



Preparado para:

giz

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Curso de atualização sobre o Sistema Elétrico Brasileiro:

Módulo 3 – Mercado

Bloco VI – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Rio de Janeiro, 02 e 03 de julho de 2019

Conteúdo



Parte I – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Parte II – Formação de Preços (PLD)

Parte I – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Estrutura da discussão

Histórico do GSF

O Mecanismo

Problemática

O futuro se mantivermos o atual desenho

Soluções e implicações de longo prazo

A linha do tempo do MRE-GSF



Tradição do país em operar hidros em cooperação. GCOI e GCPS (Eletrobrás) e participação de estatais federais e estaduais.



Racionamento entre 2001-02 coloca em cheque o modelo de mercado e com a eleição do PT se discute um novo modelo. Ao final o princípio do MRE permanece.



Forte degradação do GSF refletindo em problemas financeiros e judicialização. MRE é colocado em cheque



Projeto RE-SEB, gerenciado pela Coopers & Lybrand, estabelece as bases para o SEB e formaliza o MRE



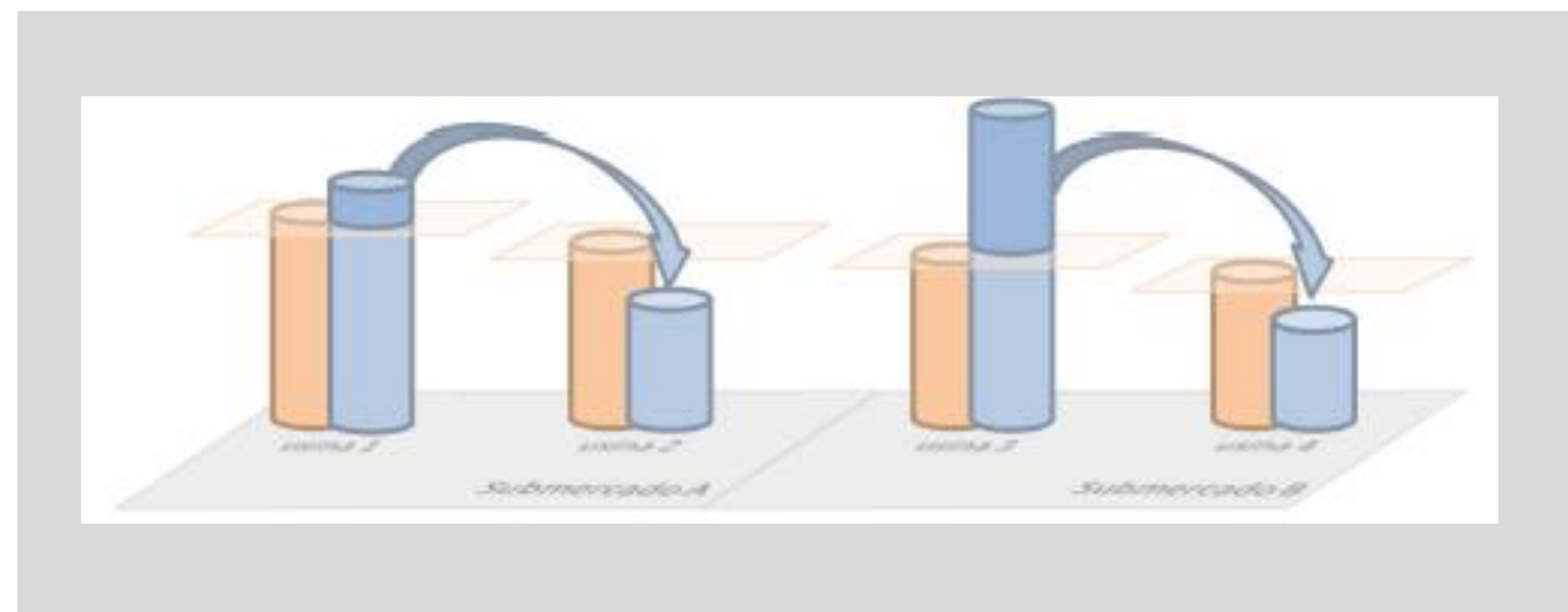
O MRE funciona relativamente bem no período em um modelo de mercado misto.



Discussões sobre o futuro do MRE. Acordo relativo ao passivo do ACL perto de passar no Congresso.

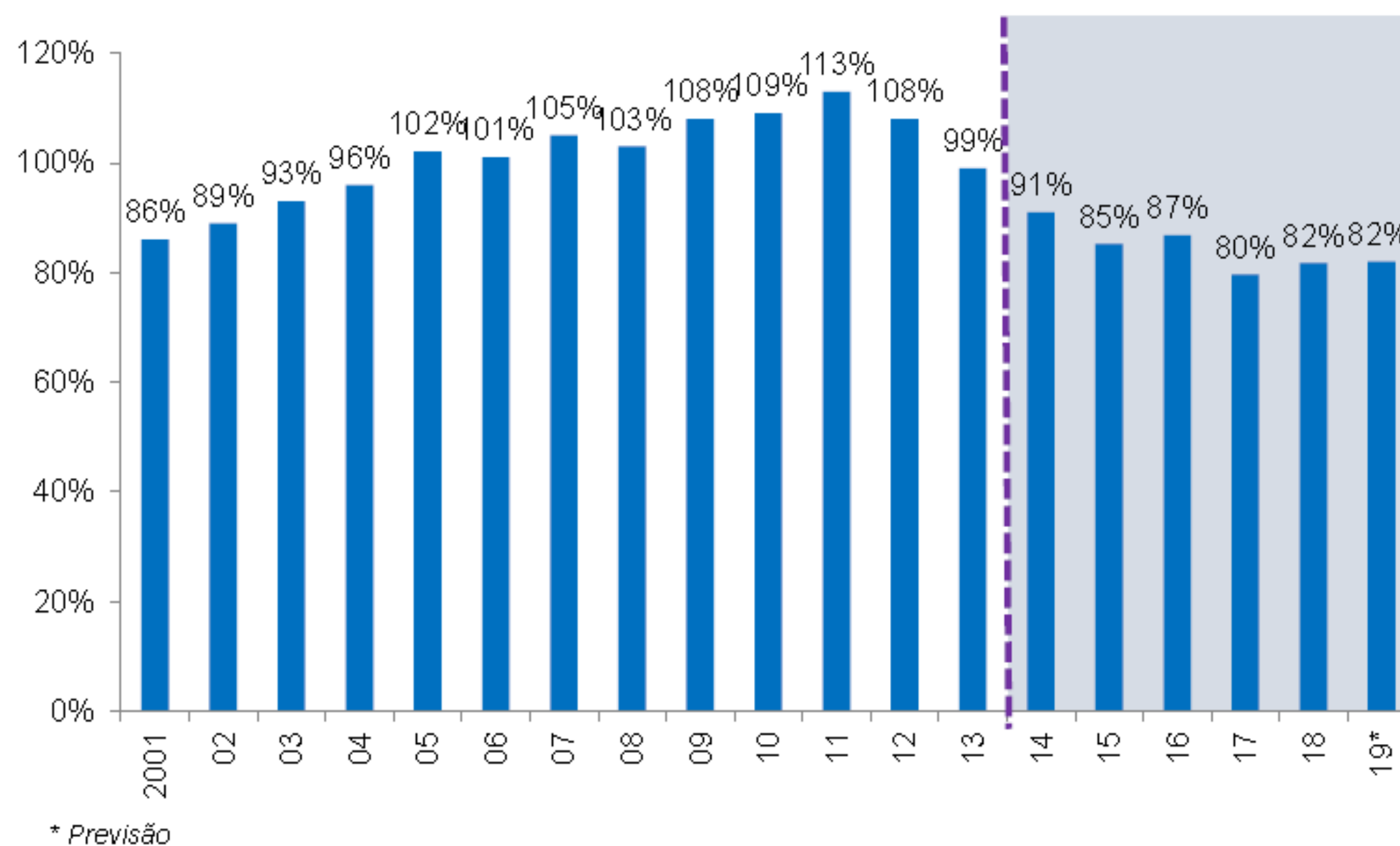
O MRE é um **mecanismo financeiro que compartilha o risco hidrológico** associado à otimização do SIN.

