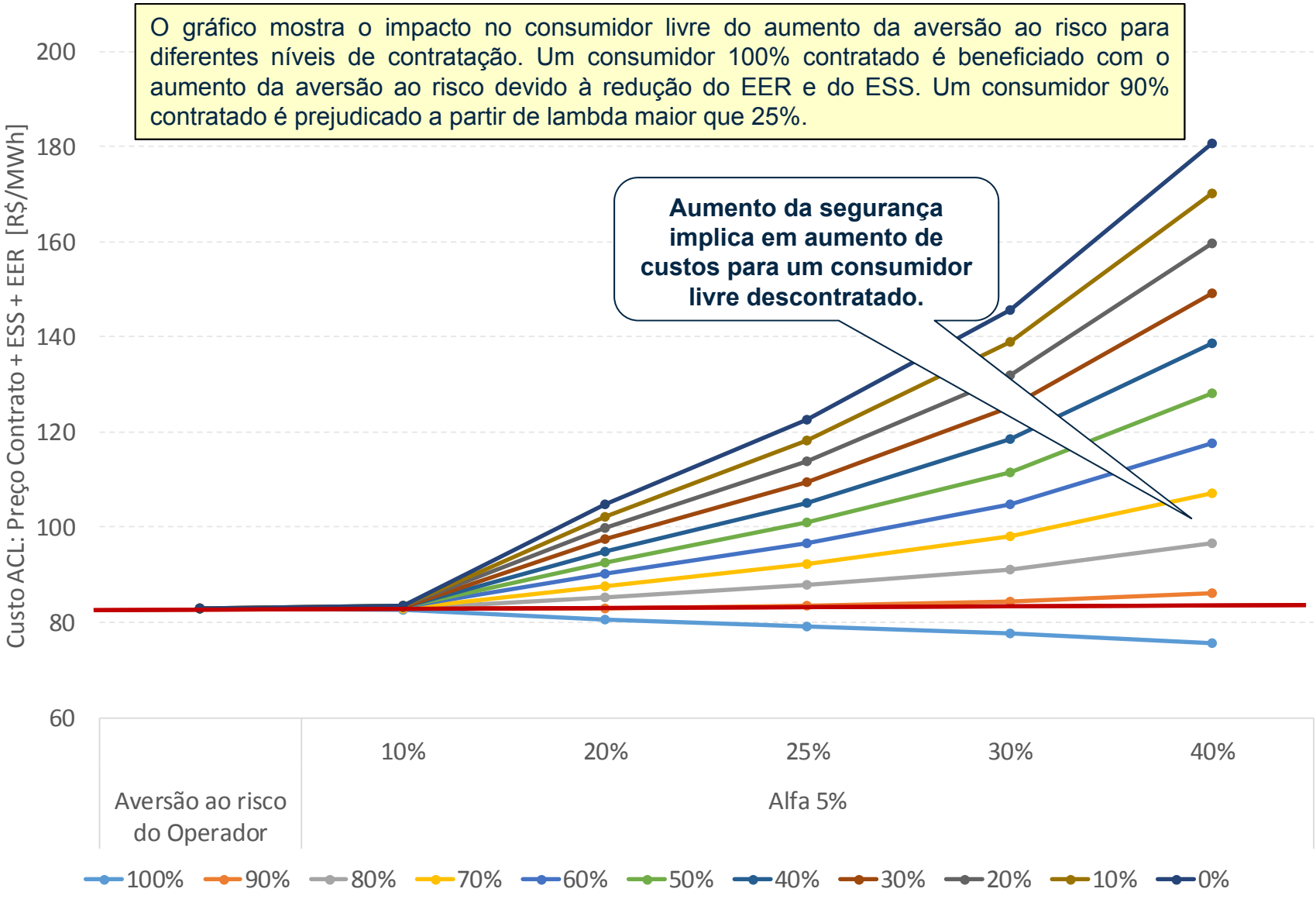
Impacto no preço do ACL (contrato 1 ano) – α = 10%
PMO Jan/2016



