



Mercado de Capacidade

—
Alternativa para o SEB permitir o crescimento do ACL e manter a segurança do suprimento.

São Paulo, 13 de agosto de 2019

Preparado para:



Objetivos



Apresentar uma proposta pragmática para a criação de um Mercado de Capacidade objetivando a expansão do ACL com segurança do suprimento.

Organização e fluxo deste trabalho



- **Sumário Executivo:** esta seção apresenta os principais slides do trabalho.
- **Introdução:** apresenta a discussão do Mercado de Capacidade.
- **Discussão conceitual:** os principais conceitos são discutidos.
- **Abrangência para geradores:** discute-se se serão todas as usinas ou somente as novas usinas.
- **Legislação:** aspectos legais e regulatórios para permitir a contratação de usinas no mecanismo de capacidade.
- **Tecnologias:** aborda se haverá ou não restrições de tecnologias participantes.
- **Aspectos Econômicos:** análises de PLD e do conceito de “missing money”.
- **Leilão de Capacidade:** proposta de desenho de leilões de capacidade.
- **Futuras Discussões:** pontos de evolução e algumas perguntas e respostas apresentadas na discussão.



Mercado de Capacidade

Alternativa para o SEB permitir o crescimento do ACL e manter a segurança do suprimento.

São Paulo, 13 de agosto de 2019

Preparado para:  

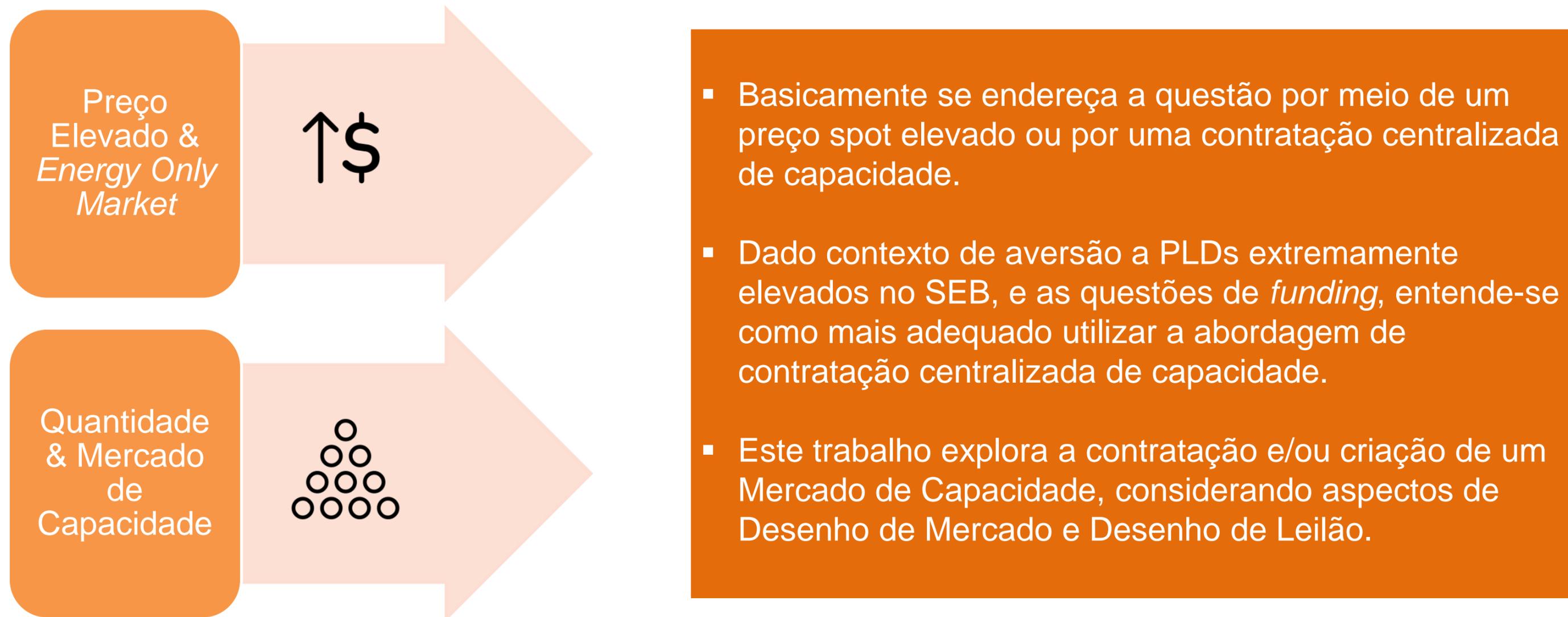
Fotos: Freeimages (www.freeimages.com)

Sumário Executivo

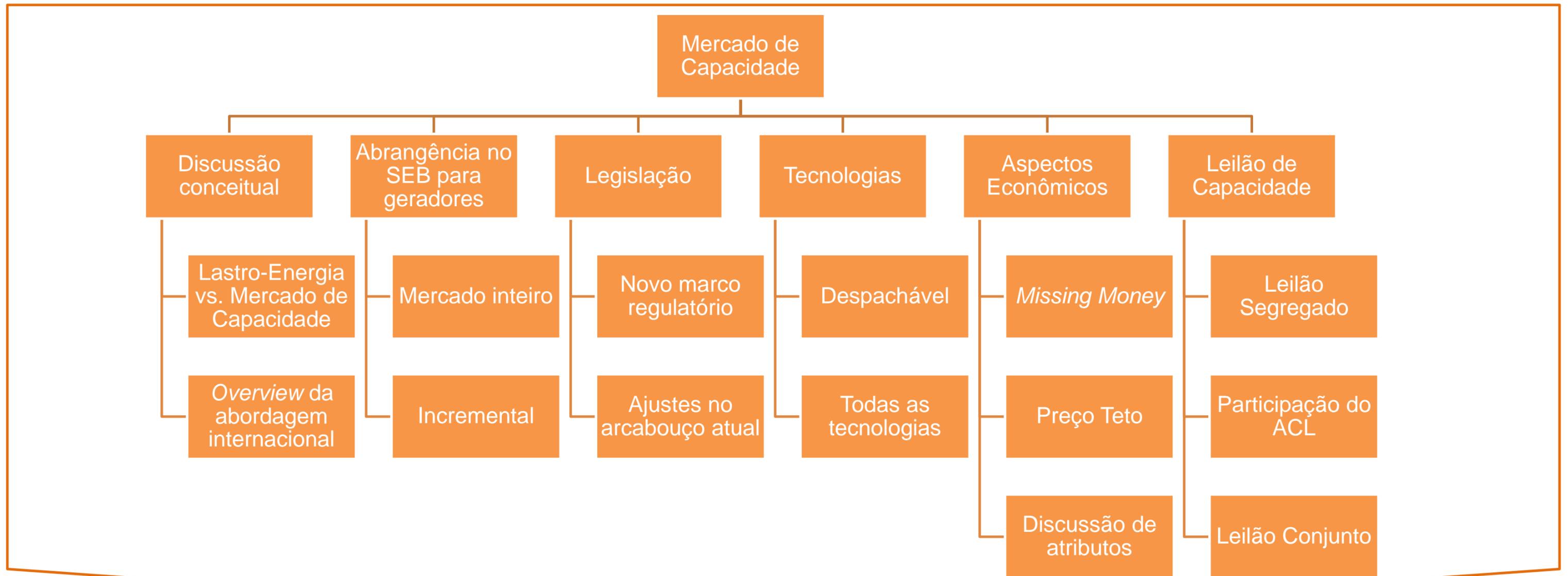
Propõe-se a criação de um Mercado de Capacidade com ajustes no atual arcabouço, o que permitiria a segurança do suprimento e aumento do ACL.

- O presente estudo visa apresentar o Mercado de Capacidade como uma alternativa para se obter segurança do suprimento no SEB e permitir a expansão do ACL.
- A partir da experiência internacional e do atual arcabouço regulatório são propostas soluções para a criação de um leilão para contratação central de capacidade.
- A capacidade de todas as tecnologias seria contratada centralmente pela CCEE, a partir de estudos técnicos da EPE e do ONS, com montante validado pelo MME e regulação do processo pela ANEEL.
- Utilizando o conceito de *missing money* e estudos econômicos-financeiros, observou-se que a tecnologia gás natural demandaria maior valor de lastro e a eólica o menor valor.
- Neste Sumário Executivo estão selecionados (repetidos) os slides do trabalho que resumem os principais pontos, destacando o objetivo de apresentar uma discussão sólida com uma solução pragmática. Dada natureza não exaustiva não se explorou todas as alternativas viáveis como em um trabalho acadêmico, e se concentrou na solução que entende-se como possível no atual contexto do SEB.

Há duas abordagens clássicas para enfrentar a segurança do suprimento com um ACL de grande porte: *Energy Only Market* e *Mercado de Capacidade*.



Quais elementos devem ser considerados na criação de um Mercado de Capacidade para o SEB?



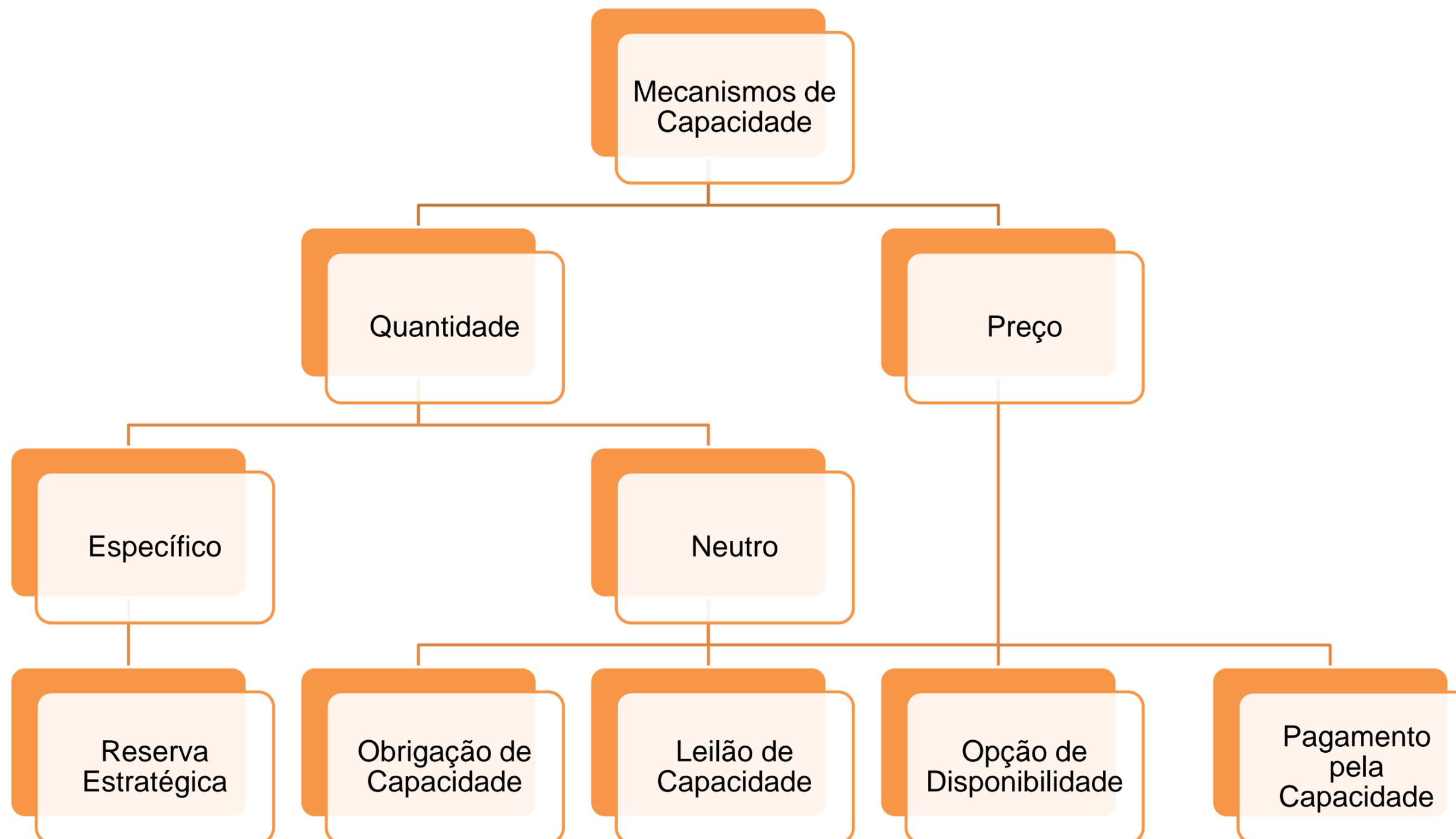
As seções deste trabalho seguem a sequência demonstrada neste gráfico. Isto visa organizar a discussão e mostrar o racional da necessidade de um Mercado de Capacidade, o qual seria viabilizado dentro do arcabouço vigente da Energia de Reserva, sendo classificado como Reserva de Capacidade. Entende-se que a contratação de Reserva de Capacidade permitiria uma flexibilização maior nos critérios de migração para o ACL, pois a segurança do suprimento estaria de certo modo sendo viabilizada centralmente.

Considerando os tipos de capacidade e as formas de funcionamento do mercado é possível construir um conjunto de possibilidades.

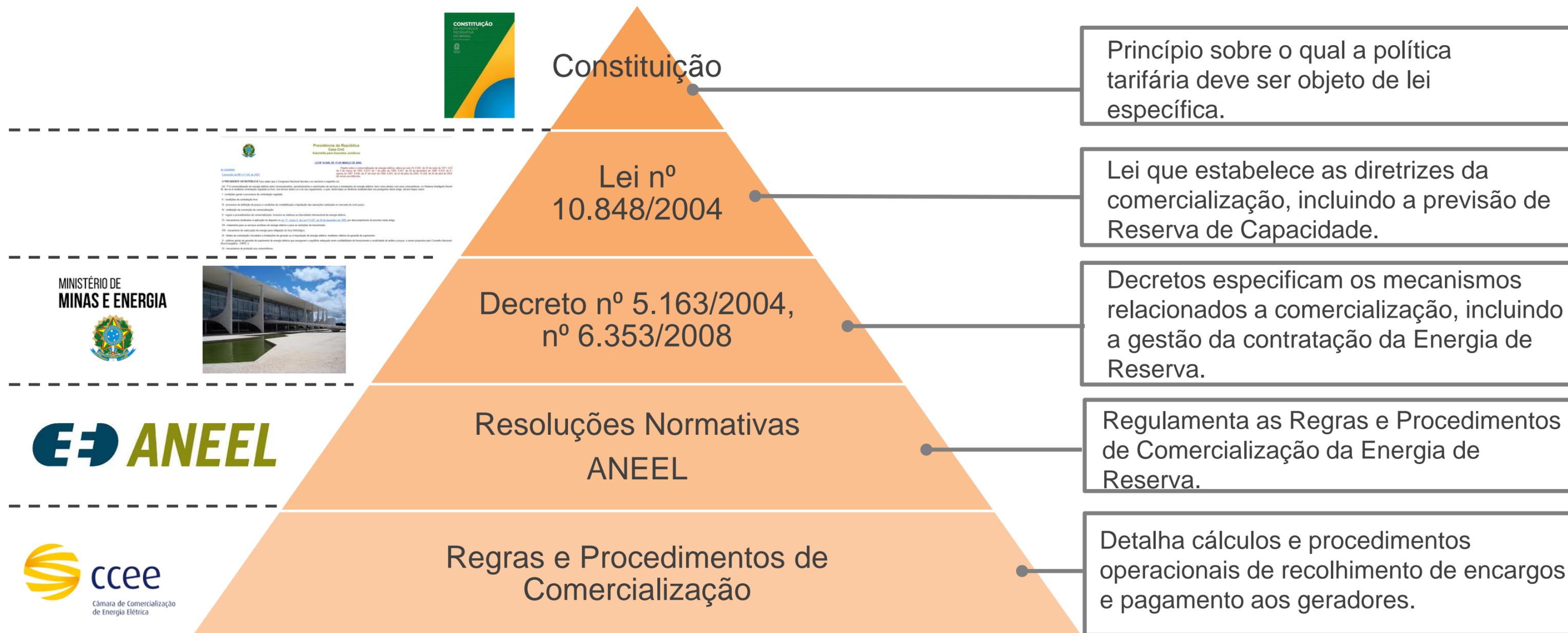
	Reservas Estratégicas	Pagamentos pela Capacidade	Leilões de Capacidade	Obrigações de Capacidade	Opções de compra ou “call options”
Preço ou Volume	Volume	Preço	Volume	Volume	Volume
Centralizado ou Bilateral	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Bilateral	Centralizado
Mercado Amplo ou Direcionado	Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo	Mercado Amplo ou Direcionado

 No Brasil a tendência é utilizar a abordagem Leilões de Capacidade considerando um Mercado Amplo, ou seja, leilões no qual todas as tecnologias possam participar. Isto é explorado nas demais seções.