- O MRE busca alocar a todas as usinas uma energia produzida pelo condomínio hidro na proporção da GF.
- Os participantes são todas as usinas hidro despachadas centralizadamente.
- Se houver produção hidro acima das GFs do sistema ocorre a energia secundária. Se a produção for menor ocorre um déficit, o que popularmente chama-se o problema do GSF.
- As cessões de energia são valoradas a TEO.
- Considera-se primeiramente a energia no submercado de geração, logo pode ocorrer diferenças de preço se o alívio de exposição não for suficiente.



Observa-se a partir de 2014 **uma forte deterioração do GSF**, com o índice se situando a maior parte do tempo **abaixo de 90% na média anual**.

Fator Ajuste do MRE (GSF), 2001-19

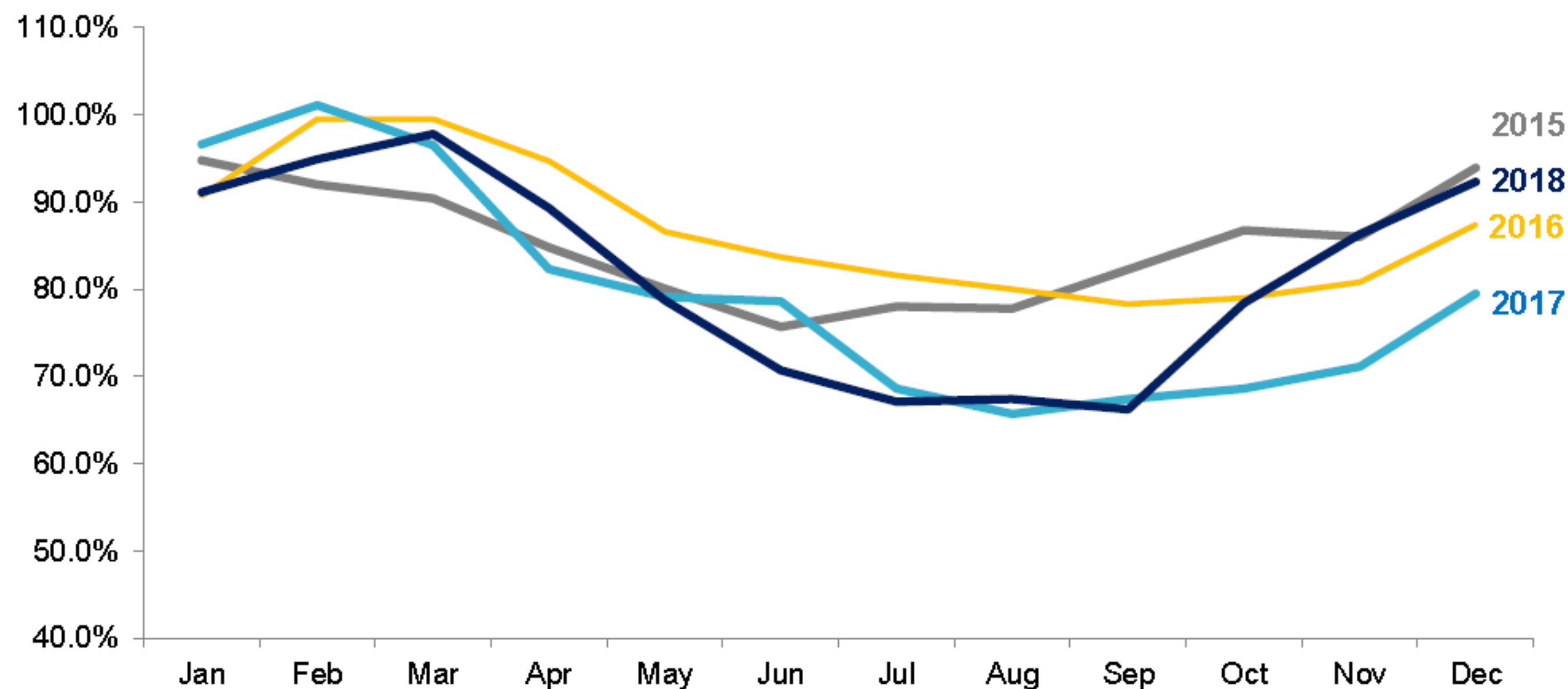


Existe um intenso debate sobre o MRE no longo prazo.

- A corrente que defende o MRE acredita que ele retornará ao normal quando a carga voltar a crescer.
- A corrente que entende que o mecanismo deveria acabar aponta que as novas tecnologias e as hidros sem reservatório são incompatíveis ao seu funcionamento.

A **volatilidade dentro do ano também é relevante**, pois o MRE é **superavitário em momentos de PLD mais baixo e deficitário em momentos que o PLD tende a ser alto.**

Performance do GSF Flat, 2015-2018



Existem ao menos **quatro motivos** para o problema do GSF.