Preço ACL x Armazenamento em novembro

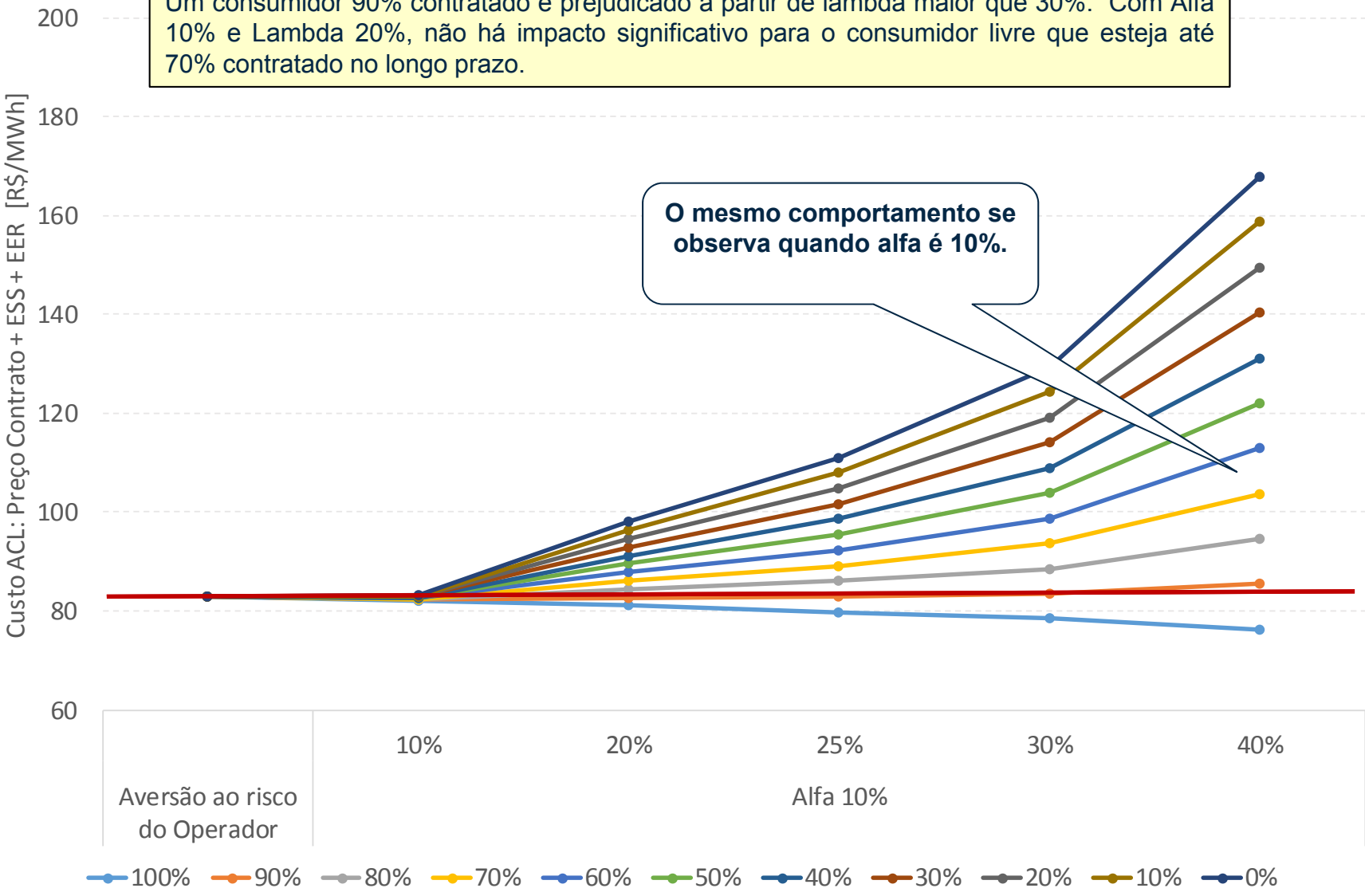


Impacto no consumidor livre - α = 5%



Impacto no consumidor livre - α = 10%

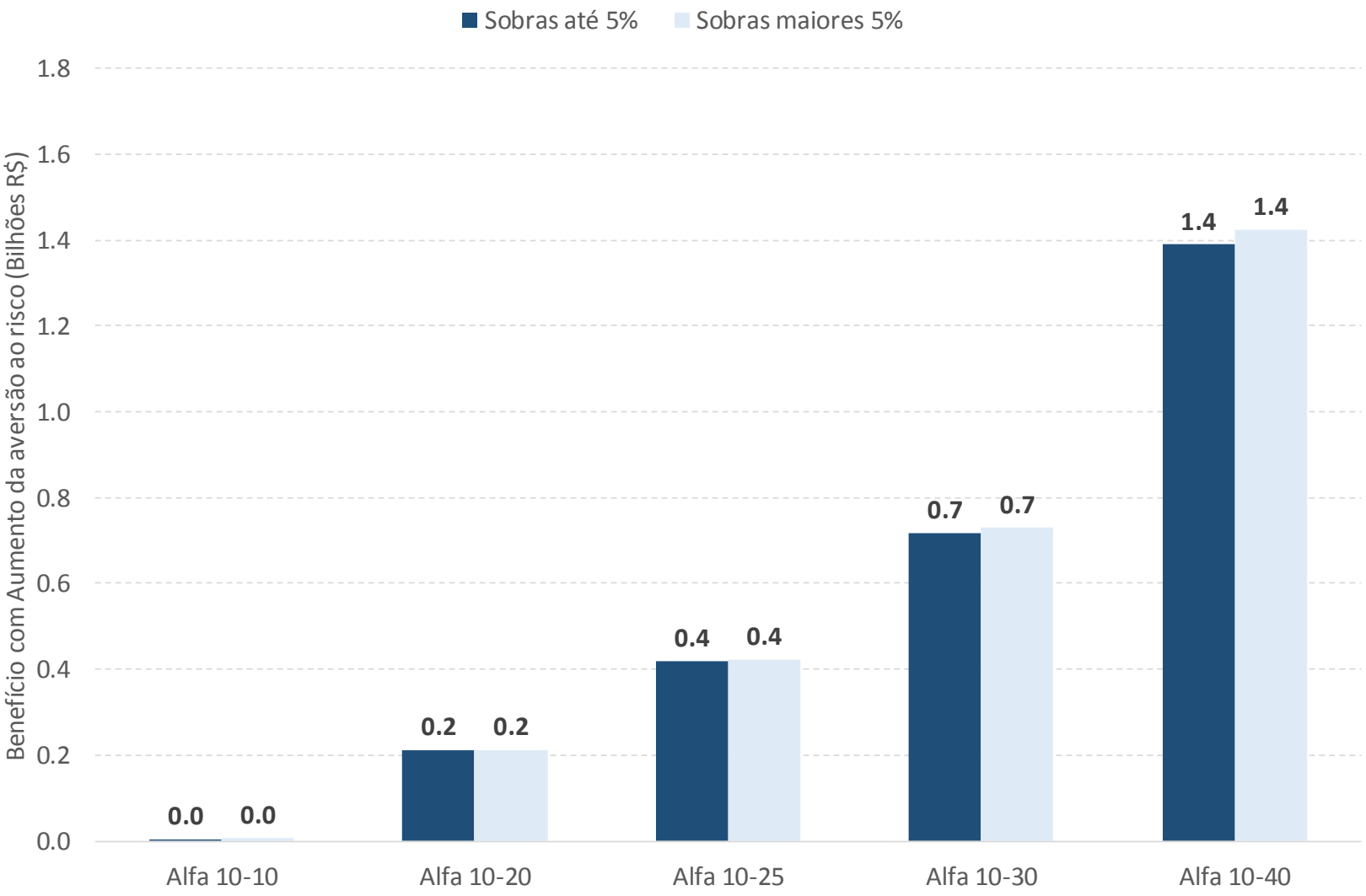
Um consumidor 90% contratado é prejudicado a partir de lambda maior que 30%. Com Alfa 10% e Lambda 20%, não há impacto significativo para o consumidor livre que esteja até 70% contratado no longo prazo.