A União Europeia apresenta uma visão consolidada dos diferentes mecanismos de remuneração por capacidade.



O que seria necessário **considerar** no arcabouço vigente para **permitir a contratação de Reserva de Capacidade?**



O Mercado de Capacidade para o SEB deve ser tecnologicamente neutro, ou seja, permitir a participação de todas as fontes e recursos.

Casos selecionados em defesa de um Mercado de Capacidade tecnologicamente neutro

1



Diversas tecnologias podem participar, exceto renováveis que já possuem outros subsídios.

2



Capacity Markets in Hydro-Intermittent Dominated Systems

Artigo de pesquisador do instituto Acende Brasil que defende uma abordagem tecnológica neutra com mecanismos econômicos que promovam eficiência.

3

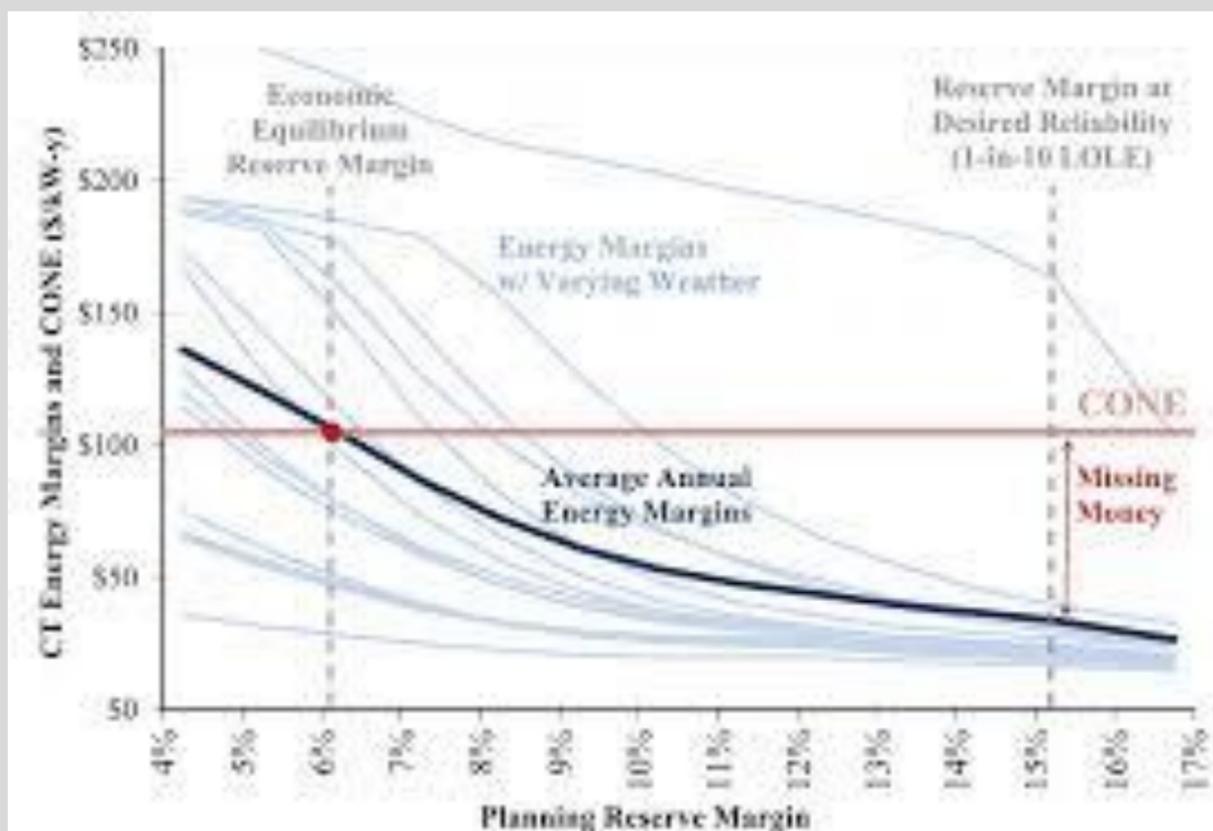


Operadores de mercado dos EUA que utilizam Mercados de Capacidade permitem a participação de diversas tecnologias, incluindo *Demand Response*. O Reino Unido está em um processo de consulta pública visando adotar a mesma política.

Racional para defesa de leilões tecnologicamente neutros no Mercado de Capacidade

- As tecnologias renováveis possuem custos decrescentes e externalidade ambiental positiva.
- A definição de um “mix” de contratação com base em estudo técnico pode permitir ao operador a desejada flexibilidade.
- Novas tecnologias, tais como armazenamento, tendem a aumentar a flexibilidade e suavizar a pressão sobre os operadores.
- Estudos da EPE, como Plano Decenal de Energia, apontam para uma tendência natural da expansão ocorrer por meio de pequenas renováveis como eólicas e solar PV.
- Aplicar um “*de-rating fator*” é uma alternativa regulatoriamente justa para no processo de definição da demanda considerar os custos ainda presente de estabilidade do sistema, dada maior penetração de renováveis.

O Mercado de Capacidade nasce do fenômeno de insuficiência de renda no Mercado de Energia, também conhecido como “*Missing Money*”.

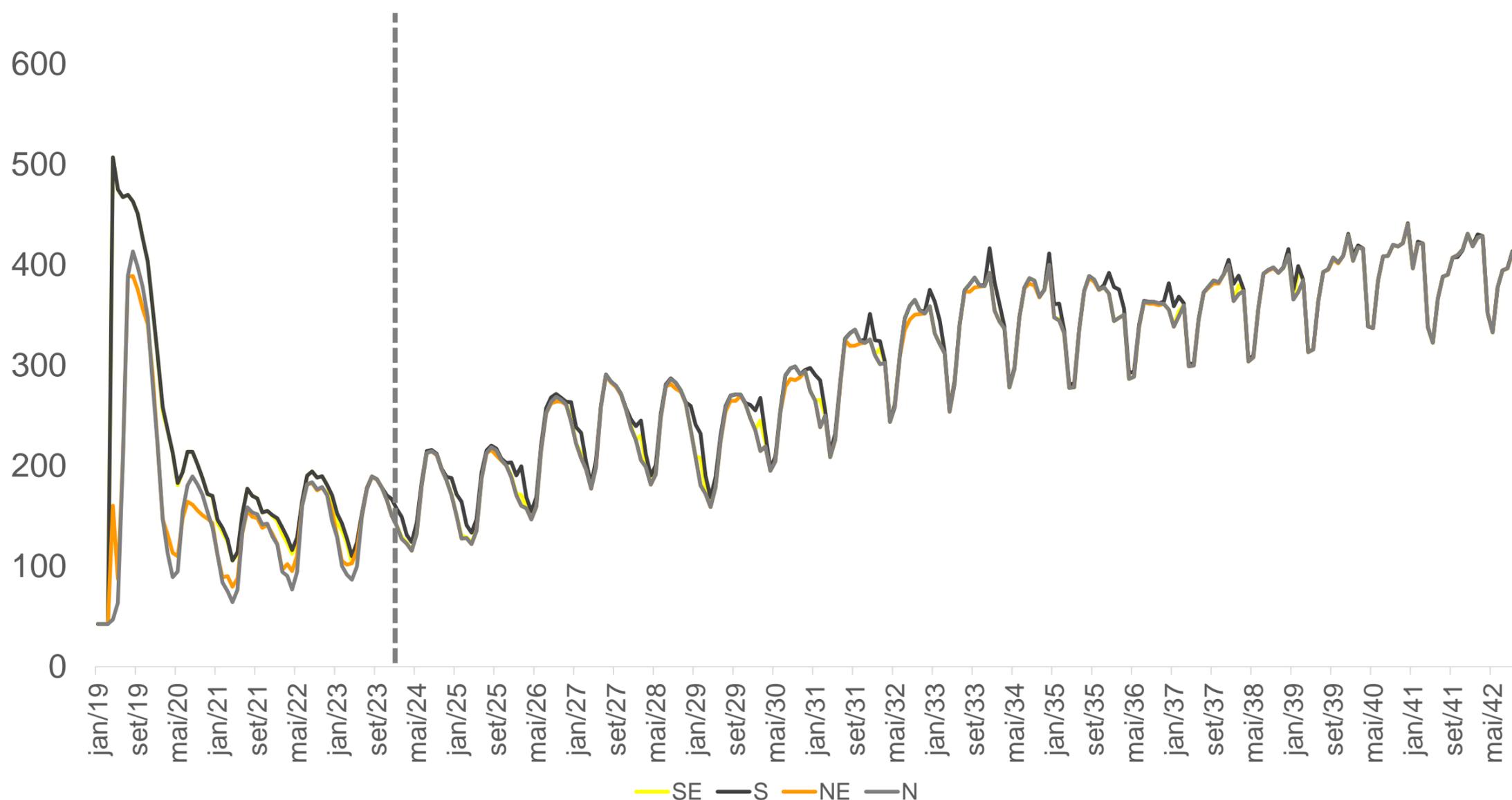


Exemplo de *missing money* no ERCOT (Texas), o qual é abordado em Spees et al (2013).

- “*Missing Money*” significa que a renda obtida no Mercado de Energia, refletida pelo preço *spot*, não é suficiente para atrair novos investimentos em geração. Em outras palavras, o preço *spot* não é alto suficiente para remunerar as usinas, uma premissa presente na desregulamentação na década de 1990.
- Razões para o preço *spot* não ser suficiente para atrair novas usinas:
 - A maior inserção de renováveis com custo marginal igual a zero.
 - Térmicas totalmente depreciadas e competindo com menores preços.
 - Custo decrescente dos combustíveis fósseis em alguns países desenvolvidos.
- O problema do “*missing money*” foi a força inicial para incentivar a criação dos Mercados de Capacidade.

A volatilidade ao longo dos meses do ano podem impactar razoavelmente a percepção de riscos do gerador.

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), média mensal, 2019-42
R\$/MWh

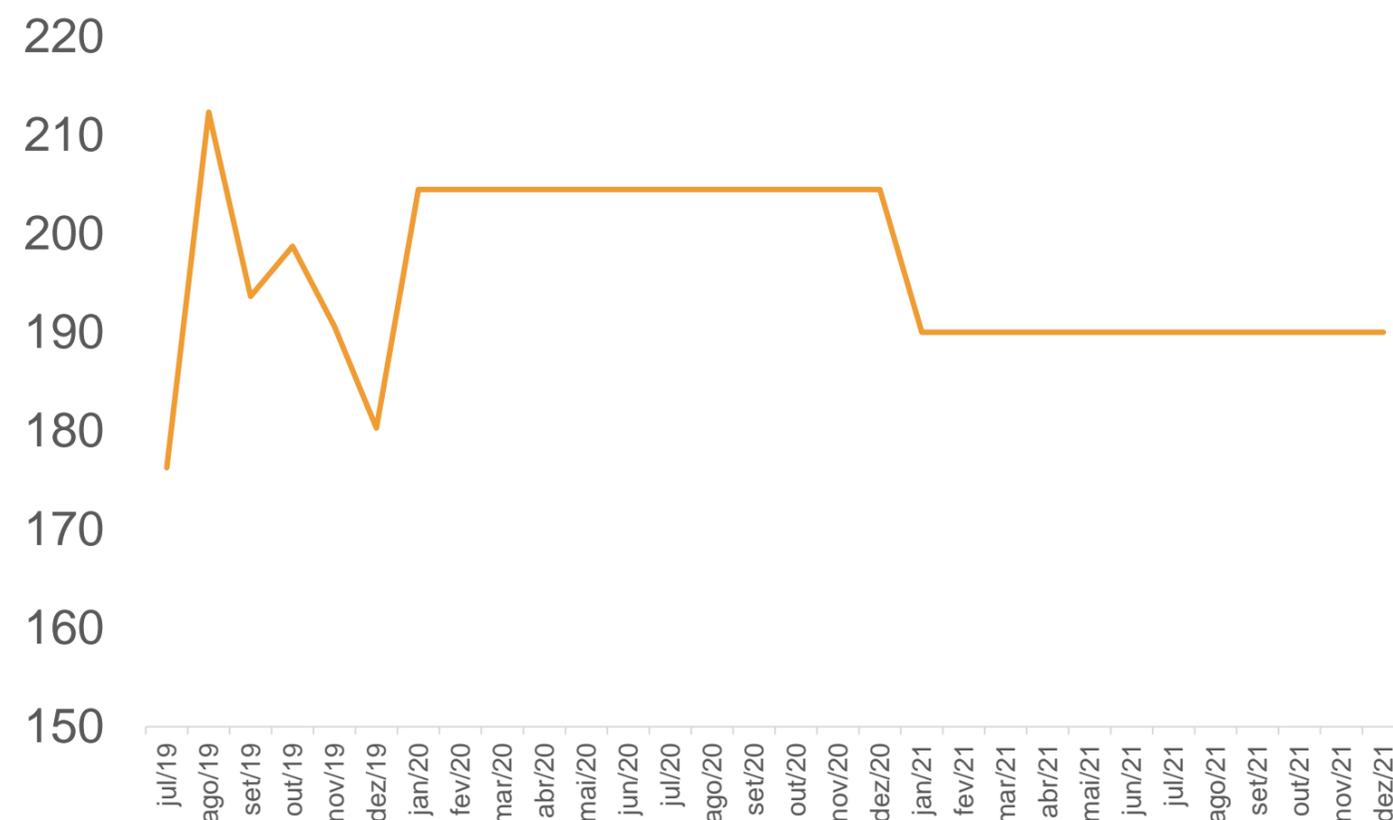


Comentários:

- O PLD é extremamente sensível a questão hidrológica, com variações expressivas entre os meses do ano.
- Existe uma tendência de preços mais baixos no primeiro semestre e preços mais altos no segundo semestre.
- Todavia, eventos considerados “outliers” podem quebrar este comportamento, como uma hidrologia pior do que a esperada no SE/CO em jan-fev/19, o que elevou o preço sensivelmente.