1 Hidrologia

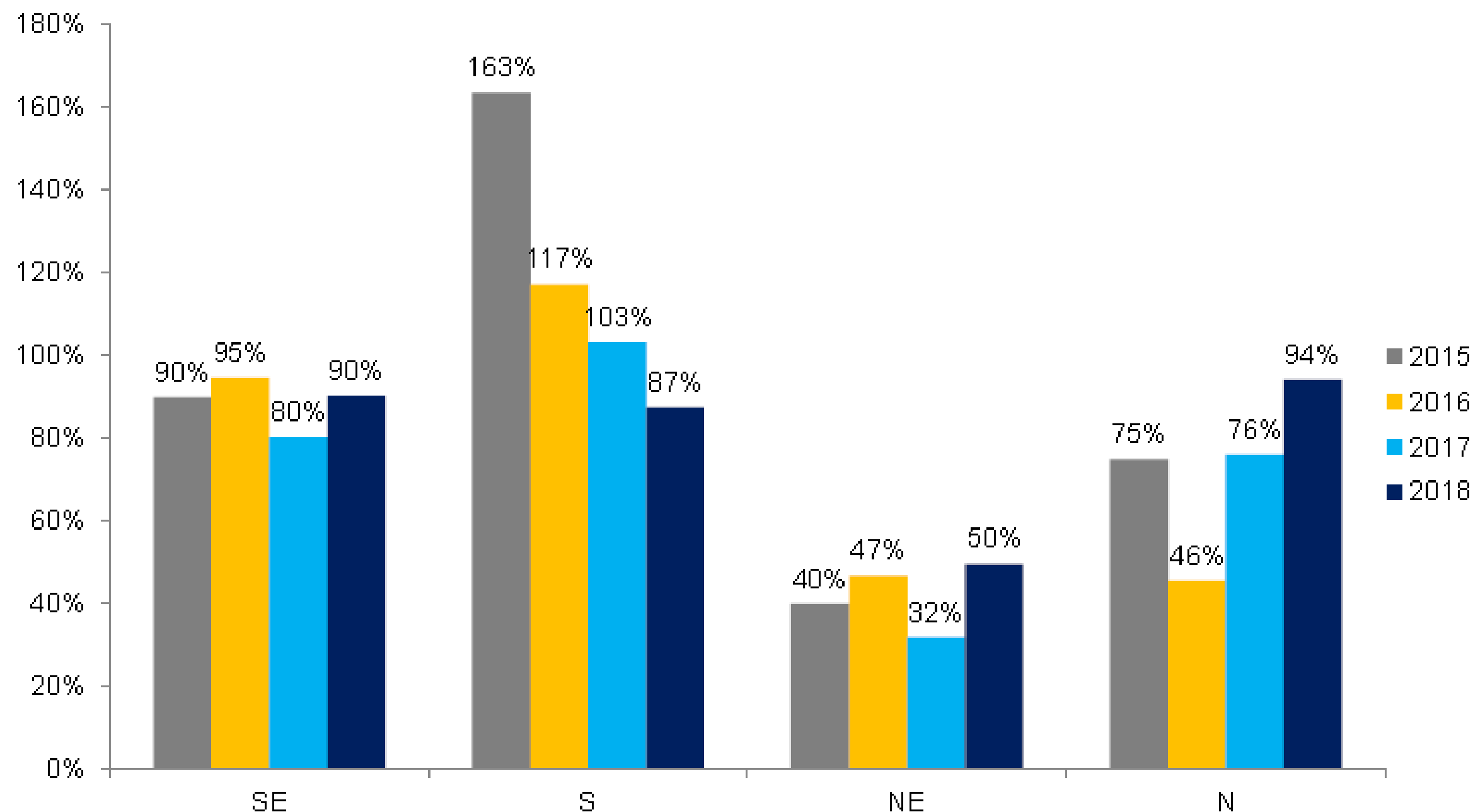
2 Menor crescimento da carga

3 Maior “competição” para atender a carga

4 Aspectos regulatórios

A **hidrologia está pior que a Média de Longo Termo (MLT)**, nos últimos 4 anos: apenas o Sul apresentou números melhores que a média entre 2015-17.

MLT por submercado, 2015-2018

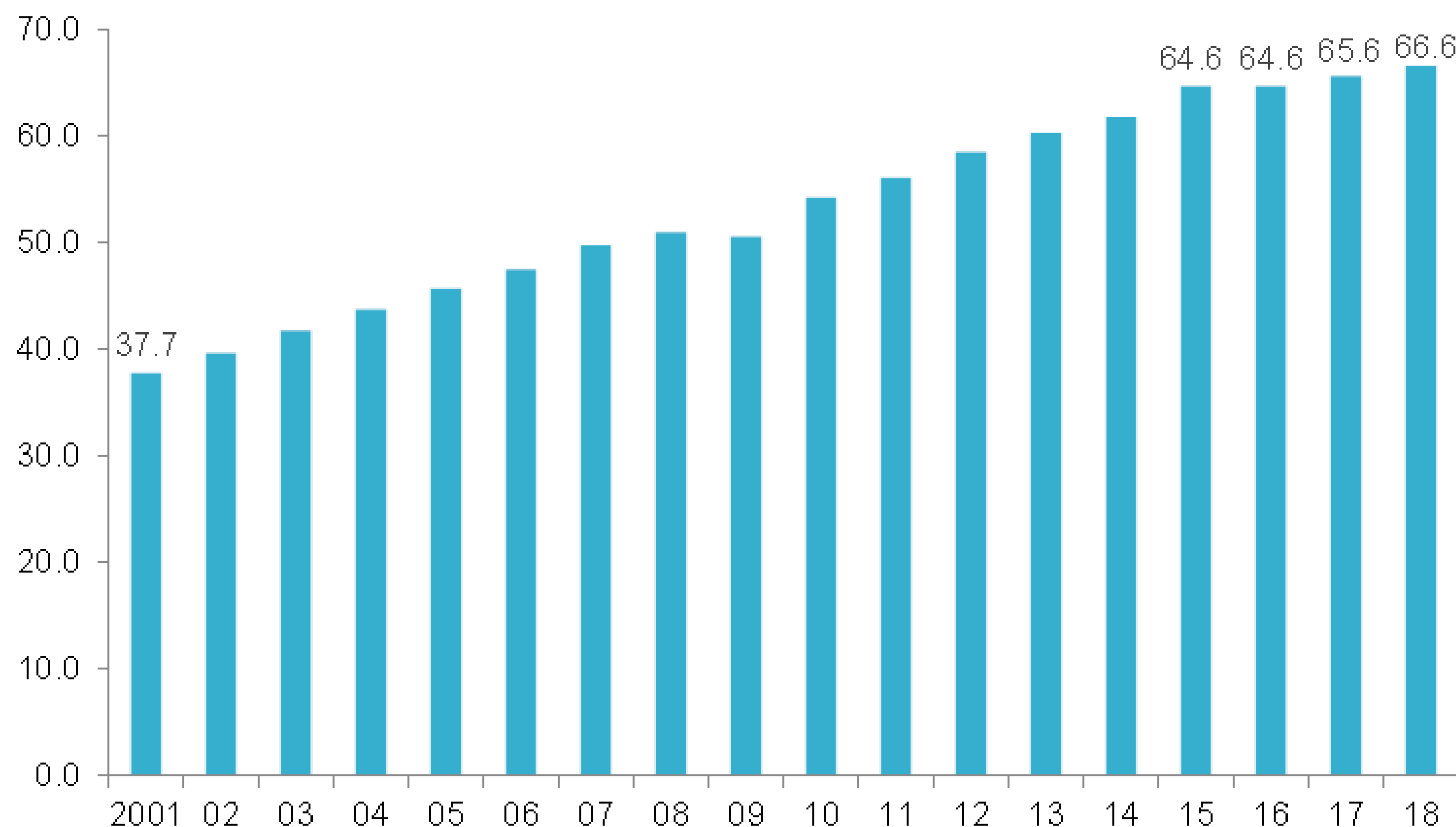


Comentários:

- Mesmo os que apontam que o recorte é pequeno, não menosprezam a questão do stress financeiro.
- Alguns apontam que a situação no longo prazo voltará ao normal, o problema é as empresas sobreviverem até este ponto.
- Não se pode afirmar que o sistema voltará a ter a mesma hidrologia de antes.