Impacto distribuidoras - α = 5%

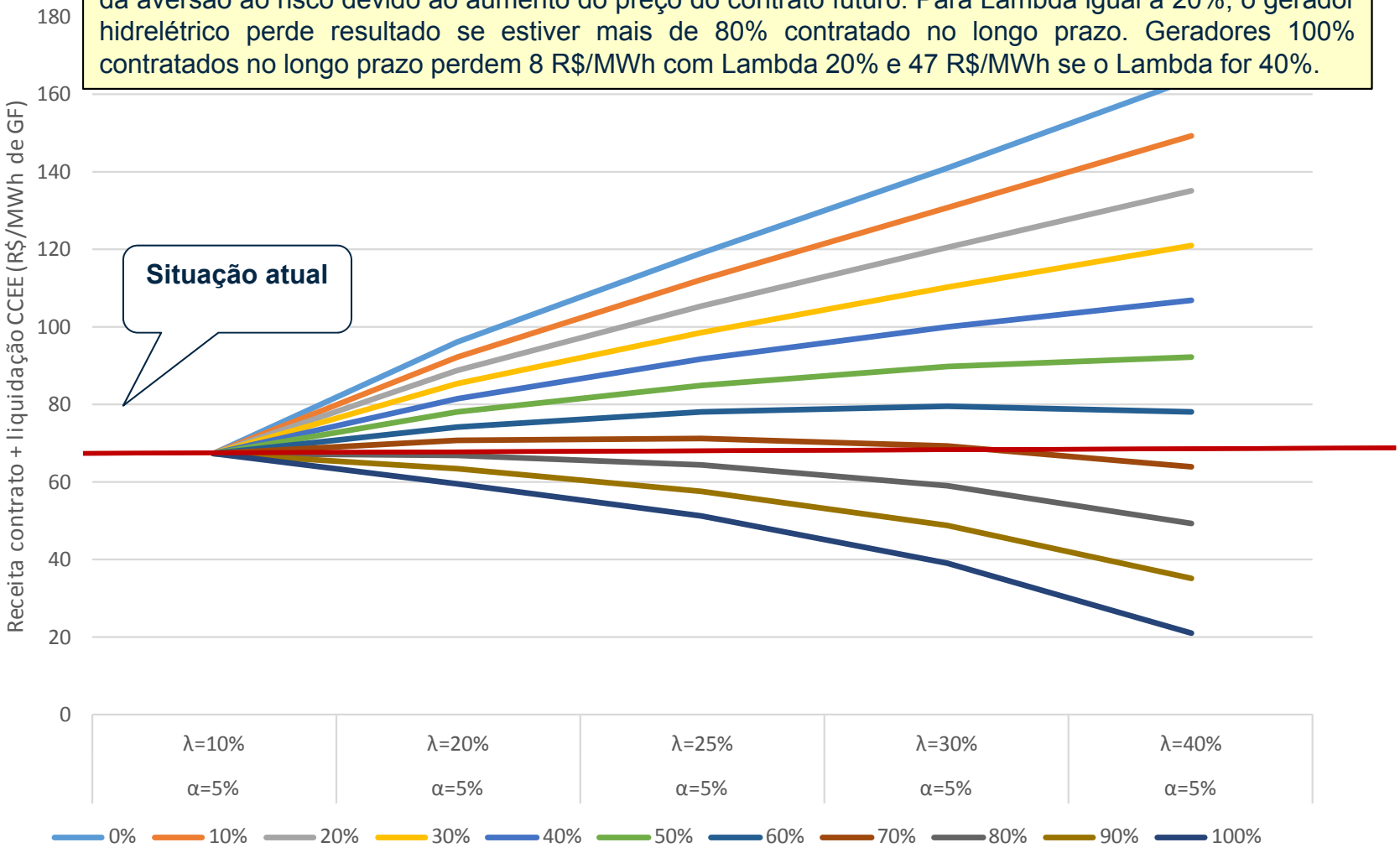
Sobra média 2017-2020 até 5% = 2,2 GWmed
Sobra media 2017-2020 > 5% = 2,3 GWmed