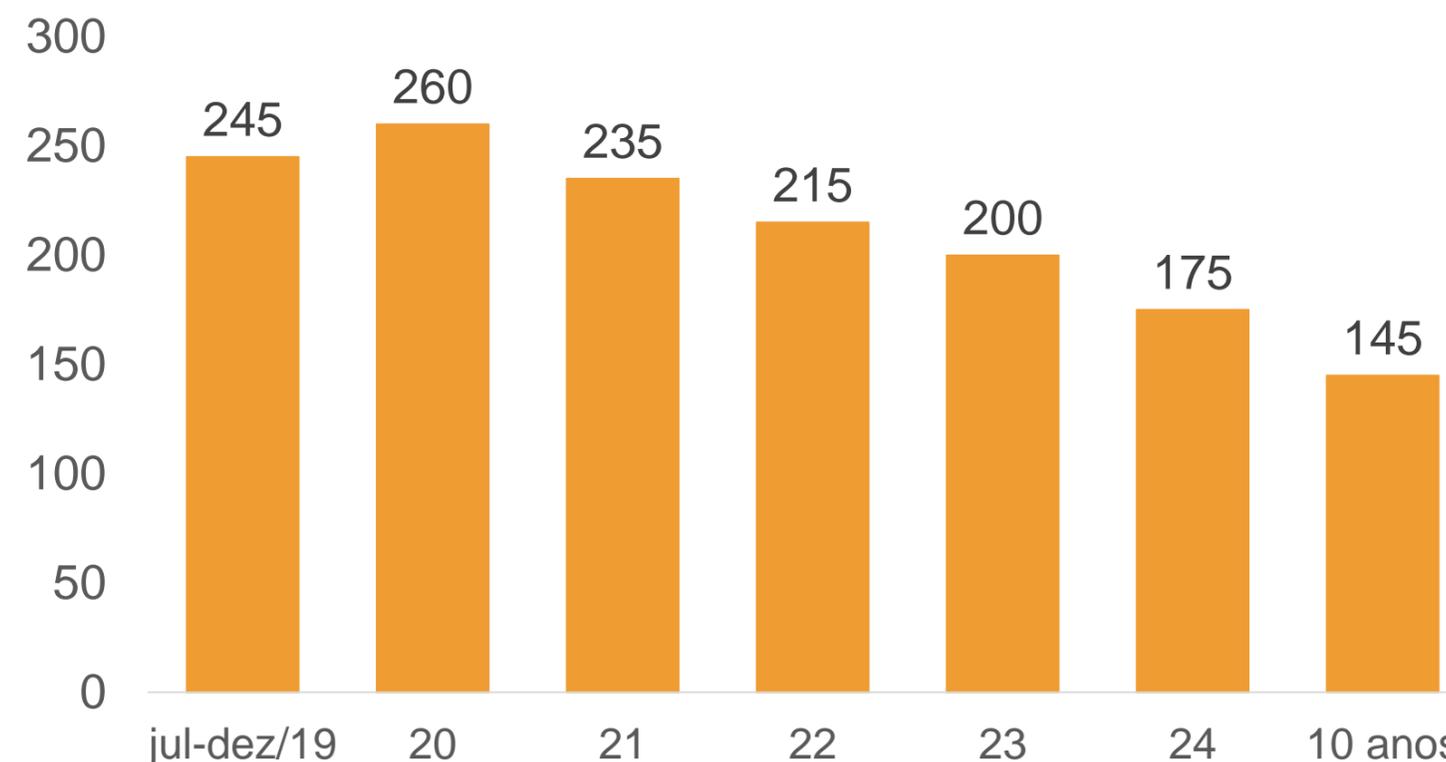
O mercado de contratos do ACL apresenta um preço mais estável, apesar de mais baixo.

Curva Forward BBCE Convencional SE/CO
R\$/MWh



- Curva Forward BBCE em 12.07.2019.
- O preço de contratos tende a ser mais estável para os anos à frente, refletindo a expectativa média do “*underline asset* PLD”, além da oferta e demanda por proteção.

Energia Incentivada: Consenso de mercado SE/CO
R\$/MWh



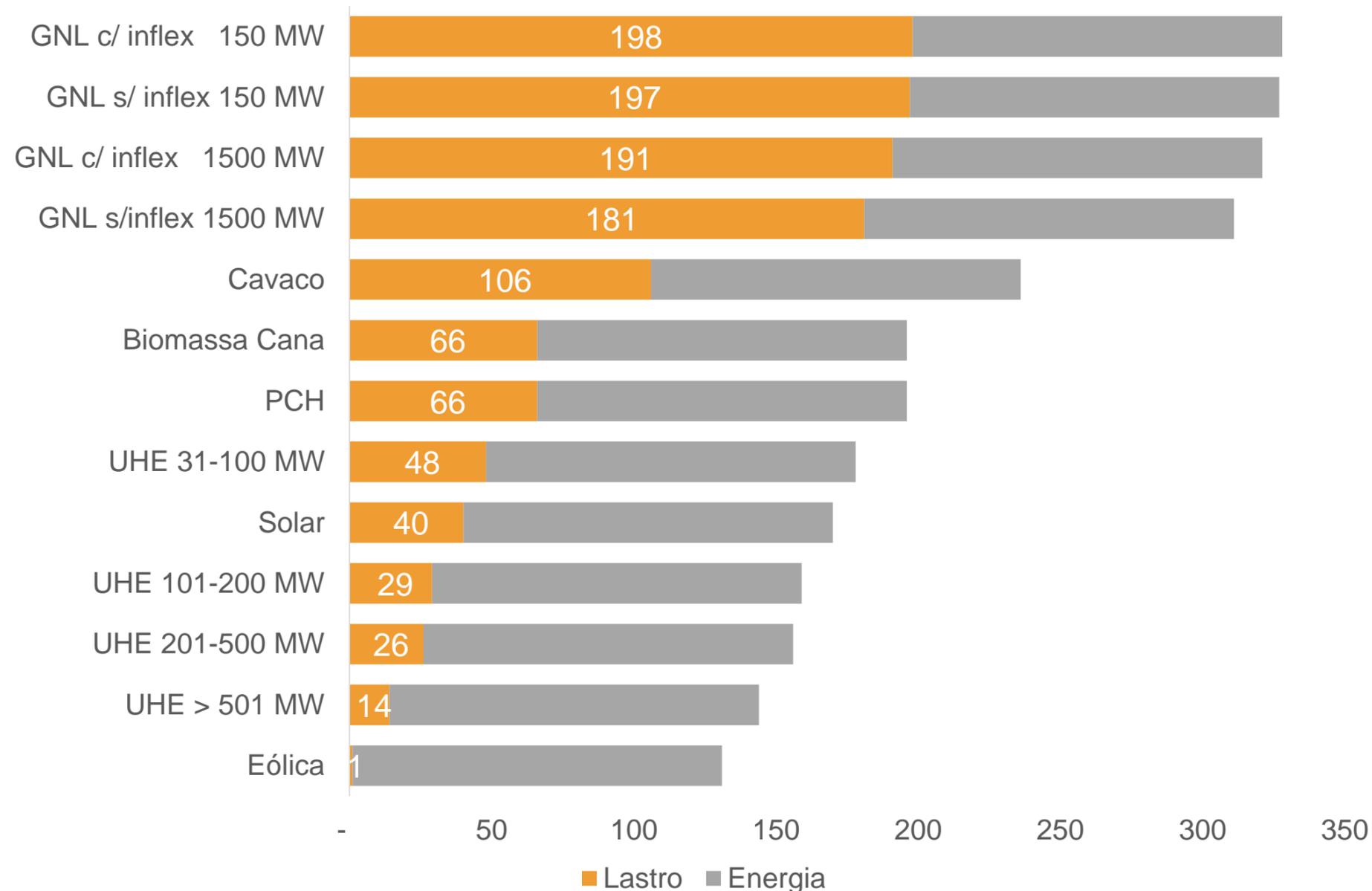
- Consenso de mercado na 1ª semana de julho/2019.
- O prêmio da energia incentivada está reduzindo ao longo dos anos devido as alterações regulatórias que estão sendo sinalizadas, em especial na CP 33/2017 e GT Modernização.

As diferentes tecnologias e o quanto necessitam para serem viabilizadas: Qual seria o valor inicial de um leilão de Capacidade?

Premissas

- Preço da energia de R\$ 130/MWh, valor conservador para um contrato de longo prazo.
- Conceito de *missing money*, ou seja, obtêm-se o valor necessário para viabilizar o projeto e se desconta o valor do contrato/preço da energia.
- Fluxo de caixa descontado a taxa real de 10% a.a. na ótica do acionista.
- Projetos térmicos consideram ICB, com as componentes COP e CEC.
- Tabela com detalhe no anexo.

Preço de lance ou ICB para projetos novos R\$/MWh



Existem duas opções (direcionadores) principais para o Leilão de Capacidade: Contratação segregada ou formato “*bundle*”.

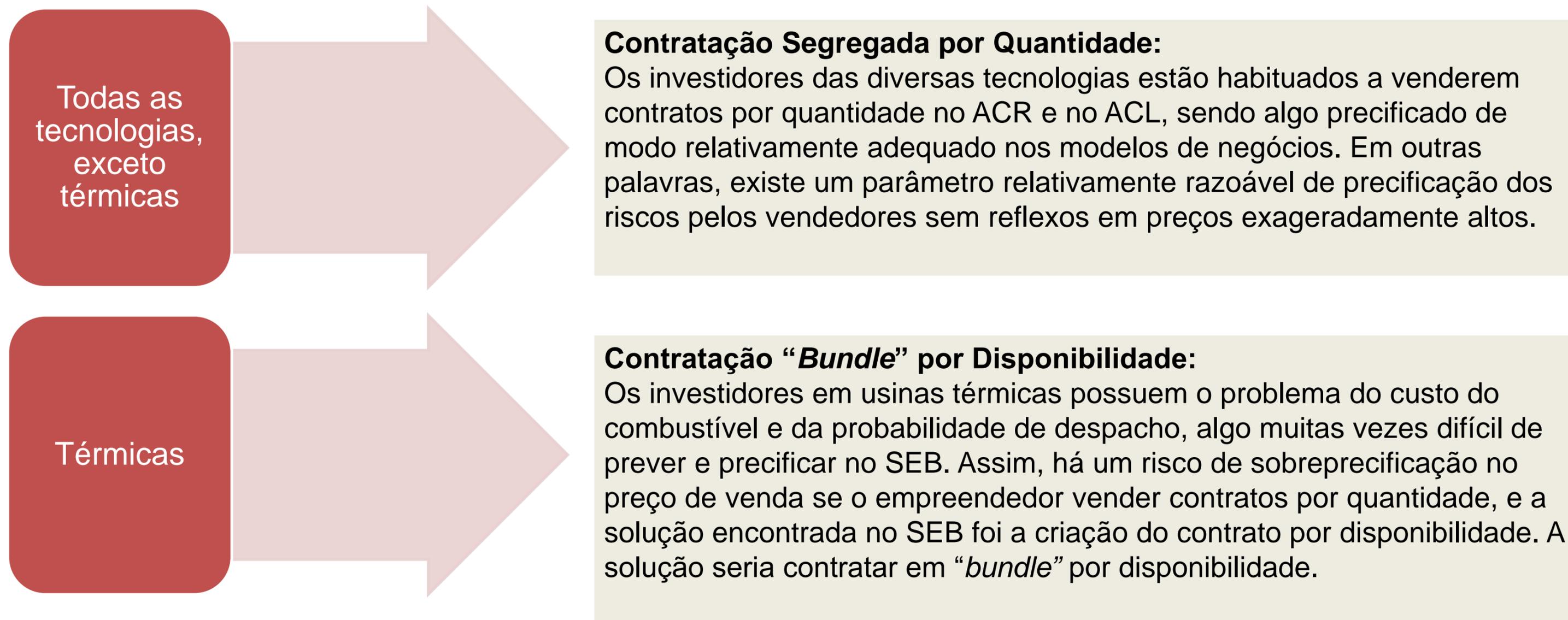
Contratação Segregada

Primeiro ocorre um leilão de capacidade (CCEE como comprador) e na sequência realiza-se um leilão de energia no qual podem participar o ACR e o ACL. No caso do produto para o ACL necessita-se adequações para que compradores deste ambiente possam participar sem diminuírem a segurança financeira para o gerador, observando que devem ser contratos mais curtos.

Contratação “Bundle”

Ocorre um leilão das duas componentes (capacidade e energia) em conjunto e a CCEE atua como comprador. Posteriormente a CCEE realiza leilões periódicos de venda da componente energia para o ACR e ACL, similar ao que o BACEN realiza no mercado de câmbio, sendo que ganhos e perdas em relação ao valor original do contrato são repassados para o encargo de contratação da reserva de capacidade.

Sugere-se para as térmicas a contratação em “*bundle*” e para as demais tecnologias a contratação segregada.

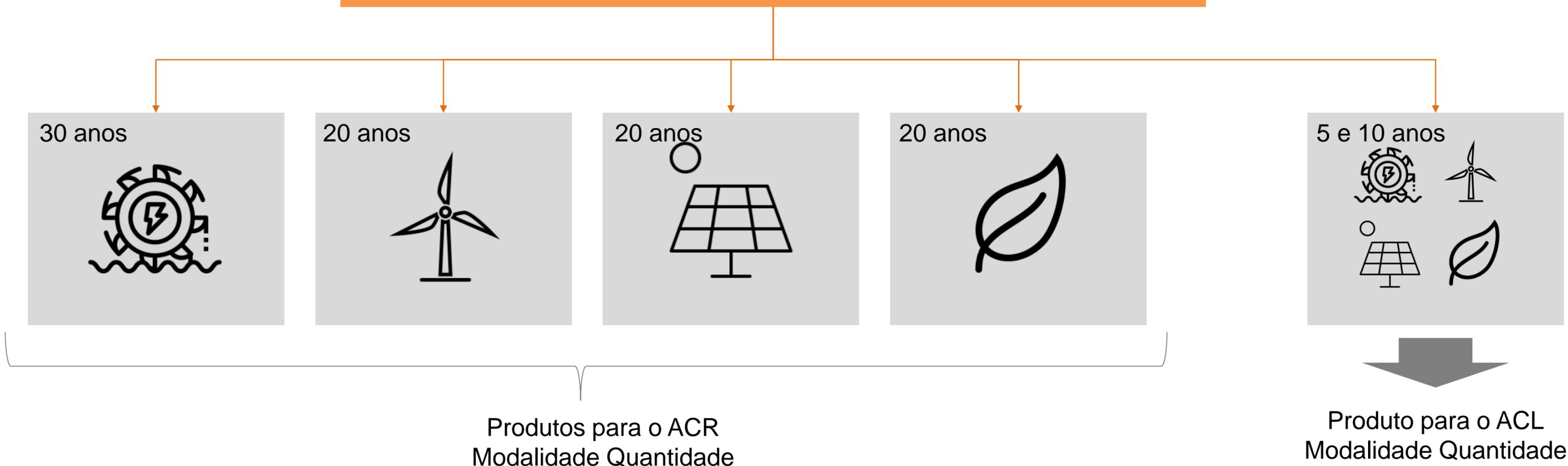


Processo de realização dos leilões de Reserva de Capacidade e gestão dos contratos e encargos: Visão macro simplificada dos principais passos.