A **crise econômica estagnou o crescimento da carga entre 2015-17**, sendo que o número não ultrapassou **67 Gwmédios em 2018**.

Carga do SIN em GWmédio, 2001-18

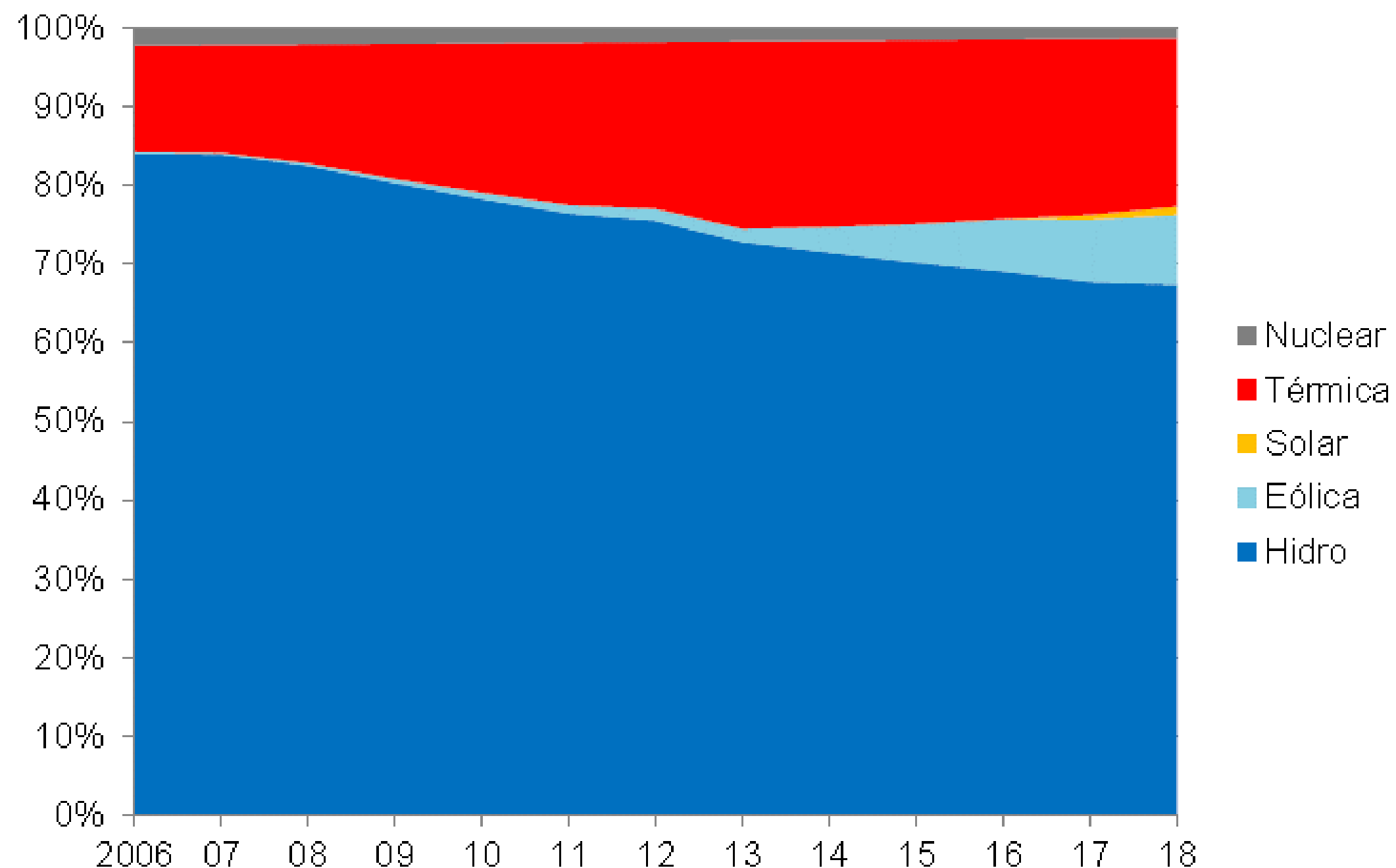


Comentários:

- O arcabouço regulatório foi construído esperando uma carga crescente.
- A estagnação do consumo pressionou o caixa das distribuidoras e também impactou a geração hidroelétrica.
- Um maior parque gerador disponível em proporção a carga.

Menor capacidade instalada da tecnologia hidro no SIN, gerando maior competição para fonte.