Impacto nas distribuidoras - α = 10%



Impacto no gerador hidrelétrico
PMO Jan – α = 5%

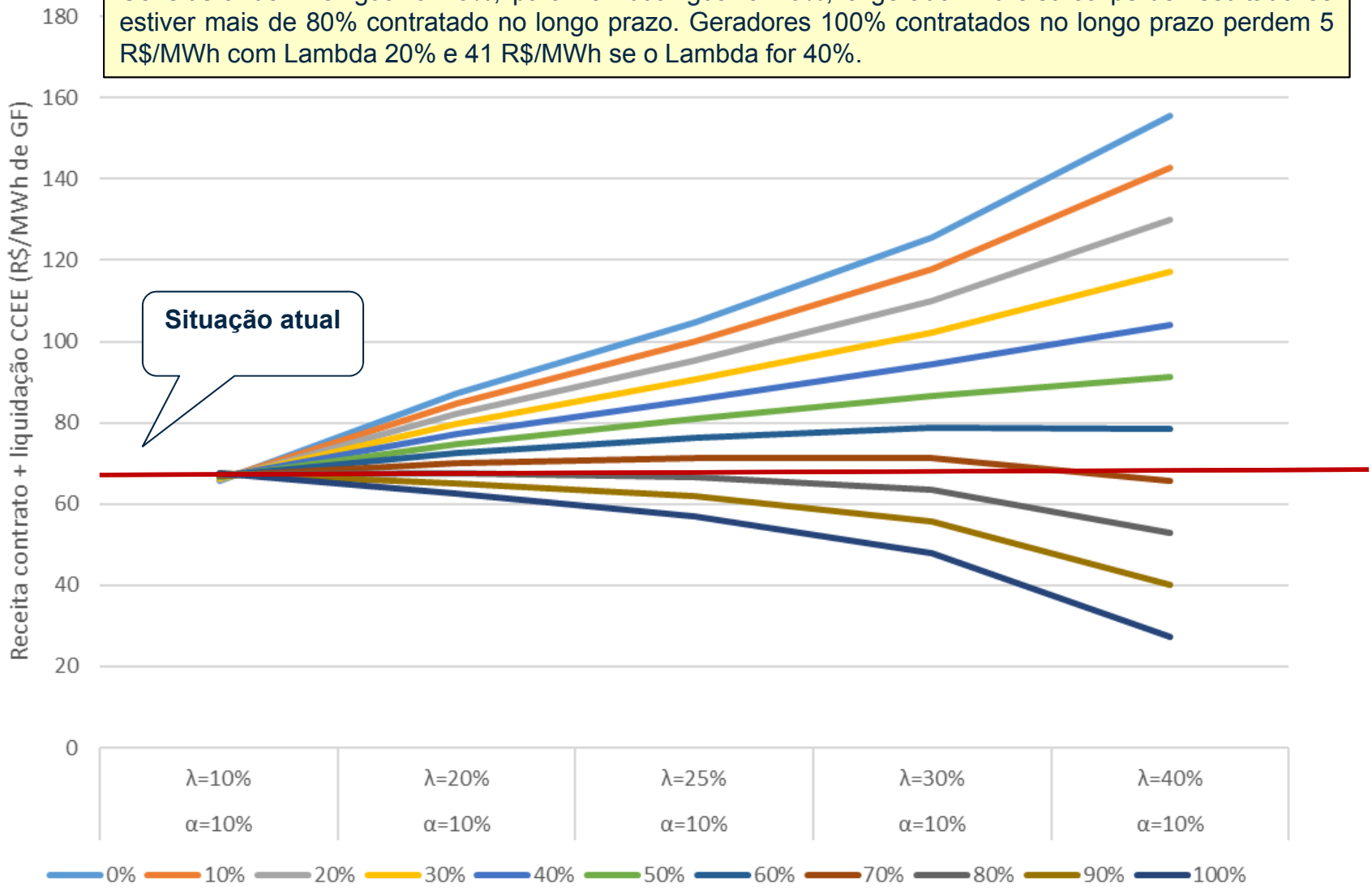
O gráfico mostra o impacto no gerador hidrelétrico do aumento da aversão ao risco para diferentes níveis de contratação no longo prazo. Um gerador 0% contratado no longo prazo é beneficiado com o aumento da aversão ao risco devido ao aumento do preço do contrato futuro. Para Lambda igual a 20%, o gerador 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%.



Análise considera o valor em risco do fluxo de caixa da hidrelétrica, considerando uma combinação convexa de CVaR e valor esperado. A análise considera que no curto prazo a hidrelétrica estará 100% contratada.

Impacto no gerador hidrelétrico
PMO Jan – α = 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%.



Análise considera o valor em risco do fluxo de caixa da hidrelétrica, considerando uma combinação convexa de CVaR e valor esperado. A análise considera que no curto prazo a hidrelétrica estará 100% contratada.

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 mantém 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 - α = 10%