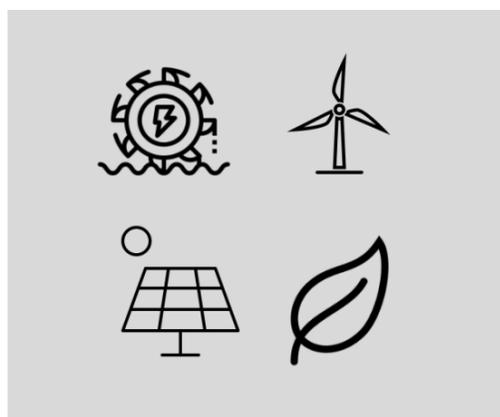


O leilão de energia na sequência do leilão de Reserva de Capacidade teria os produtos segregados por tecnologia no ACR e seria conjunto para o ACL.

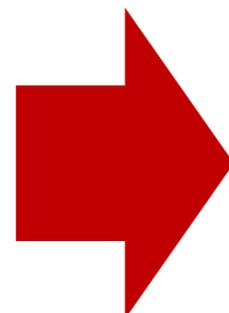
Vencedores do Leilão de Capacidade de todas as tecnologias, com exceção das térmicas



Para um agente do ACL participar do leilão seria necessário preencher alguns requisitos que estariam estabelecidos no Edital.



Vendedor



- Atender todos os requisitos do Edital relacionados a construção da usina.
- Apresentar Garantia Financeira equivalente a 3 meses de contrato com validade de 12 meses, com antecedência de 6 meses ao início de suprimento.
- Caso ocorra o pagamento pelo comprador o contrato será automaticamente registrado, independente do “*status*” da usina.

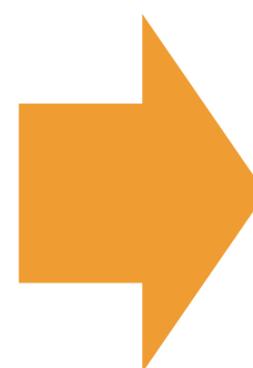


Comprador



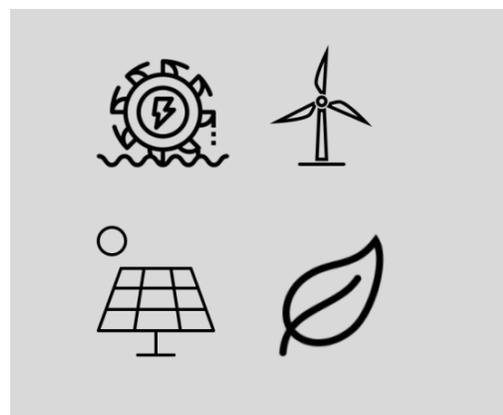
- Minuta de Contrato Padrão do ACL.
- Produtos Quantidade de 5 e 10 anos.
- Ser agente da CCEE (não Distribuidora) no mínimo a 24 meses sem histórico de inadimplência ou não aporte de garantias financeiras.
- Apresentar Balanço Auditado.
- Garantia com validade de 12 meses, cobrindo ao menos 3 meses.
- Liquidação centralizada pela CCEE realizada antes da contabilização (atualmente seria no 6º dia útil do mês subsequente).
- Registro contra pagamento. Em caso de inadimplência a CCEE executa a garantia e avisa as partes, demandando do inadimplente a regularização da situação.

Ocorreria uma fusão da Energia de Reserva atual e os contratos legados (CERs) com a Reserva de Capacidade, sendo a CCEE a gestora de ambos.

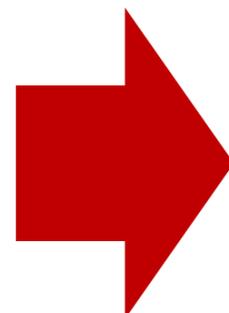


Gestão pela CCEE da Conta de Energia de Reserva.

A CCEE realizará leilões periódicos de energia relativa aos CERs legados e das térmicas originadas da Reserva de Capacidade.



CERs legados



- Leilão ano a frente
- Leilões trimestrais



**Térmicas
contratadas como
“*bundle*”**



- Leilão ano à frente com base na inflexibilidade declarada e sazonalizada.
- Leilões mês à frente ou *ex-post* relacionado a geração acima da inflexibilidade.



Futuras discussões

1

É possível adotar outras metodologias de mercado de capacidade para as renováveis, tais como um *Contract for Differences*, com piso de remuneração de referência caso PLD vá abaixo de um patamar, o qual pode ser fruto até mesmo de um leilão.

2

O ideal seria discutir um Mercado de Capacidade em um contexto de ampla reforma setorial, logo se deveria acelerar e implementar outros pontos relevantes.

3

Analisar outras opções para a contratação de usinas térmicas, dado que a presença do operador de mercado gerindo contratos é sempre um ponto sensível.

4

Evoluir na discussão de atributos visando construir um Procedimento de Planejamento, o que serviria para atenuar pressões políticas para contratar uma fonte em detrimento de outra.

5

Endereçada a questão da segurança do suprimento seria possível diminuir o critério de elegibilidade para migração ao ACL, como também rever a penalidade de lastro para um percentual menor do que 100%.

Questões apontadas ao longo do trabalho (1/3)

1) A Thymos propõe um mercado de capacidade tecnologicamente neutro, neste modelo como será endereçada a questão da intermitência das renováveis sob uma perspectiva de segurança de suprimento?

Isto seria endereçado por meio de um procedimento de planejamento no qual se indicaria qual a demanda a ser atendida por cada tecnologia. Assim, este procedimento (com inputs do ONS e EPE) deveria contemplar a capacidade que seria contratada de fontes despacháveis e de fontes não despacháveis.

2) Entendo que explicitar/precificar atributos irá gerar uma disputa entre diferentes tipos de geradores, mas ao mesmo tempo deixar isso sujeito a critérios discricionário pode ser ineficaz no logo prazo.

Concordamos que haverá uma disputa natural entre as fontes visando defender os atributos que apresentem melhores resultados, porém entendemos que não haverá como fugir da determinação de atributos via um procedimento de planejamento com critérios técnicos e que seja revisto em ciclos pré-determinados e contando com uma governança específica. Todavia, não defendemos um novo Scoring bid que contemple atributos, pois também visualizamos que seria inadequado, dado que cada fonte buscará obter diferenciais competitivos.

Questões apontadas ao longo do trabalho (2/3)

3) Em que medida melhorias na sinalização do preço spot poderia melhorar a atratividade de novos projetos? Ou seja, isoladamente o preço spot é ineficaz para estimular investimentos, mas aperfeiçoamentos no sinal de preço podem ao menos contribuir com o aumento da atratividade?

O preço é principal indicador em qualquer mercado e não é diferente no mercado de energia. Uma melhor formação do preço spot levaria a uma alocação mais eficiente de recursos, logo isto elevaria tecnicamente a forma como são valorados os projetos. Todavia, um ponto de atenção para o mercado brasileiro é a ausência de “funding” para infraestrutura, não somente energia, o que torna complexo a viabilização de novos projetos somente por meio de preço spot elevado. Assim, algum mecanismo de capacidade seria necessário, porém entendemos que o ideal na lógica da microeconomia seria não necessitarmos de um mercado de capacidade, mas que infelizmente não é possível.

4) Comente sobre a metodologia de cálculo de preço de lastro?

Utilizou-se o princípio do “missing money”. Com um modelo econômico SIMPLIFICADO e considerando uma taxa real de desconto de 10% ao ano. Dado o valor necessário para viabilizar um projeto, realizou-se uma subtração do valor que seria pago via um contrato de energia com preço conservador de R\$ 130/MWh, e a diferença seria o lastro ou valor da capacidade. Lógico que a competição do leilão pode reduzir o valor, como também uma taxa maior de desconto (12% a.a. por exemplo) subiria o valor.

Questões apontadas ao longo do trabalho (3/3)

5) A CCEE seria o single buyer e retiraria das distribuidoras a gestão do risco de volume contratado? Neste cenário, quais são os incentivos para que não sobre (ou sub) contrate uma determinada fonte?

A CCEE seria o Single Buyer da contratação do lastro, na verdade da capacidade. As distribuidoras ainda teriam risco de volume da componente energia. A construção de um procedimento de planejamento, com revisão em ciclos quadrienais e não incidentes com o mandato presidencial, seria uma forma de por meio da governança atenuar isto.

6) A atual Energia de Reserva passaria a contabilizar lastro?

A energia de reserva passaria a contabilizar lastro, dado que a análise global do mecanismo de capacidade resolveria isto. Observa-se que a Energia de Reserva seria incorporada por este mecanismo.

7) Idealmente as UTEs precisam ter mais previsibilidade quanto a sua recontração futura, e 1 ano parece pouco. Além disso, qual a metodologia proposta para a precificação do lastro de uma UTE amortizada?

A UTE estaria contratada por um período maior, e seria leilado no ano anterior somente a energia para ACR e ACL. Sobre o lastro da UTE amortizada, o estudo considerou apenas novas usinas e de modo incremental. Se formos considerar usinas já amortizadas (o que é possível) seria necessário um novo cálculo para o preço inicial do leilão, o qual deveria estar associado ao custo de operação e manutenção, e em um modelo microeconômico desejado não haveria preço teto e as usinas competiriam livremente. Uma outra alternativa seria utilizar a metodologia do leilão de ajuste, no qual o preço ascendente toca no preço de reserva do vendedor e ao aceitar tal preço ele negocia a energia.

Pontos de atenção elencados na discussão

- Sugere-se que o mercado de capacidade seja analisado em um contexto mais amplo de reforma setorial, com racionalização de subsídios, alocação correta de riscos e uma formação de preços adequada.
- Analisar cuidadosamente se há necessidade de contratação de projetos térmicos para atendimento de ponta.
- Argumenta-se no sentido de observar as terminologias, sendo que dado a questão cultural do SEB poderia ser útil manter a terminologia lastro.
- Não seria mais importante manter o mecanismo somente para novas usinas?
- Na contratação segregada em leilões sequenciais deve-se permitir a desistência de um vencedor do leilão de capacidade que não venha a vencer o leilão de energia.
- Estudar alternativas que não sejam o operador de mercado para gerir os contratos por disponibilidade no formato “*bundle*”, o qual na proposta é contratado pela CCEE.



Mercado de Capacidade

Alternativa para o SEB permitir o crescimento do ACL e manter a segurança do suprimento.

Agenda



Introdução	30
1. Discussão conceitual	37
2. Abrangência do Mercado de Capacidade no SEB	40
3. Legislação	46
4. Tecnologias nos Leilões de Capacidade	59
5. Aspectos Econômicos	63
6. Leilão de Capacidade	75
Futuras Discussões	83

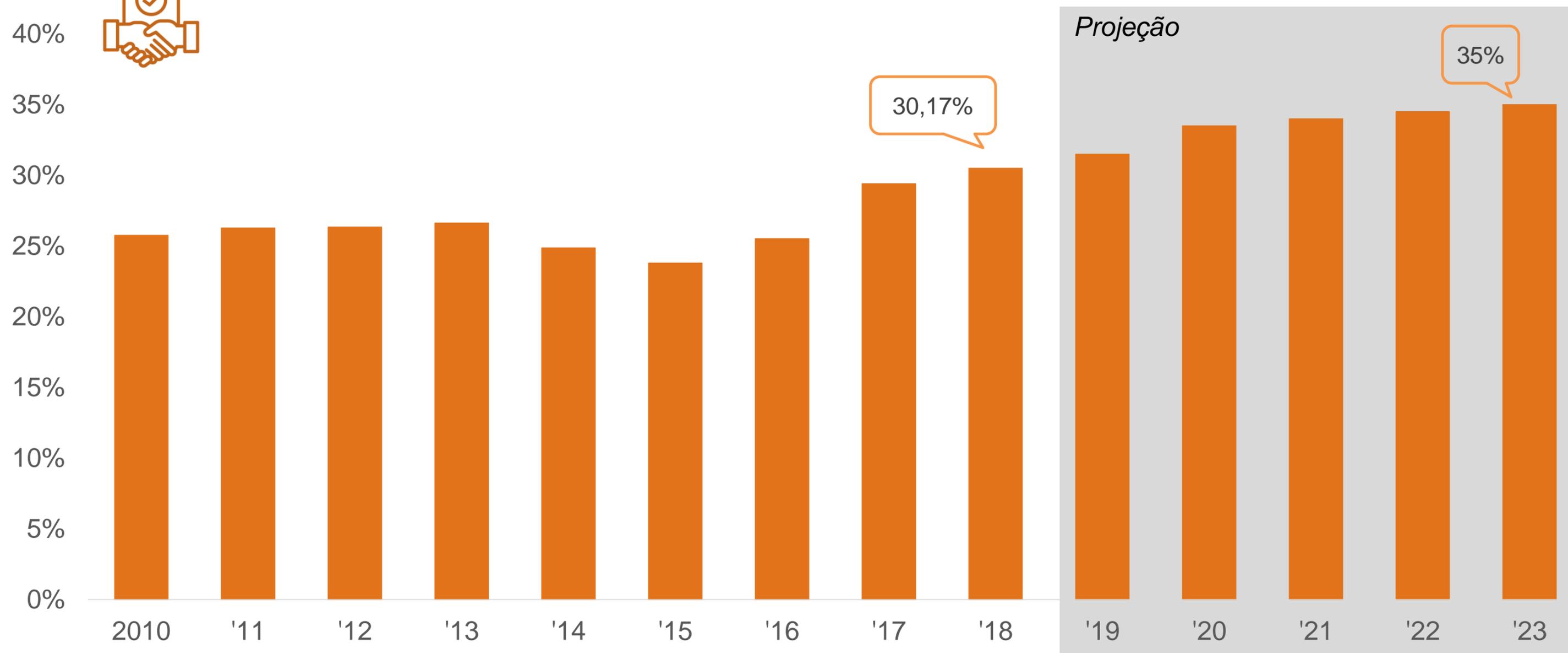
Introdução



O SEB passa por transformações, sendo que o **mercado livre (ACL)** **representa 30%** do consumo do SIN, além disso...