Capacidade Instalada em % por tecnologia, 2006-18

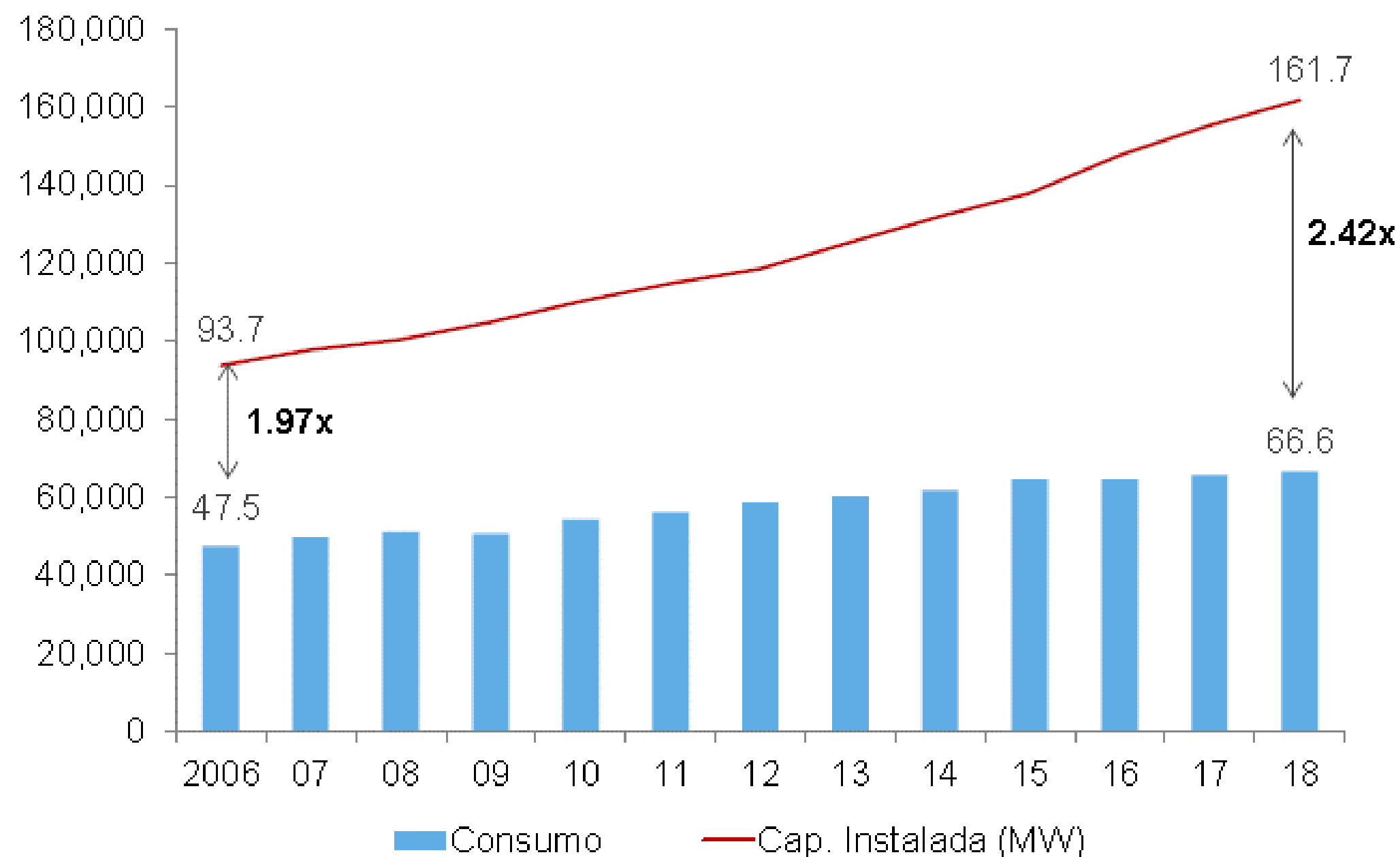


Comentários:

- Hidros representavam 84% da Capacidade Instalada em 2006, enquanto em 2018 representavam 67%.
- Outras tecnologias com CVU nulo passam a “competir” no mercado.
- O termo competir é utilizado artificialmente, pois não há uma submissão de lances, mas sim um arranjo regulatório.
- Mesmo sem as outras tecnologias o GSF ainda tenderia a ser baixo só que enfrentando um PLD mais alto.

Maior relação Capacidade Instalada versus carga, gerado maior competição para fonte.

Capacidade Instalada (GW) e Consumo (GWm), 2006-18

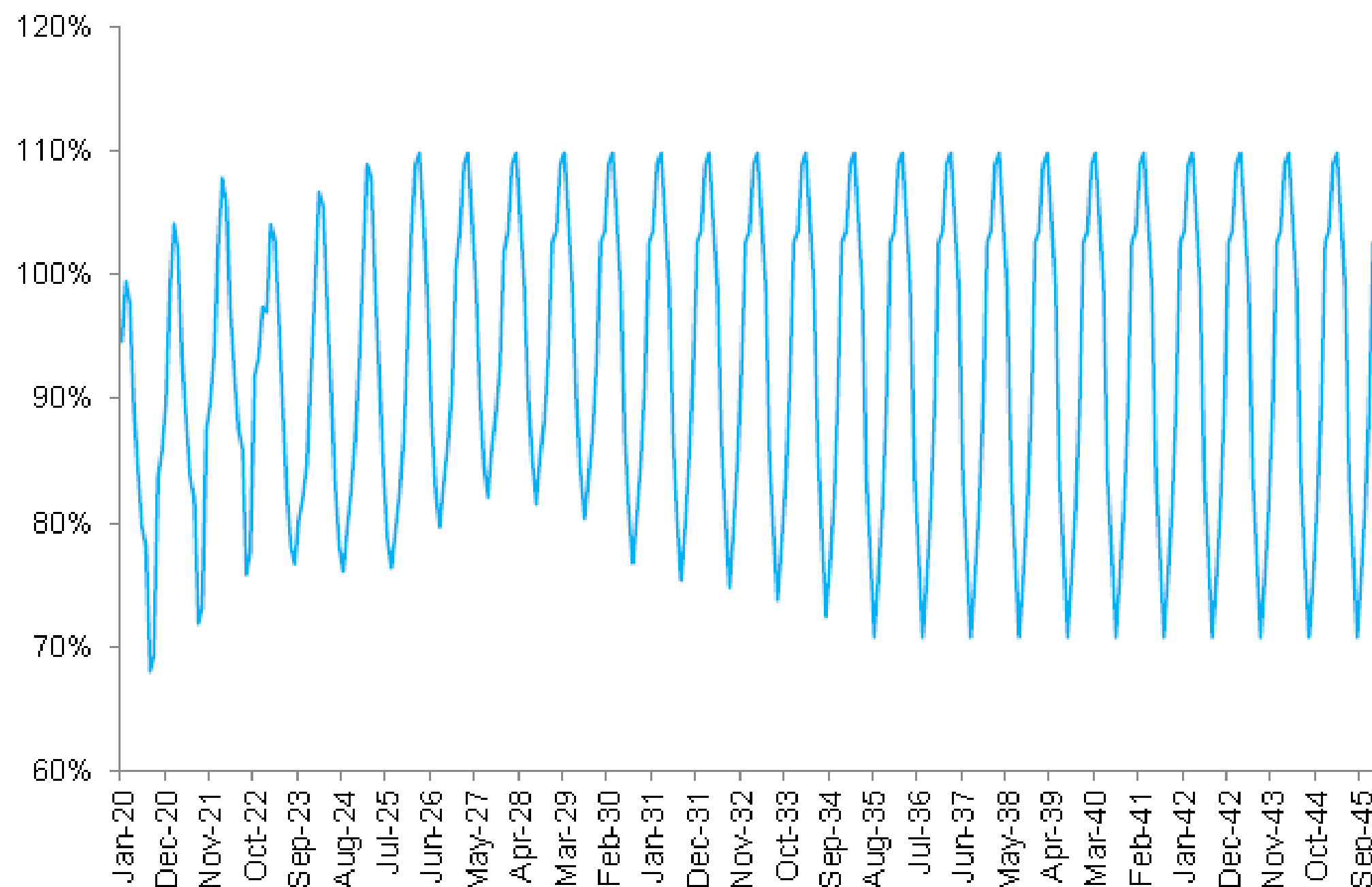


Comentários:

- Observa-se proporcionalmente um maior parque gerador para atender um consumo médio.
- Motivos para este fenômeno:
 - Menor fator de capacidade das usinas.
 - Arcabouço regulatório esperando um mercado sempre crescente.
- Consequências:
 - Maiores custos, pois o consumo necessita proporcionalmente remunerar uma maior capacidade instalada.
 - Tendência estrutural de GSF menor.