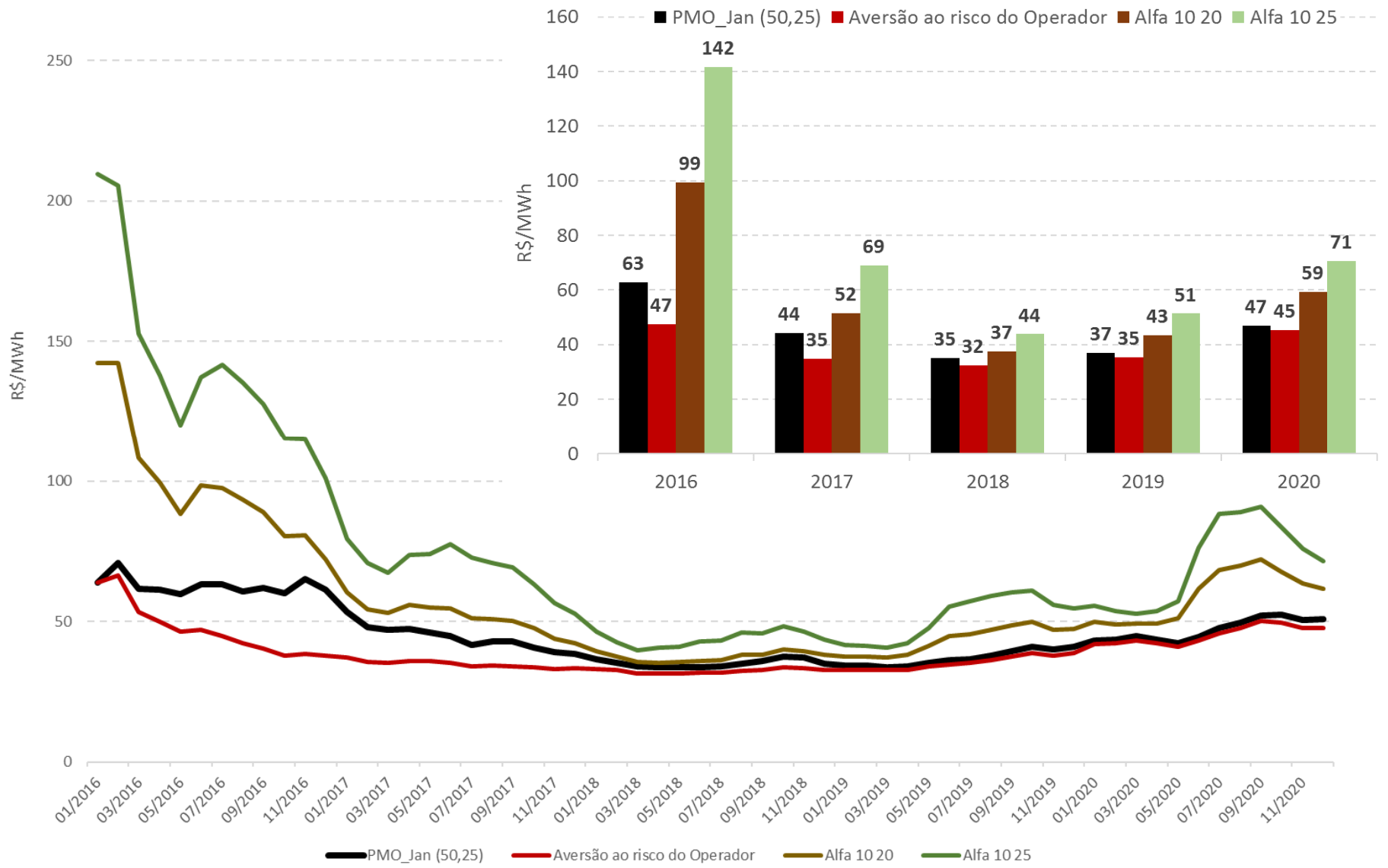
Com base PMO jan/2016

		