Participação ACL no consumo, 2010-23

%

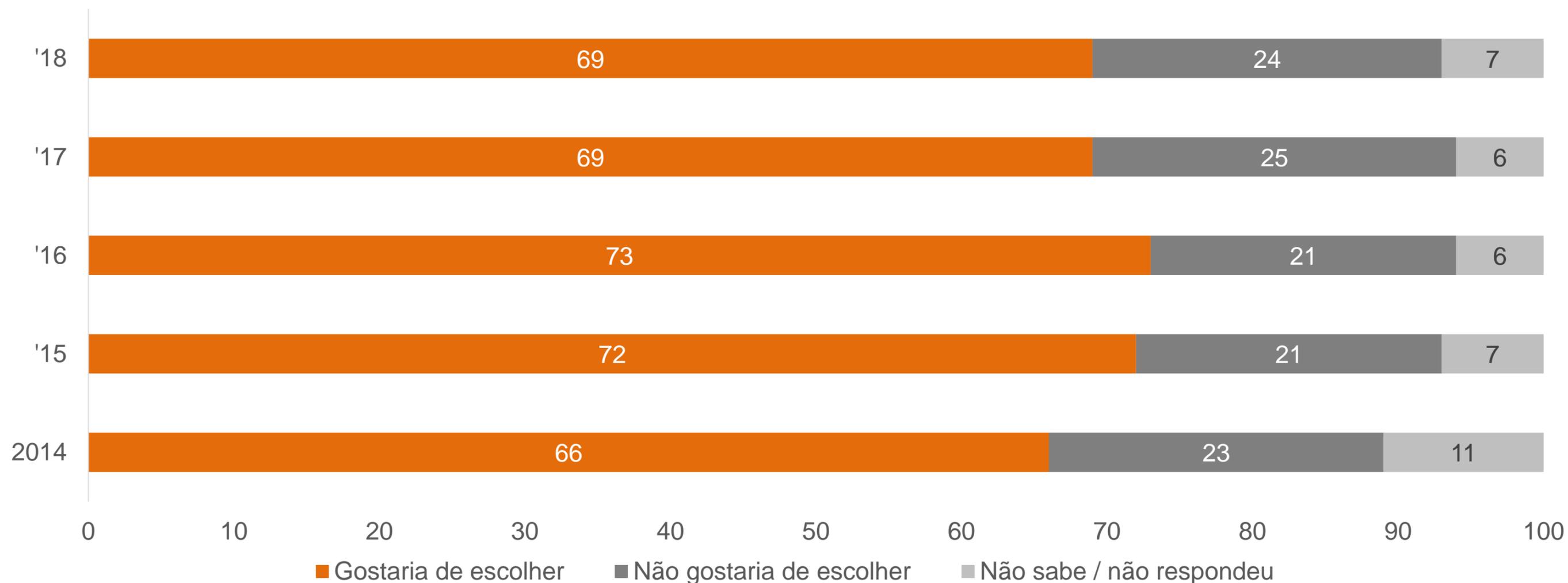


Fonte: CCEE (2019), IBOPE (2018), Thymos Energia

... a sociedade deseja escolher o supridor, com 69% dos entrevistados na pesquisa IBOPE-Abraceel sinalizando pelo direito de escolha.

Pesquisa IBOPE-ABRACEEL 2018

% dos que desejam escolher o supridor de energia



O ACL é relevante para sociedade, mas o desenho de mercado **utiliza** **como principal driver para segurança do suprimento os leilões ACR...**

Vendedores

Gerador, Produtor Independente e Comercializadoras



Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Compradores:
Distribuidoras



Mecanismo de Contratação: Leilões ou alocações de cotas por meio da ANEEL



MVE

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Compradores: Gerador, Produtor Independente, Consumidor Livre e Comercializadoras



Mecanismo de Contratação: Bilateral Balcão, leilões privados ou BBCE.

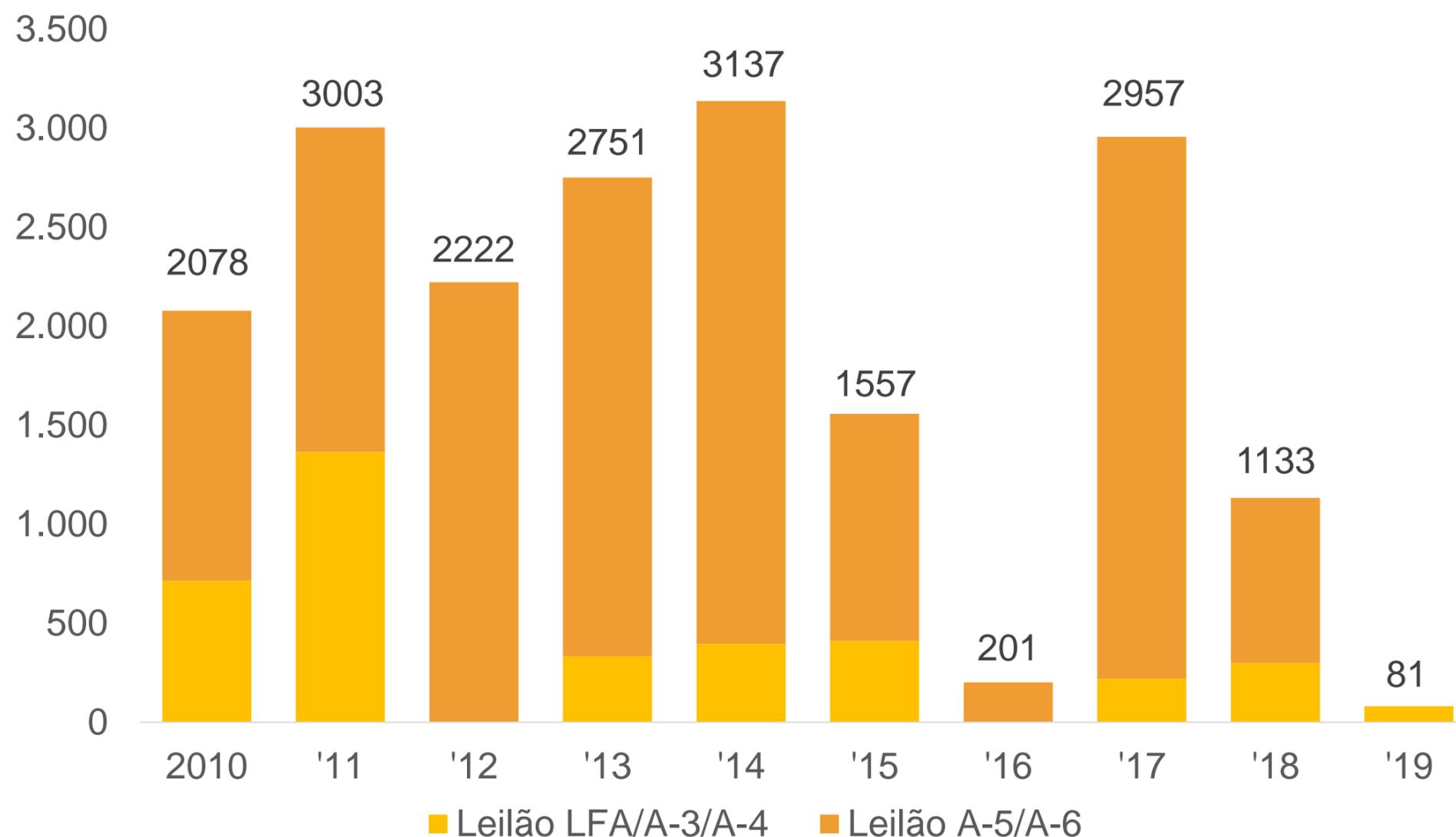


Comentários:

- Distribuidoras podem vender excedentes ao ACL por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).
- Para migrar ao ACL é necessário ter demanda de 2,5 MW (jan-2020 2,0 MW).
- Consumidores entre 0,5 MW - 2,5 MW podem migrar ao ACL. Porém são considerados especiais e devem cobrar energia incentivada.
- Os consumidores livres podem ceder energia entre si.
- Há diversas tipos de leilões e diferentes calendários.
- Há diversos tipos de cotas, as quais são reguladas pela ANEEL.

... os quais apresentam **demanda decrescente** nos últimos certames, o que pode significar desafios para o suprimento mais à frente.

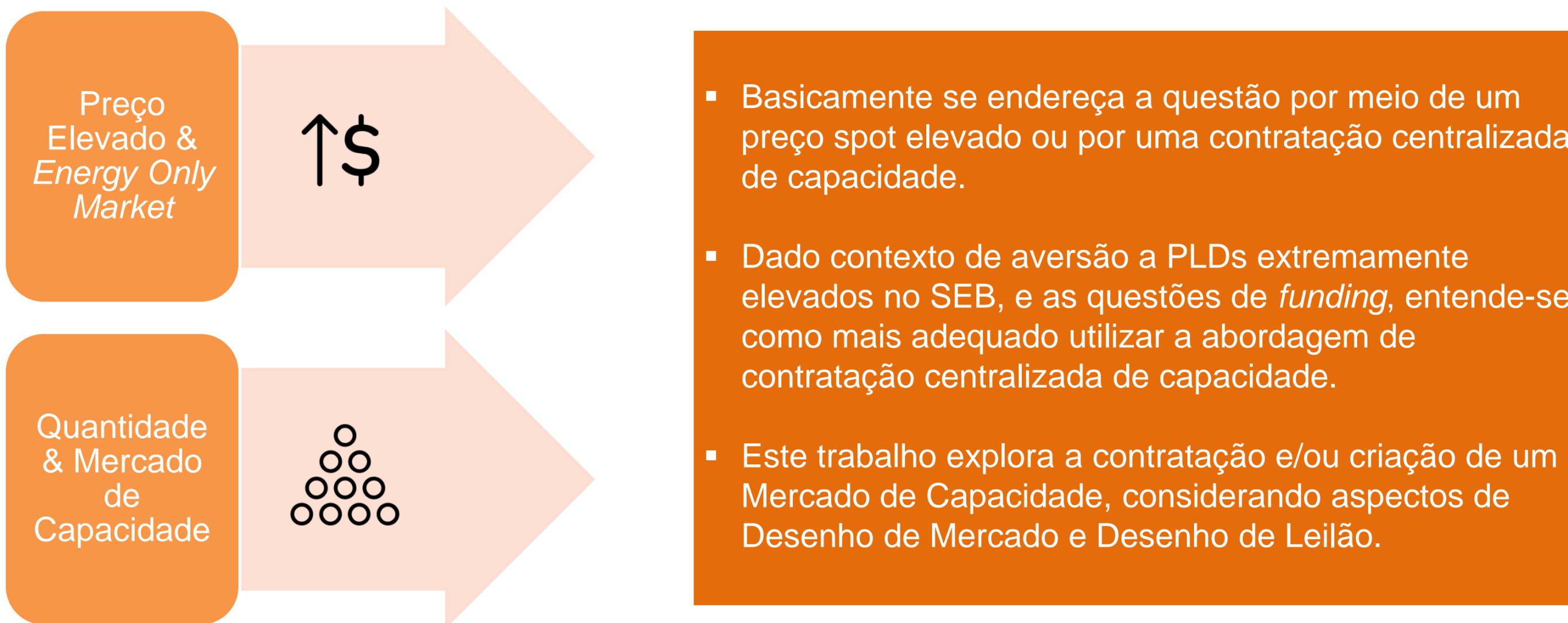
Contratação em leilões de novas usinas ACR, 2010-19 MW médios



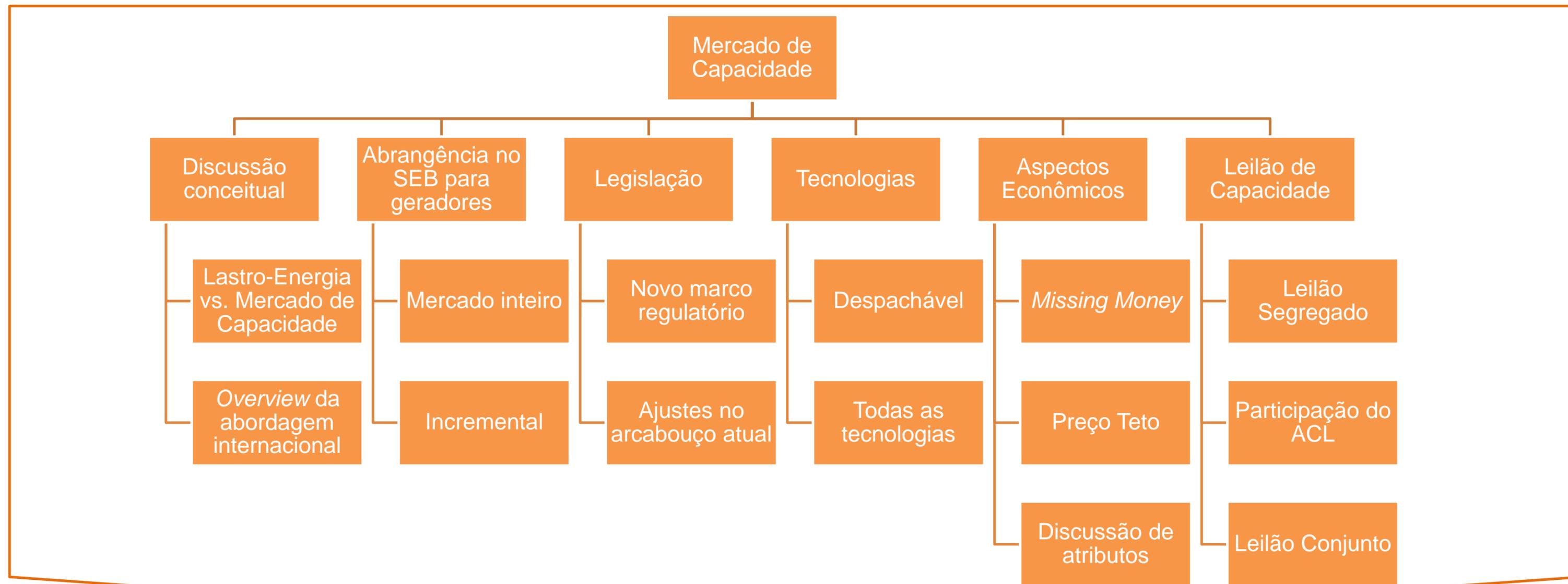
Comentários:

- Considera contratação escalonada da UHE Belo Monte com A-5
- No ano de 2012, com vigência '13, começa o Regime de Cotas de GF.
- A crise econômica impacta a carga no período 2014-18.
- Migração expressiva p/ ACL em '16, contaminando expectativas das distribuidoras em contexto de sobrecontratação.
- Em '17 a contratação no leilão A-6 foi elevada devido a térmica marginal ser de grande porte (alterada leilões atuais).
- Flexibilização de migração para o ACL em 2019-20 diminui mercado das distribuidoras.

Há duas abordagens clássicas para enfrentar a segurança do suprimento com um ACL de grande porte: *Energy Only Market* e *Mercado de Capacidade*.



Quais elementos devem ser considerados na criação de um Mercado de Capacidade para o SEB?



As seções deste trabalho seguem a sequência demonstrada neste gráfico. Isto visa organizar a discussão e mostrar o racional da necessidade de um Mercado de Capacidade, o qual seria viabilizado dentro do arcabouço vigente da Energia de Reserva, sendo classificado como Reserva de Capacidade. Entende-se que a contratação de Reserva de Capacidade permitiria uma flexibilização maior nos critérios de migração para o ACL, pois a segurança do suprimento estaria de certo modo sendo viabilizada centralmente.