O futuro no **atual paradigma resulta** em um sistema **com maior volatilidade do GSF dentro do ano.**

Previsão estrutural do GSF flat, 2020 - 2045



Principais premissas:

- A hidrologia com o padrão verificado nos últimos quatro anos, em especial para o NE e SE/CO.
- PIB com crescimento de 3% ao ano.
- Despacho fora mérito nos meses críticos do ano (julho-setembro).
- Petróleo tipo Brent a US\$ 80/Barril
- Garantia Física do SIN em 2045 com a seguinte divisão: Hidro 52%, Eólica 20%, Gás 17%, Solar PV 8% e Outras Fontes 3%.

A solução para o problema passa por um **conjunto de medidas**.

1 Parque gerador térmico com custo mais baixo

2 Arcabouço que permita a gestão de risco individual

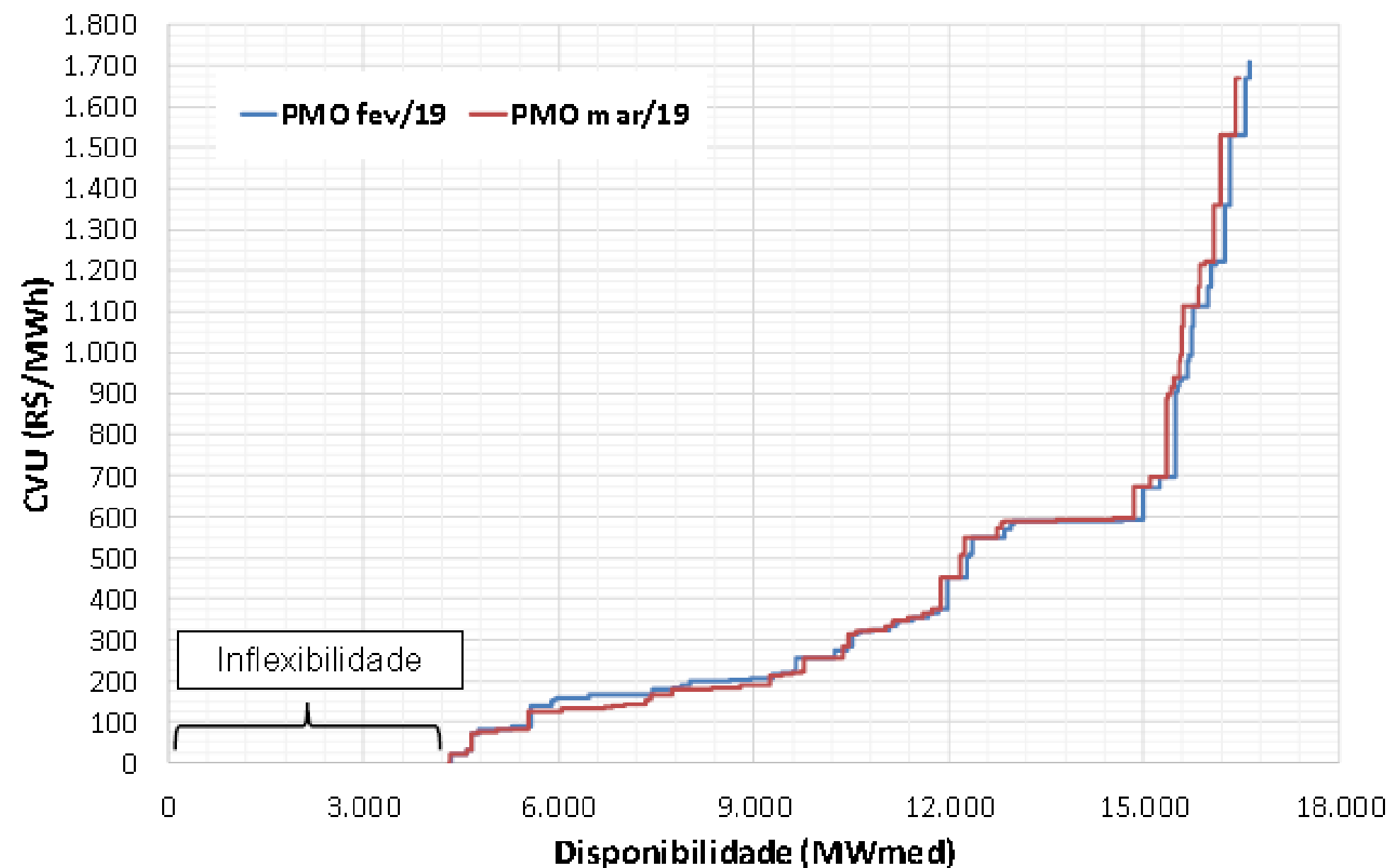
3 Remunerar adequadamente o parque hídrico pelos serviços prestados ao SIN

Criar um desenho de mercado alinhado com as melhoras práticas de gestão de risco individual.

A CP 33/2017 e o GT Modernização sinalizam no sentido de melhorar a eficiência alocativa.

A curva de oferta térmica não é *smooth*, o que **amplifica estruturalmente a volatilidade e o preço da exposição** quando o GSF é baixo.

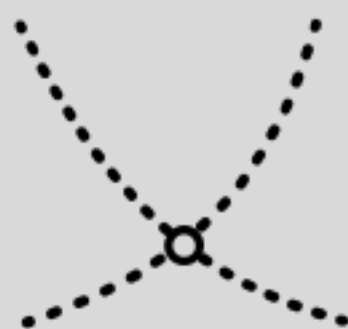
Curva de oferta térmica, PMO março/2019



Comentários:

- A curva de oferta térmica é “agressiva” em seu formato, com preços elevados.
- Isto aumenta a volatilidade do PLD, pois qualquer variação da hidrologia leva a preços bem mais altos.
- Em geral o GSF é baixo em momentos em que o preço tende a ser mais alto, amplificando o problema.
- Estudo realizado na Poli-USP em 2017-18 aponta que um cap econômico natural para o PLD entre R\$ 170-200/MWh demandaria 7.2 GW térmicas neste patamar no SE/CO.

Preço por oferta, serviços ancilares com valores adequados e **mercado de capacidade** serão pontos necessários para o futuro.