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

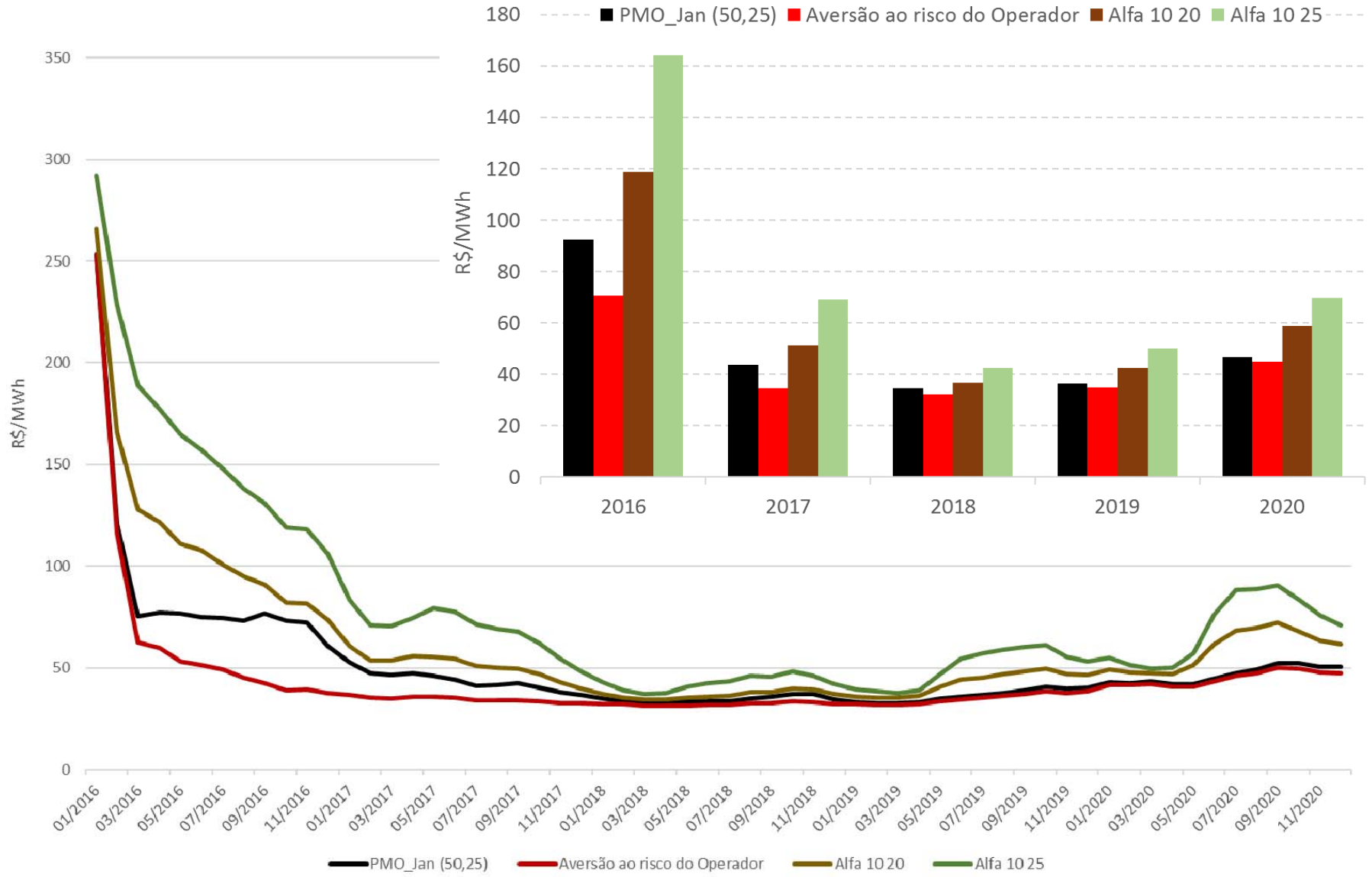
Conclusão final:

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



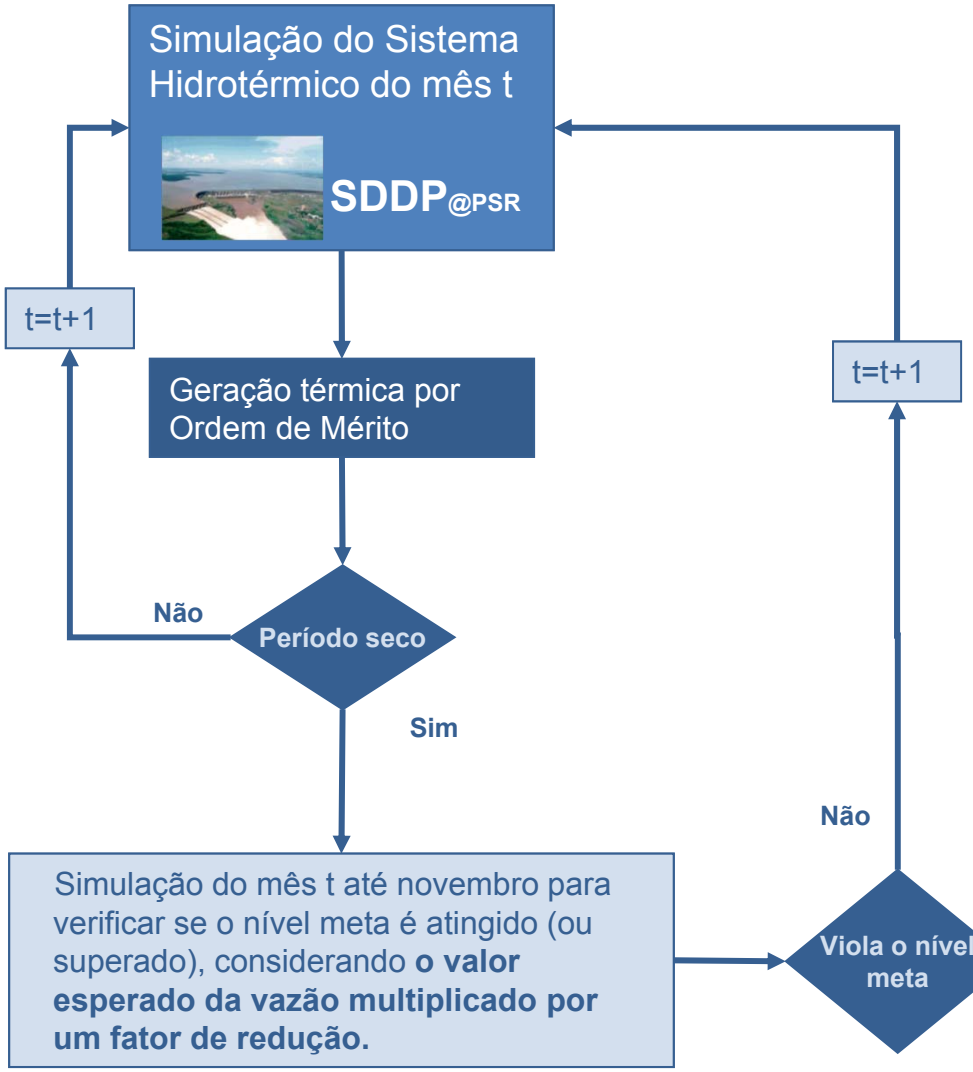
Média dos PLDs NE



Anexo I

Implementação do POCP no modelo SDDP

Implementação dos Níveis Meta



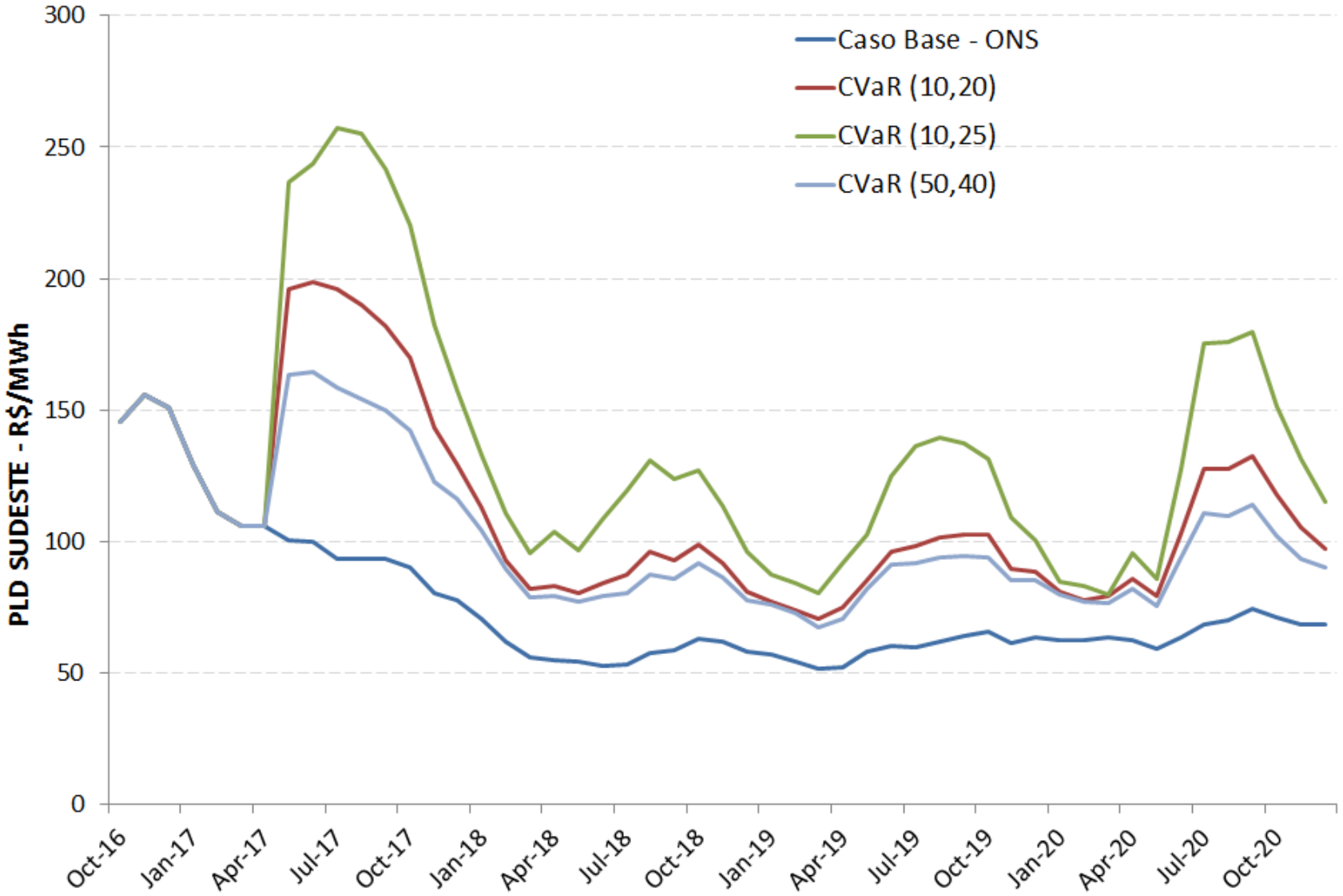
- A PSR implementou este procedimento operativo em seu modelo de despacho hidrotérmico a usinas individualizadas
- Para cada série hidrológica, aplica-se o procedimento ao lado

Anexo II

Resultado 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 lambda igual a 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 um valor de lambda entre 10% e 20%.

Média dos PLDs SE/CO

PMO de Outubro de 2016