1. Discussão conceitual

Lastro-Energia e Mercado de Capacidade: **existem diferenças reais de conceito?**

Mercado de Capacidade:

Contratação de máquinas e ou infraestrutura física suficiente para manter o sistema adequado para atender a demanda mesmo em condições de *stress*, conforme parâmetros definidos pelo regulador ou na estrutura de mercado.



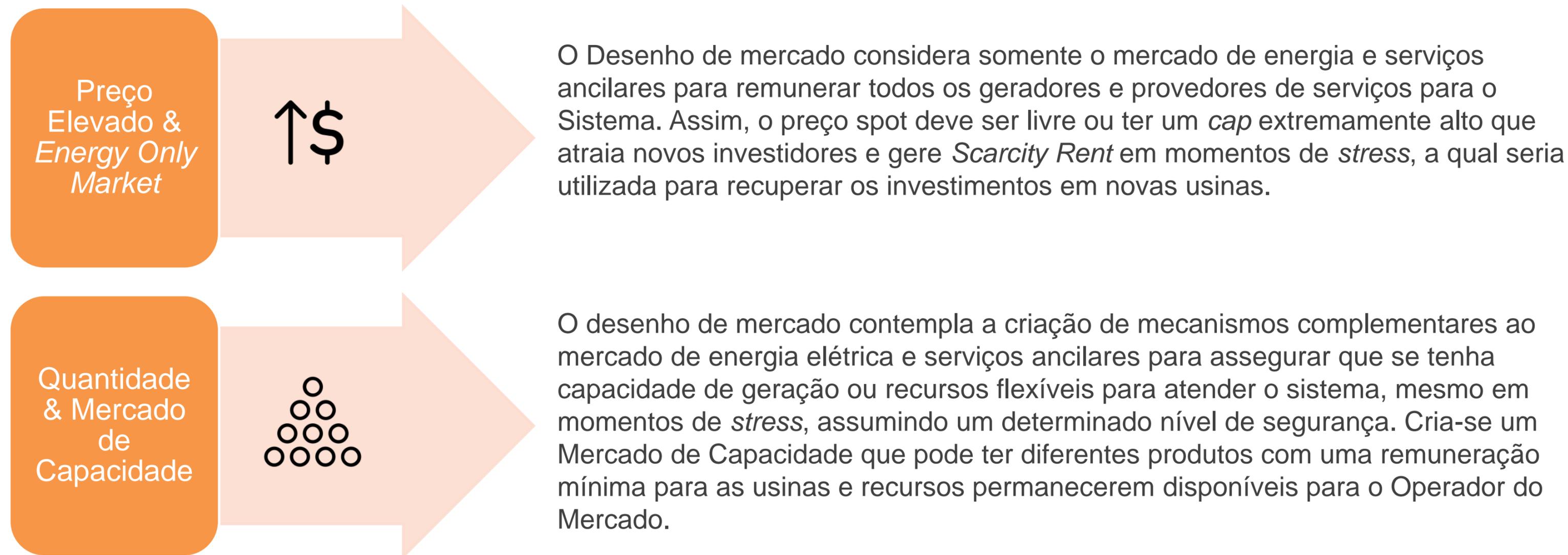
Lastro-Energia:

Confiabilidade do sistema elétrico considerando adequabilidade dos ativos, a firmeza para responder aos comandos do operador do sistema e a capacidade desses ativos em manter o sistema estável. Essa confiabilidade deve atender aos índices estabelecidos pelo formulador de política.



- Os conceitos são similares, mas pode-se dizer que o conceito Lastro-Energia é mais abrangente (o que não significa melhor), pois inclui a confiabilidade como um todo por meio de uma métrica que venha a ser estabelecida. No caso brasileiro a atual métrica é a Garantia Física.
- O conceito Mercado de Capacidade está mais associado a adequação do suprimento.
- Lastro-Energia é um conceito tipicamente brasileiro, não sendo utilizado internacionalmente.
- A legislação brasileira prevê algo mais próximo do Mercado de Capacidade quando se previu a Energia de Reserva.
- Este trabalho utiliza o termo **Mercado de Capacidade** por ser a expressão utilizada internacionalmente e por estar mais aderente a previsão legal da Energia de Reserva.

Existem duas abordagens básicas para se enfrentar o problema de segurança do suprimento: **Energy Only Market** e **Mercado de Capacidade**.



Os mercados de energia (atacadista) nasceram originalmente apenas com a lógica *Energy Only Market*, a qual está mais próxima dos conceitos de microeconomia. Contudo, observa-se a partir do ano 2000 uma tendência cada vez maior de preço spot baixo (mercados desenvolvidos) devido a maior inserção de renováveis e baixos valores dos combustíveis fósseis. Assim, ganha força em nível internacional o Mercado de Capacidade.

Quais alternativas estão presentes para criação de um Mercado de Capacidade?



A experiência internacional aponta alternativas para a criação de um mercado de capacidade considerando o tipo e a forma de contratação. O objetivo é encontrar uma combinação que permita um menor custo para um dado nível de segurança estabelecido.

Tipos de Capacidade

- Reservas Estratégicas
- Pagamentos pela Capacidade
- Leilões de Capacidade
- Obrigações de Capacidade
- Opções de Compra ou *call option*



Forma de Contratação

- Preço ou Volume
- Centralizada ou Bilateral
- Mercado Amplo ou Direcionado



Cinco tipos de Capacidade: Reservas Estratégicas, Pagamentos pela Capacidade, Leilões de Capacidade e Opções de compra (“*call option*”).

1

Reservas Estratégicas:

Contratação de geradores e recursos que possam estar disponíveis e que permaneçam no mercado para atender as necessidades de suprimento. Existe também uma versão mais sofisticada adotada na Suécia e Alemanha que é um híbrido entre as abordagens Preço Elevado-*Energy Only Market* e Quantidade-Mercado de Capacidade, na qual algumas usinas e recursos considerados estratégicos são proibidos de submeterem lances em situações normais nos leilões diários e somente em situações de *stress* é permitida sua participação.

2

Pagamentos pela Capacidade:

Pagamento a geradores que preenchem certos critérios de elegibilidade e para permanecerem participando ativamente nos leilões diários, ofertando lances com liberdade de preços, apenas limitados ao *price cap*. Essa modalidade pode ser para todas as usinas do sistema ou somente para usinas novas e existentes de caráter estratégico, considerando-se que esse pagamento não garantiria uma alta remuneração, mas somente o suficiente para que a usina e os recursos existam e cubram seus custos.

3

Leilões de Capacidade:

Realização de leilões, normalmente com a contratação ocorrendo por meio do Operador do Mercado, visando atender os critérios de *Supply Adequacy*, incluindo o valor estimado de *peak demand*, com uma determinada margem de segurança estabelecida pelo regulador. O valor dessa contratação é rateado por todos os consumidores e, em geral, esse tipo de mercado não demanda penalidade por insuficiência de contratação de capacidade, ou penalidade de insuficiência de lastro, como é conhecido no Brasil.

4

Obrigações de Capacidade:

Estabelecimento de contratação bilateral de capacidade para atender *peak demand* da totalidade dos consumidores sob responsabilidade da distribuidora ou *retailer*. Em geral, a verificação é realizada *ex-ante* em base anual, conforme critérios estabelecidos pelo regulador, e a penalidade normalmente aplicada é uma métrica regulatória que estima a contratação de uma nova usina, o que se convencionou chamar no Brasil de Custo Marginal da Expansão e é internacionalmente reconhecido como *Cost of New Entry* (CONE).

5

Opções de compra ou *call options*:

Realiza-se leilões, ou uma chamada pública, para contratar geradores ou recursos para atender *peak demand*. Esses geradores recebem um valor fixo (receita fixa) para estarem disponíveis e também se define no momento da contratação um preço de exercício da opção (*strike price*), no qual o Operador do Mercado pode acionar a usina ou recurso para atender aquela situação do sistema. Funciona de forma muito similar ao mercado de opções, cabendo ao Operador do Mercado, representando o consumidor, exercendo ou não essa opção.

Três escolhas no funcionamento do Mercado de Capacidade: Preço ou Volume; Centralizada ou Bilateral; Mercado Amplo ou Direcionado.

1

Preço ou Volume: Em um sistema em que os formuladores de política e reguladores determinam o preço, o volume é determinado pelos participantes do mercado. Quando a opção é determinar o Volume que se deseja contratar, os participantes do mercado competem entre si e determinam, ao final, o preço.

2

Contratação Centralizada ou Bilateral: Em mecanismos de Contratação Centralizada é normal se realizar um leilão, o qual é operacionalizado pelo Operador do Mercado, sendo que este leilão poderá ou não conter com informações fornecidas pelas Distribuidoras e *Retailers*. Na Contratação Bilateral, o Regulador e o Operador do Mercado estabelecem os critérios que devem ser exigidos (volume e periodicidade) e cabe a cada Distribuidora e *Retailer* comprar bilateralmente a Capacidade.

3

Mercado Amplo ou Direcionado: Um mecanismo do tipo mercado amplo significa que todos os geradores, e até mesmo mecanismos de resposta da demanda, podem participar. Os mecanismos direcionados determinam claramente quais tecnologias e recursos podem participar do Mercado de Capacidade.

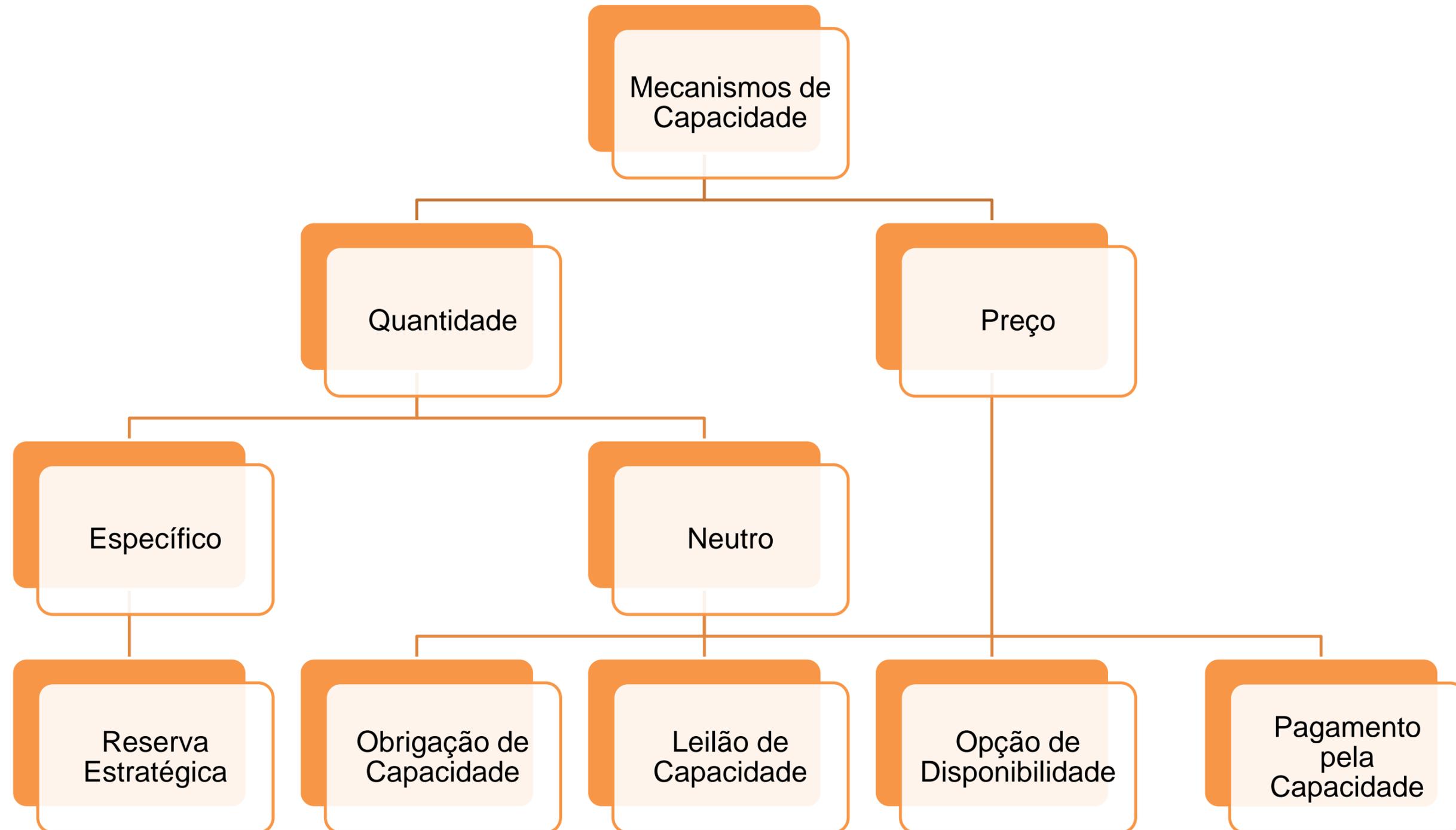
Considerando os tipos de capacidade e as formas de funcionamento do mercado é possível construir um conjunto de possibilidades.

	Reservas Estratégicas	Pagamentos pela Capacidade	Leilões de Capacidade	Obrigações de Capacidade	Opções de compra ou “call options”
Preço ou Volume	Volume	Preço	Volume	Volume	Volume
Centralizado ou Bilateral	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Bilateral	Centralizado
Mercado Amplo ou Direcionado	Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo	Mercado Amplo ou Direcionado



No Brasil a tendência é utilizar a abordagem Leilões de Capacidade considerando um Mercado Amplo, ou seja, leilões no qual todas as tecnologias possam participar. Isto é explorado nas demais seções.

A União Europeia apresenta uma visão consolidada dos diferentes mecanismos de remuneração por capacidade.



Uma variedade de experiências com destaques para União Européia e Estados Unidos.

A União Européia estabeleceu a meta que até 2025 todos os países do bloco deverão ter ao menos um mecanismo de remuneração de capacidade em vigor.

No Canadá apenas a província de Alberta possui o mecanismo de leilão.

Os EUA possuem a prevalência de leilões, porém cada operador têm a liberdade de escolher o mecanismo: CAISO-bilateral; PJM-leilão; MISO-leilão, ISO NE-leilão, ERCOT-Energy Only.

Apesar do Brasil estar discutindo um mecanismo explícito, já há a contratação de capacidade nos leilões regulados.



Fonte: CCEE(2017), Viana (2018), Thymos Energia

2. Abrangência do Mercado de Capacidade para Geradores

No atual contexto do SEB a abrangência do Mercado de Capacidade seria incremental.