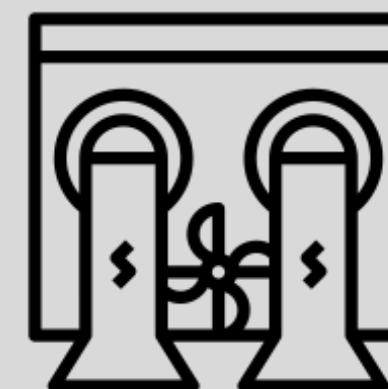
Preço por Oferta

- Os agentes geradores deveriam poder submeter lances para definirem os seus preços, e gerenciarem o risco de exposição.
- Implementar o preço por oferta é um trabalho de longo prazo, que envolve discutir poder de mercado. Estima-se um processo de 4-5 anos.



Serviços ancilares

- Acompanhar a carga, fornecer reativos e prover estabilidade ao *grid* são serviços prestados por usinas hidroelétricas que deverão ser remunerados no futuro.



Mercado de Capacidade

- O mercado de capacidade será necessário no futuro para viabilizar novos projetos em um contexto de preços de mercado de energia insuficientes (*“missing money”*) ou de não financiabilidade (*“missing funding”*)

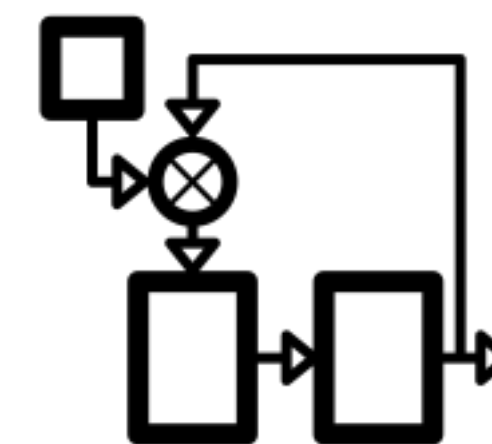
Considerações Finais: motivos que justificam a degradação do GSF e soluções estruturais para o MRE.

- O Brasil possui uma longa tradição em cooperação e coordenação de usinas hidráulicas. Os fundamentos do atual desenho do MRE-GSF foram consolidados no modelo RE-SEB.
- O GSF teve uma performance relativamente boa até 2013, e após 2014 houve uma forte degradação resultando em disputas judiciais que até o momento atrapalham o bom funcionamento do mercado de curto prazo.
- Existem ao menos quatro motivos que justificam a degradação do GSF
 - Hidrologia
 - Menor crescimento da carga
 - Maior “competição” para atender a carga
 - Aspectos regulatórios/desenho de mercado
- A solução estrutural de longo prazo engloba ao menos três pontos:
 - Parque gerador térmico com custo mais baixo
 - Arcabouço que permita a gestão de risco individual
 - Remunerar adequadamente o parque hídrico

Parte II – Formação de Preços (PLD)

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados **modelos matemáticos para o cálculo do PLD**.

- Os modelos matemáticos têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.
- **Trade-off:** máxima utilização hídrica com economia imediata de usos de térmicas, ou reservatórios com maior armazenamento mas com maior custo imediato de operação.
- Para se obter o despacho e o preço considera-se:
 - Condições hidrológicas;
 - Demanda;
 - Preços de combustível;
 - Custo de déficit;
 - Entrada de novos projetos;
 - Disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.



Despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O **PLD é um valor determinado semanalmente** para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO)

Ciclo do PLD

- O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no CliqCCEE.

Cálculo pela CCEE

- No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas os limites de intercâmbios.

Despacho ex-ante

- O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

A metodologia de cálculo do PLD considera (atualmente) basicamente os modelos NEWAVE e DECOMP.



NEWAVE

- Modelo de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas.

DECOMP

- Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo, que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas).
- Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE).
- Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga.

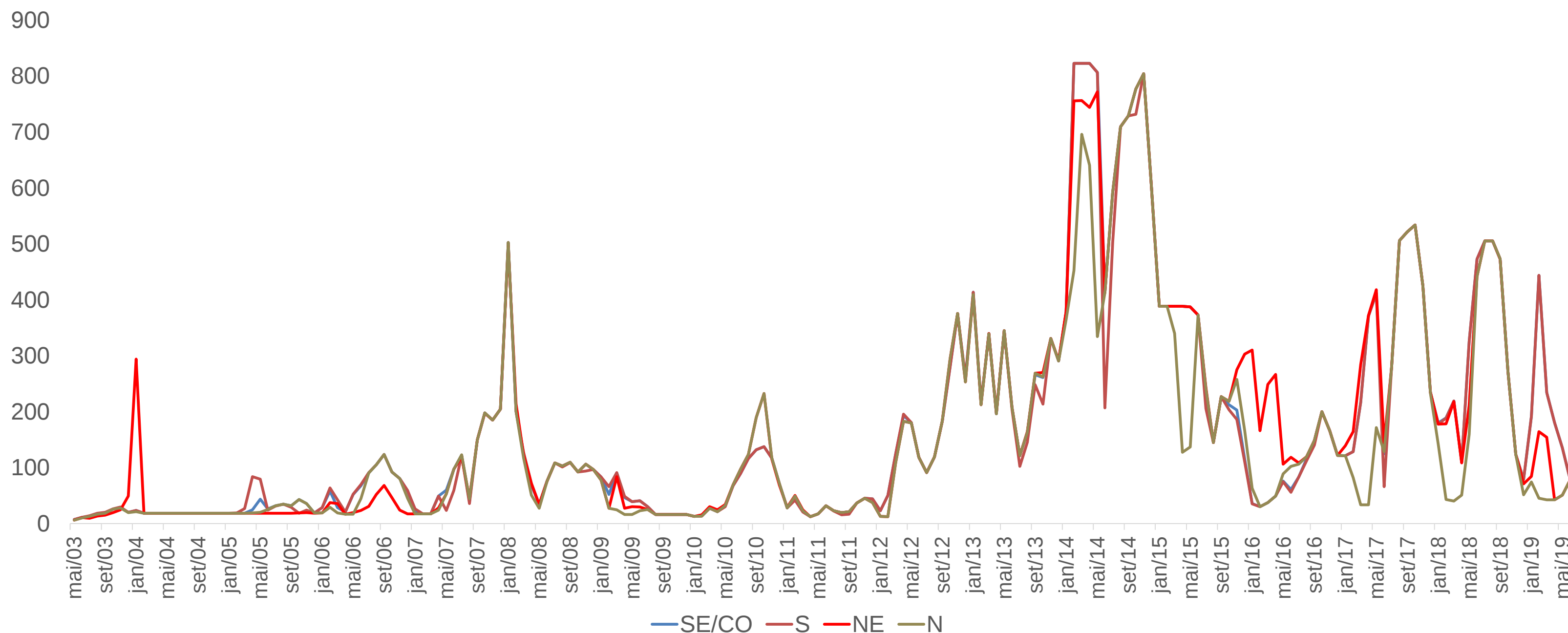
Os **limites mínimo e máximo do PLD** possuem como objetivo evitar que o preço spot não seja suficiente para cobrir os custos ou ainda evitar uma sobre renda desnecessária.

- O **PLD mínimo** é calculado com base no maior valor entre:
 - i) Receita Anual de Geração RAG - das usinas hidro em regime de cotas; e
 - ii) as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte.
- O **PLD máximo** é calculado com base no CVU mais elevado de uma UTE em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR, definido no PMO de dezembro.
- Custo do déficit de energia é entendido como o valor que se pode atribuir à insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica. Este custo é atualizado anualmente pela CCEE, com base na REN ANEEL nº 795/17, e considerando IGP-DI.

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	4.650,00
2018	40,16	505,18	4.596,31
2019	42,35	513,89	4.944,89

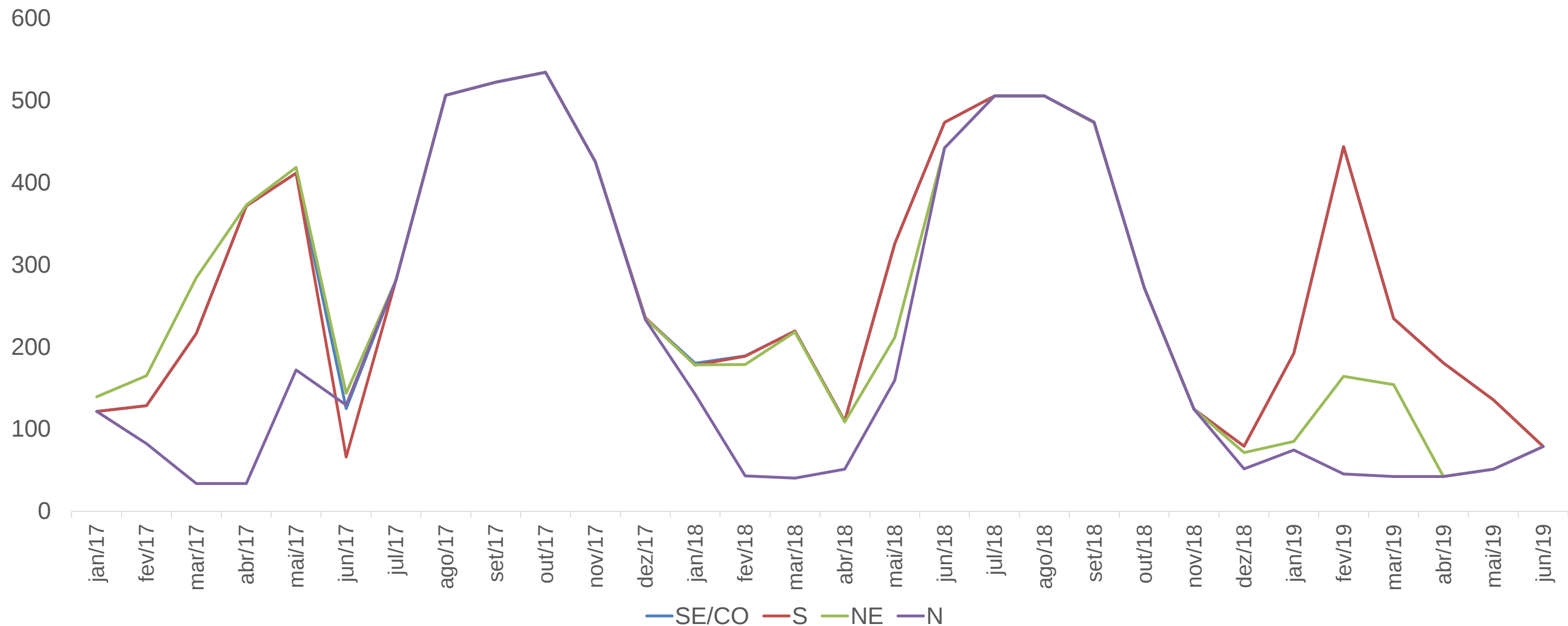
Dada composição da **transmissão e a operação do SIN**, os preços se mantêm a maior parte do tempo “**colocados**”...

PLD médio mensal, mar/03-jun/19 R\$/MWh



... porém um **recorte mais recente demonstra um descolamento entre os submercados** mais recorrente com impacto em preços e ágios no ACL.

PLD médio mensal, jan/17-jun/19 R\$/MWh



O preço é a variável mais importante em qualquer mercado, assim **o futuro do SEB passa por uma discussão racional sobre a formação de preços *spot*.**

- Preço por modelo matemáticos versus preço por oferta.
 - Independente da opção, é necessário se discutir os fundamentos dado que o preço deveria refletir as condições reais e físicas de oferta e demanda.
- Como endereçar as alterações de modelo de preço dada relevância e o impacto no mercado?
- Faz sentido manter o monopólio no desenvolvimento de modelos? Não seria interessante uma competição entre diferentes modelos visando melhorar a eficiência global do sistema?
- O preço deveria ter tamanha volatilidade? Como refletir escassez e variações do que ocorre no mundo físico sem uma ampliação devido a modelagem matemática?
- A transição de um modelo de preço por modelo para um preço por oferta demandaria quais ações? Qual o horizonte de tempo razoável para uma transição sem maiores traumas para uma formação de preço pelos agentes?

Considerações Finais: motivos que justificam um olhar cuidadoso sobre a formação de preços do SEB.

- Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD.
- Os limites mínimo e máximo do PLD possuem como objetivo evitar que o preço spot não seja suficiente para cobrir os custos ou ainda evitar uma sobre renda desnecessária.
- Outrora colados, observa-se em um recorte mais recente um descolamento entre os submercados mais recorrente com impacto em preços e ágios no ACL.
- O preço é a variável mais importante em qualquer mercado, assim o futuro do SEB passa por uma discussão racional sobre a formação de preços spot:
 - Preço por modelo matemáticos versus preço por oferta.
 - Alterações de modelo de preço e o impacto no mercado
 - A transição de um modelo de preço por modelo para um preço por oferta.

A informação contida neste material é de natureza geral para o propósito do curso promovido por GiZ para funcionários da EPE e ONS. Embora a Thymos Energia procure atuar com precisão e de forma acurada, não é possível assegurar que todas as informações apresentadas estão atualizadas e nem tão pouco é possível se responsabilizar pela informação provida por terceiros. Recomenda-se que seja realizada consistência de dados e um estudo aprofundado para qualquer decisão técnica, empresarial ou de políticas públicas. Este material não se configura como um trabalho de consultoria ou recomendação formal, observando sua natureza não exaustiva.

Obrigado!



Cel: 55 11 9 8177 0009

Tel: 55 11 3192 9103

www.thymosenergia.com.br

alexandre.viana@thymosenergia.com.br

Rua Surubim, 577 – 12 andar , sala 121 – Brooklyn

São Paulo – SP, CEP 04571-050, Brasil