- Em uma visão que defende o lado da oferta, o ideal seria que todos os recursos necessários para atender o sistema, dada uma métrica estabelecida, fossem remunerados em um Mercado de Capacidade. Independentemente de qual tecnologia ou usina, o fato de estar disponível para geração possui um valor para sociedade e eleva a segurança do suprimento.
- Em uma visão que defende o lado da demanda, o ideal seria pagar somente para os recursos novos ou aqueles existentes que são considerados estratégicos, pois seria uma renda extra desnecessária para projetos que já seriam mantidos pelo nível de receita do Mercado de Energia.
- Todavia, o atual contexto do SEB exigiria discutir os contratos legados (CCEARs e CERs em vigor) se a opção fosse ter uma abrangência integral. Isto só seria possível com uma reforma integral do SEB, algo discutido na Consulta Pública 33/2017. Entende-se como não pragmático dada necessidade de endereçar a questão rapidamente.



Para uma solução prática, no atual contexto do SEB, recomenda-se que seja considerado um Mercado de Capacidade com abordagem incremental do ponto de vista de contratação. Assim, seria considerado somente os novos ativos de geração, conforme volume e métricas estabelecidas pela EPE. As métricas iniciais seriam Potência e Garantia Física, mas a regulação deveria deixar aberto para novos pontos que surjam.

3. Legislação

O atual arcabouço legal e regulatório já conta com o mecanismo da Energia de Reserva

O atual arcabouço legal e regulatório do SEB já conta com o mecanismo da Energia de Reserva

- Lei nº 10.848/2004
- Decreto nº 5163/2004 e 6353/2008
- Regras e Procedimentos de Comercialização relacionados a Energia de Reserva

Lei nº 10.848/2004

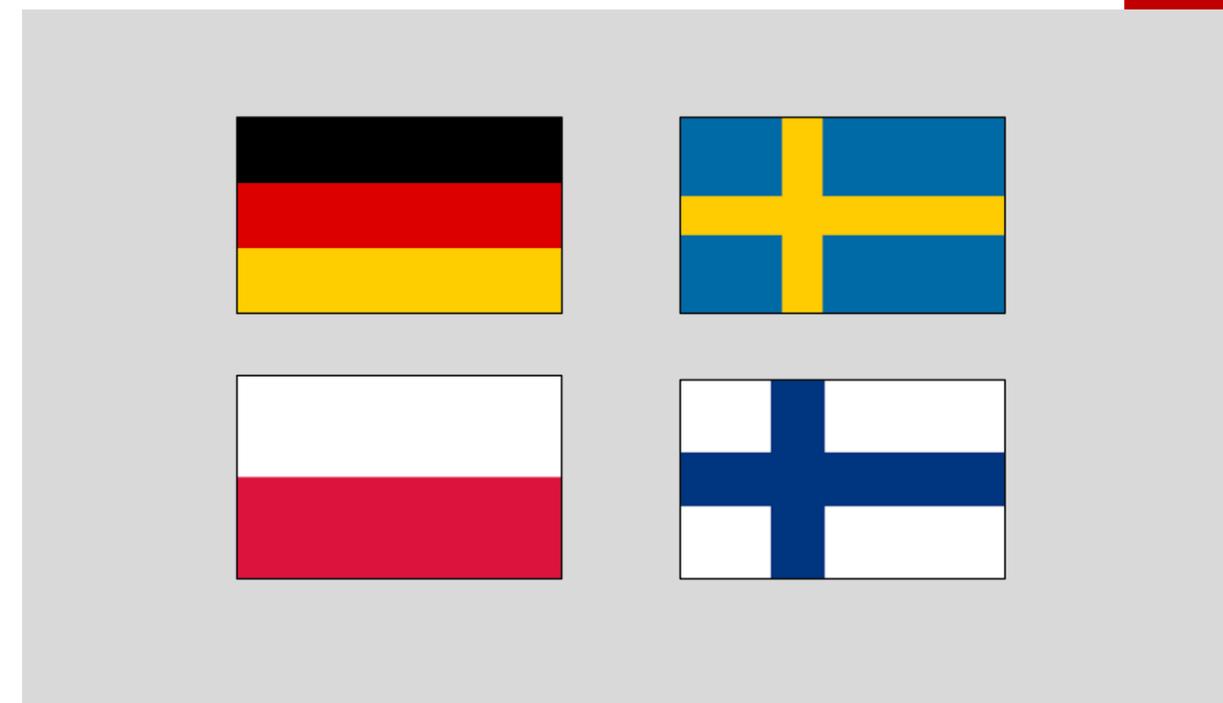
- A leitura direta da lei que estabelece as bases do modelo setorial vigente, possui item específico sobre reserva de capacidade.

O Decreto nº 6.353/2008 estabelece as diretrizes principais da contratação da Energia de Reserva, tais como:

- A CCEE como gestora da contratação.
- Os consumidores como pagadores do Encargo de Energia de Reserva.
- A exclusividade da liquidação da energia gerada no Mercado de Curto Prazo (MCP).

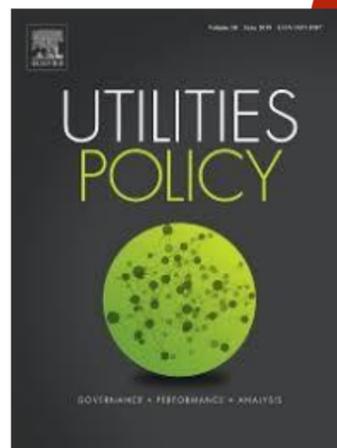
Tecnicamente a **contratação de Reserva de Capacidade** poderia ser **enquadrada** como uma das abordagens para o **Mercado de Capacidade**.

- A contratação de Reserva de Capacidade poderia ser tecnicamente considerada como parte do Mercado de Capacidade.
- Nos mercados que adotam a abordagem “Reserva Estratégica” funciona deste modo, ou seja, o operador do sistema é o responsável pela contratação de uma Reserva de Capacidade para atender momentos de *stress* do sistema.



A região nórdica e Europa leste tende a utilizar Reservas de Capacidade, e isto faz sentido devido ao uso de renováveis combinado com térmicas necessárias para atender *peak demand*.

A Reserva de Capacidade pode ser útil em **reduzir custos ao consumidor** em sistemas com alto volume de pequenas renováveis não despacháveis.



“In our model, a strategic reserve increases the net cost of electricity supply to consumers in a scenario without variable renewable energy, but in the presence of a high volume of variable renewable energy, it reduces the cost to consumers because it has a stabilizing effect on investment cycles in thermal power generation capacity”

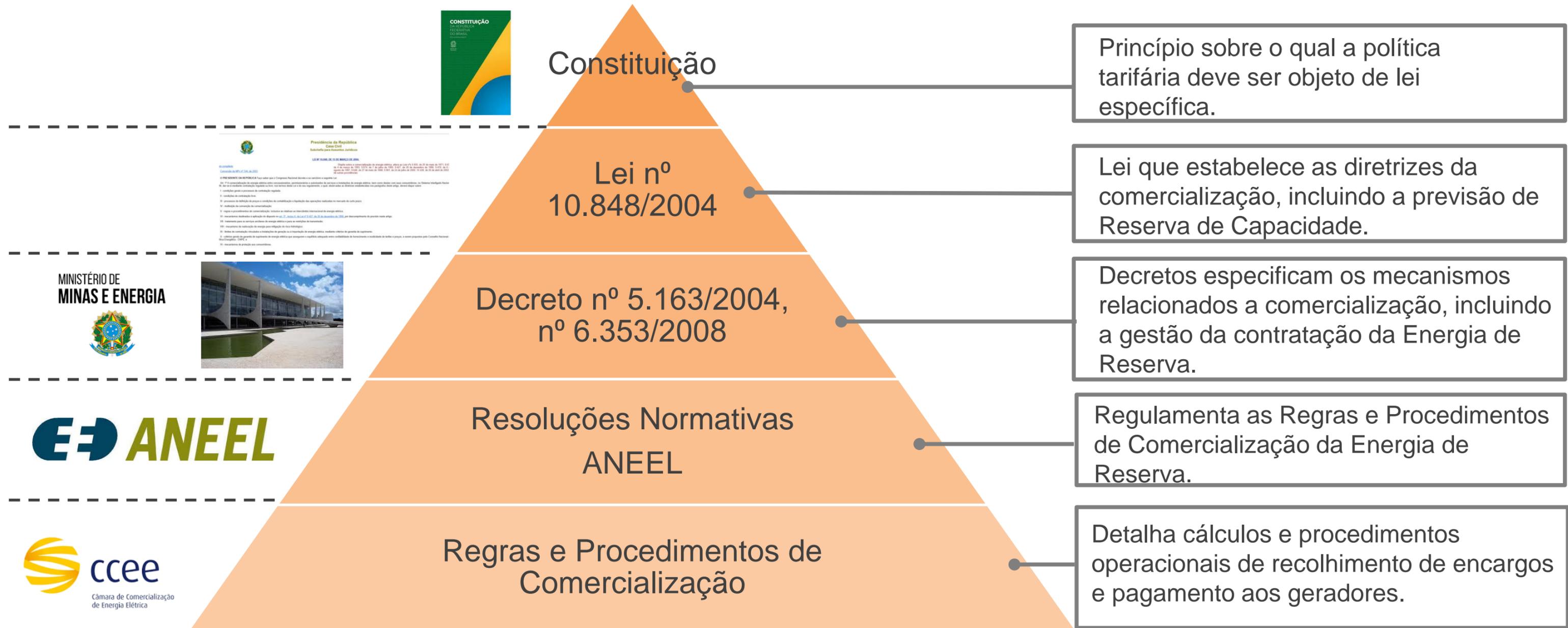
The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources.

Pradyumna C. Bhagwat, Jörn C. Richstein, Emile J.L. Chappin, Laurens J. de Vries

Utilities Policy, Volume 39, April 2016, Pages 13-28

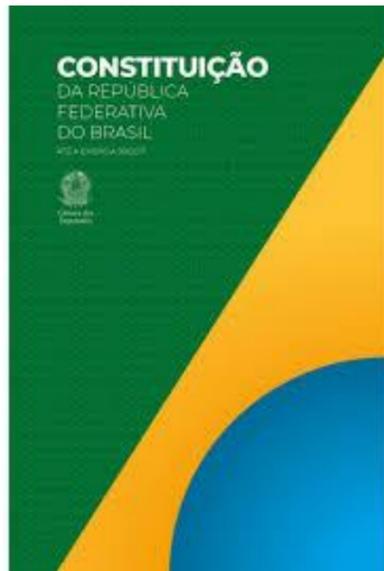
- A contratação adequada de Reserva de Capacidade pode ser útil em estabilizar preços do mercado *spot* em sistemas com alto volume de pequenas renováveis não despacháveis.
- A Reserva de Capacidade em mercados com formação de preço por oferta (se tiver preços altos) ficaria fora do mercado regular e seria acionada somente em situações de *stress*.
- Artigo da revista *Utilities Policy* defende o uso adequado da Reserva de Capacidade. No estudo os autores consideraram térmicas devido a necessidade de prover flexibilidade ao operador.

O que seria necessário **considerar** no arcabouço vigente para **permitir a contratação de Reserva de Capacidade?**



Nesta seção são indicados os itens regulatórios que entendemos como adequados. Todavia, dada especificidade do tema, recomenda-se a contratação de escritório de advogados especialista em direito administrativo e regulação do setor elétrico.

Política tarifária e a criação de encargo está subordinada a criação de Lei. **Logo, seria um quick win utilizar o arcabouço da Energia de Reserva.**



Por se tratar da promoção de política tarifária, a criação de um encargo está subordinada aos mandamentos contidos no art. 175, parágrafo único III da Constituição Federal, que impõe a criação de lei em sentido estrito para sua validade.

“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

III - política tarifária; ”



Assim, a criação de encargo, por se tratar de política tarifária, deverá ocorrer exclusivamente por meio de edição de lei em sentido estrito. Desse modo, utilizar o arcabouço da Energia de Reserva seria um “quick win” para endereçar a questão da capacidade.

A Lei nº 10.848/2004 já contempla que os custos da contratação da Energia de Reserva podem ser rateados entre os consumidores.



Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada. (Regulamento).

Art. 3º-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, **serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN**, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação. (Incluído pela Lei nº 11.488, de 2007) (Regulamento).



Entende-se que não seria necessária alteração no texto legal, porém dada natureza de reflexo tarifário é recomendável a confirmação com escritório especialista em direito administrativo e/ou tributário.

Pontos de atenção do Decreto nº 6.353/2008: mecanismo apenas para acréscimo de GF, proíbe revenda da energia e liquidação exclusiva no MCP.

Verifica-se a necessidade de se revisar ao menos 3 itens do Decreto nº 6.353/2008

1

Alterar a exclusividade de contratar apenas empreendimentos que acrescentem Garantia Física ao SIN.

2

Eliminar a vedação que a energia de reserva possa ser vendida no mercado e venha a compor lastro para os compradores.

3

Retirar o dispositivo que a energia de reserva deve ser liquidada exclusivamente na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Alterar a exclusividade de contratar apenas empreendimentos que acrescentem Garantia Física ao SIN.

1

Alterar a exclusividade de contratar apenas de empreendimentos que acrescentem Garantia Física ao SIN.

§2 e 3º do art.1º possui redação que implica em acréscimo de garantia física a SIN:

§ 2º Será objeto de contratação a energia proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos existentes, neste caso, desde que:

I - acrescentem garantia física ao SIN; ou

II - sejam empreendimentos que não entraram em operação comercial, até a data de publicação deste Decreto.

§ 3º A recomposição de garantia física reduzida de empreendimentos existentes não será considerada como acréscimo a que se refere o § 2º.



Recomenda-se a retirada dos itens do Decreto, dado que podem haver usinas estratégicas existentes que serão descomissionadas com o término dos contratos. É recomendável dar maior liberdade para o formulador de políticas (MME) e o regulador (ANEEL) definirem mecanismos de contratação que mantenham a segurança e estabilidade do suprimento do SIN.



Eliminar a vedação que a energia de reserva **não pode ser revendida como lastro** para compradores.

2

Eliminar a vedação que a energia de reserva possa ser vendida no mercado e venha a compor lastro para os compradores.

§4º do art. 1º venda a revenda da energia de reserva:

§ 4º A energia de reserva adquirida nos leilões não poderá constituir lastro para revenda de energia, nos termos do art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.º.



Recomenda-se a retirada deste item do Decreto. Dado que a segurança física é obtida por meio da contratação de reserva de capacidade, pode-se julgar relevante a venda apenas da componente energia. Adicionalmente, a CCEE poderia atuar como representante do consumidor e promover leilões de venda de energia para o ACR e ACL, dependendo do arranjo regulatório, do contexto e necessidade do mercado (com regulação da ANEEL).

Retirar dispositivo que a energia de reserva **será exclusivamente liquidada no Mercado de Curto Prazo.**

3

Retirar o dispositivo que a energia de reserva deve ser liquidada exclusivamente na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

§5º do art. 1º dispõe sobre a liquidação exclusiva no MCP:

§5º A energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.



Recomenda-se a retirada deste item do Decreto. Além do item mencionado anteriormente relacionado a revenda de energia, há o ponto da prioridade de recebimento com “blindagem” contra a inadimplência ou não pagamentos. Essa blindagem distorce as relações de mercado e pode se tornar um problema de solvência conforme se eleva os montantes contratados como Reserva de Capacidade.



4. Tecnologias nos Leilões de Capacidade

A contratação em um Mercado de Capacidade deve ser tecnologicamente neutra ou direcionada?

Racional para defender fontes despacháveis

- Operadores de sistema desejam flexibilidade operativa especialmente em sistemas com alta penetração de renováveis.
- Existe um desejo dos operadores de considerar em um Mercado de Capacidade somente tecnologias despacháveis.
- A Espanha é um exemplo de mecanismo de Pagamento de Capacidade no qual participam somente usinas hidroelétricas e termoelétricas. O Reino Unido permite, até o momento, somente fontes despacháveis na contratação de Capacidade.

Racional para defender todas as fontes

- As tecnologias renováveis possuem duas vantagens competitivas que não podem ser desprezadas: custo decrescente da tecnologia e externalidades ambientais positivas.
- É possível ao operador do sistema combinar fontes despacháveis e renováveis não controláveis, desde que se planeje e opere o sistema da forma adequada.
- Os operadores americanos (PJM, por exemplo) tendem a permitir todas as fontes no processo competitivo, inclusive recursos do tipo Resposta da Demanda.

O Mercado de Capacidade para o SEB deve ser tecnologicamente neutro, ou seja, permitir a participação de todas as fontes e recursos.

Casos selecionados em defesa de um Mercado de Capacidade tecnologicamente neutro

1



Diversas tecnologias podem participar, exceto renováveis que já possuem outros subsídios.

2



Capacity Markets in Hydro-Intermittent Dominated Systems

Artigo de pesquisador do Instituto Acende Brasil que defende uma abordagem tecnológica neutra com mecanismos econômicos que promovam eficiência.

3



Operadores de mercado dos EUA que utilizam Mercados de Capacidade permitem a participação de diversas tecnologias, incluindo *Demand Response*. O Reino Unido está em um processo de consulta pública visando adotar a mesma política.

Racional para defesa de leilões tecnologicamente neutros no Mercado de Capacidade

- As tecnologias renováveis possuem custos decrescentes e externalidade ambiental positiva.
- A definição de um “mix” de contratação com base em estudo técnico pode permitir ao operador a desejada flexibilidade.
- Novas tecnologias, tais como armazenamento, tendem a aumentar a flexibilidade e suavizar a pressão sobre os operadores.
- Estudos da EPE, como Plano Decenal de Energia, apontam para uma tendência natural da expansão ocorrer por meio de pequenas renováveis como eólicas e solar PV.
- Aplicar um “*de-rating fator*” é uma alternativa regulatoriamente justa para no processo de definição da demanda considerar os custos ainda presente de estabilidade do sistema, dada maior penetração de renováveis.

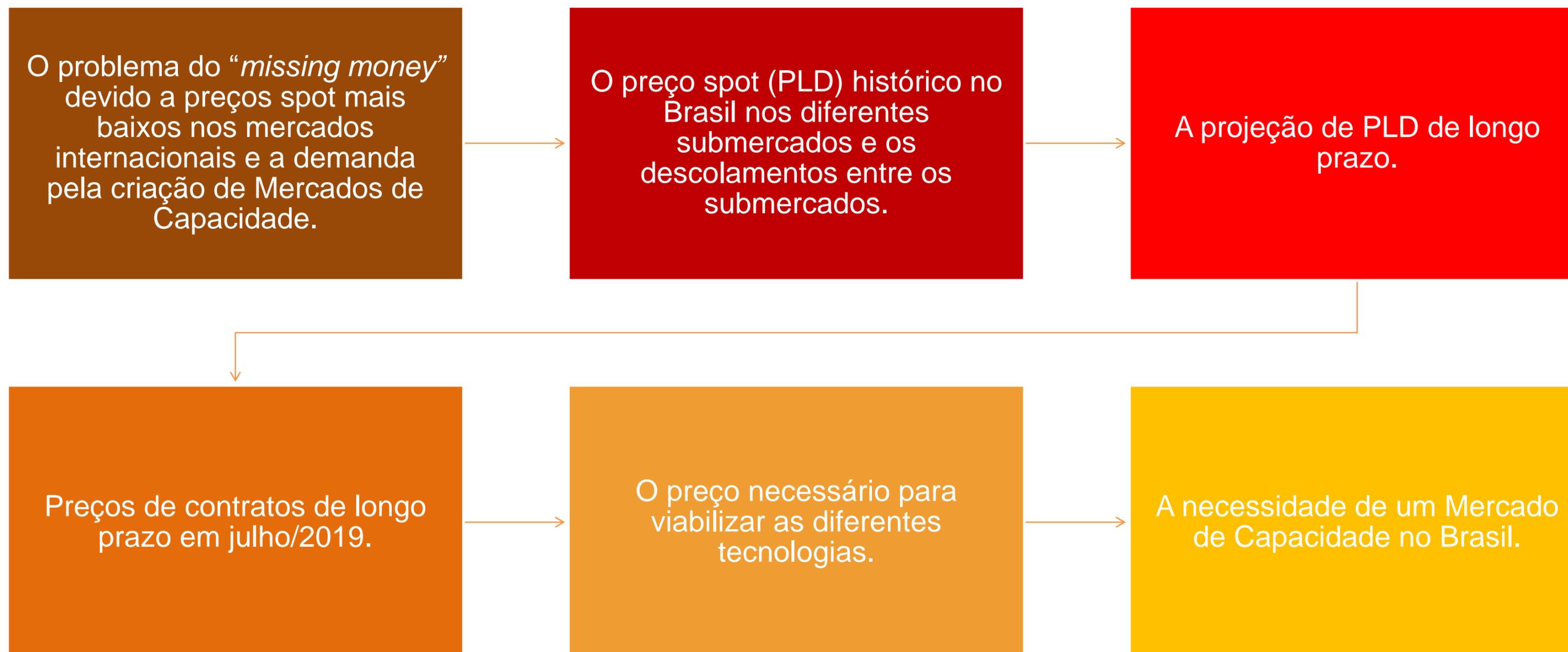
A discussão sobre atributos é relevante para o mix tecnológico, mas entende-se como delicada para definição do preço teto dos leilões.

- A Consulta Pública nº 33/2017 suscita a discussão da separação de lastro e energia, e conseqüentemente qual o mix tecnológico ideal e os atributos de cada fonte de geração.
- O Instituto Escolhas contratou a PSR para desenvolver metodologia que meça os atributos de cada fonte (tecnologia). A metodologia utilizada pela PSR considerou cinco premissas: I) Capex e opex; II) Serviços prestados além da produção de energia; III) Custos de infraestrutura de transmissão; IV) Subsídios e incentivos; e V) Custo ambiental.
- O estudo é sólido conceitualmente e está em fase final. Todavia a regulação e o processo de estruturação de futuros leilões enfrentará desafios e pressões naturais dos defensores das diferentes tecnologias no sentido de defender suas posições e ter prioridade de contratação.
- Assim, recomenda-se evitar utilizar os atributos no processo de lances, como um *Scoring Bid* ou definição do preço teto. A discussão de atributos é mais apropriada para subsidiar a EPE e o ONS na definição da quantidade de capacidade a ser adquirida por tecnologia.

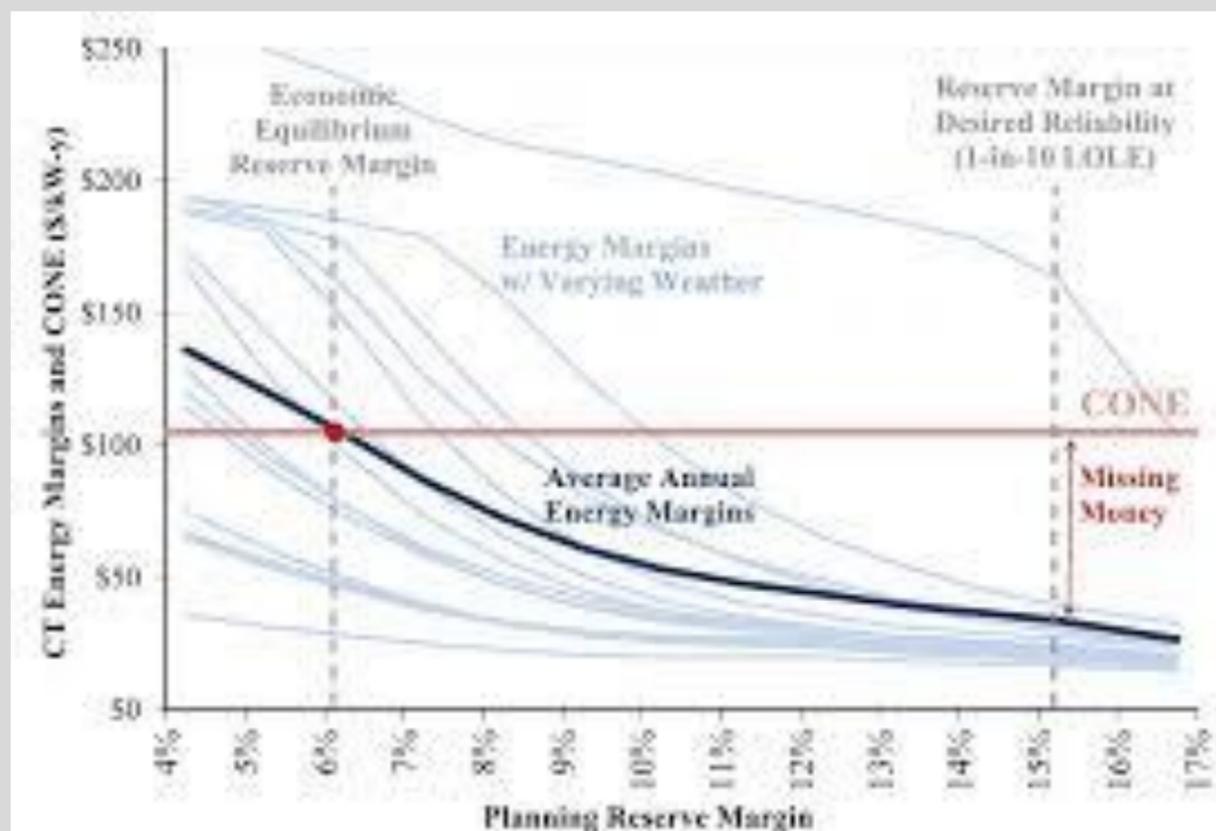
1. Recomenda-se que a EPE, com apoio do ONS, subsidie o MME na definição do montante global de contratação de Capacidade, com parâmetros para a contratação por fonte.
2. A discussão por atributos pode auxiliar e/ou subsidiar a elaboração de um procedimento de planejamento. Esse procedimento seria útil para diminuir pressões políticas sobre a definição dos montantes a serem contratados.
3. Os atributos devem ser relevantes apenas no processo de definição do montante. *Scoring bids*, tal como o ICB, ou o preço teto por meio de atributos trariam ao leilão uma pressão política inadequada.

5. Aspectos Econômicos

A análise nesta seção segue um racional em torno do “*missing money*”, PLD, preços de contratos e preços que viabilizam as fontes.



O Mercado de Capacidade nasce do fenômeno de insuficiência de renda no Mercado de Energia, também conhecido como “*Missing Money*”.

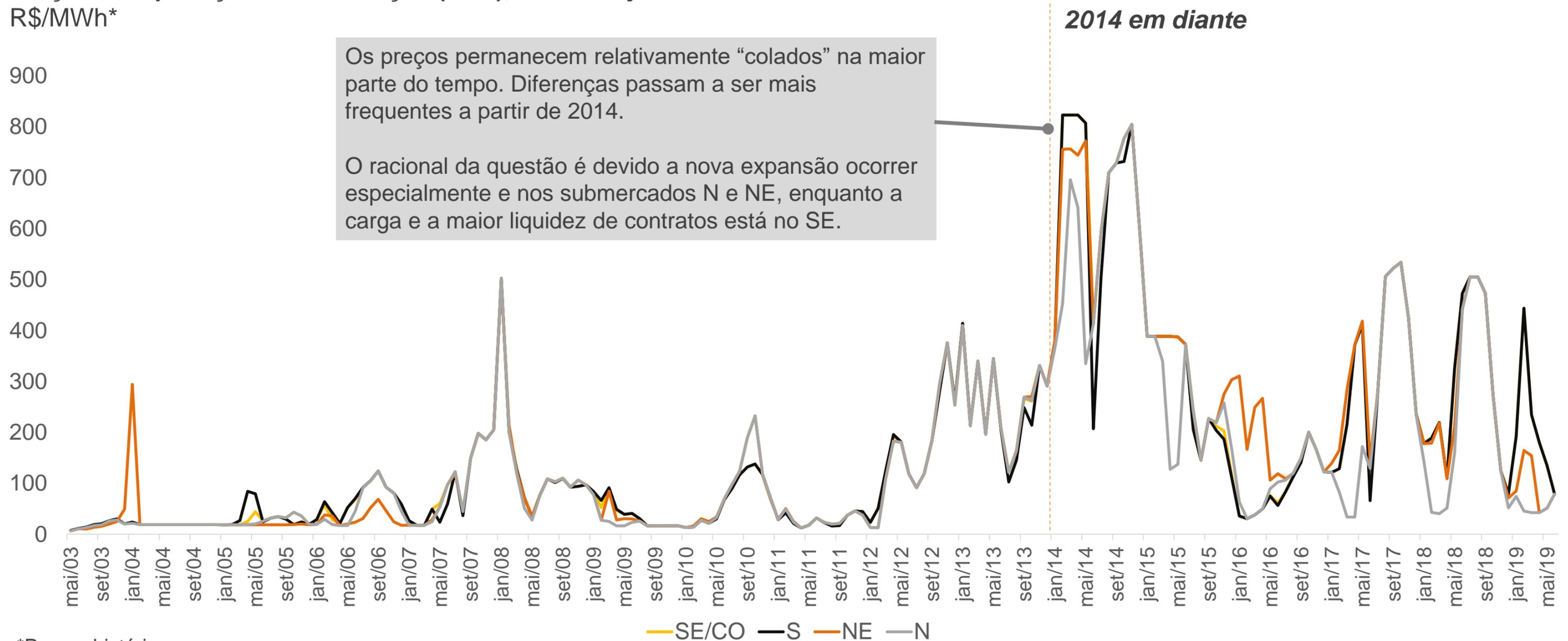


Exemplo de *missing money* no ERCOT (Texas), o qual é abordado em Spees et al (2013).

- “*Missing Money*” significa que a renda obtida no Mercado de Energia, refletida pelo preço *spot*, não é suficiente para atrair novos investimentos em geração. Em outras palavras, o preço *spot* não é alto suficiente para remunerar as usinas, uma premissa presente na desregulamentação na década de 1990.
- Razões para o preço *spot* não ser suficiente para atrair novas usinas:
 - A maior inserção de renováveis com custo marginal igual a zero.
 - Térmicas totalmente depreciadas e competindo com menores preços.
 - Custo decrescente dos combustíveis fósseis em alguns países desenvolvidos.
- O problema do “*missing money*” foi a força inicial para incentivar a criação dos Mercados de Capacidade.

O problema do “missing money” o comportamento do PLD: **Existem grandes disparidades de preço entre os submercados?**

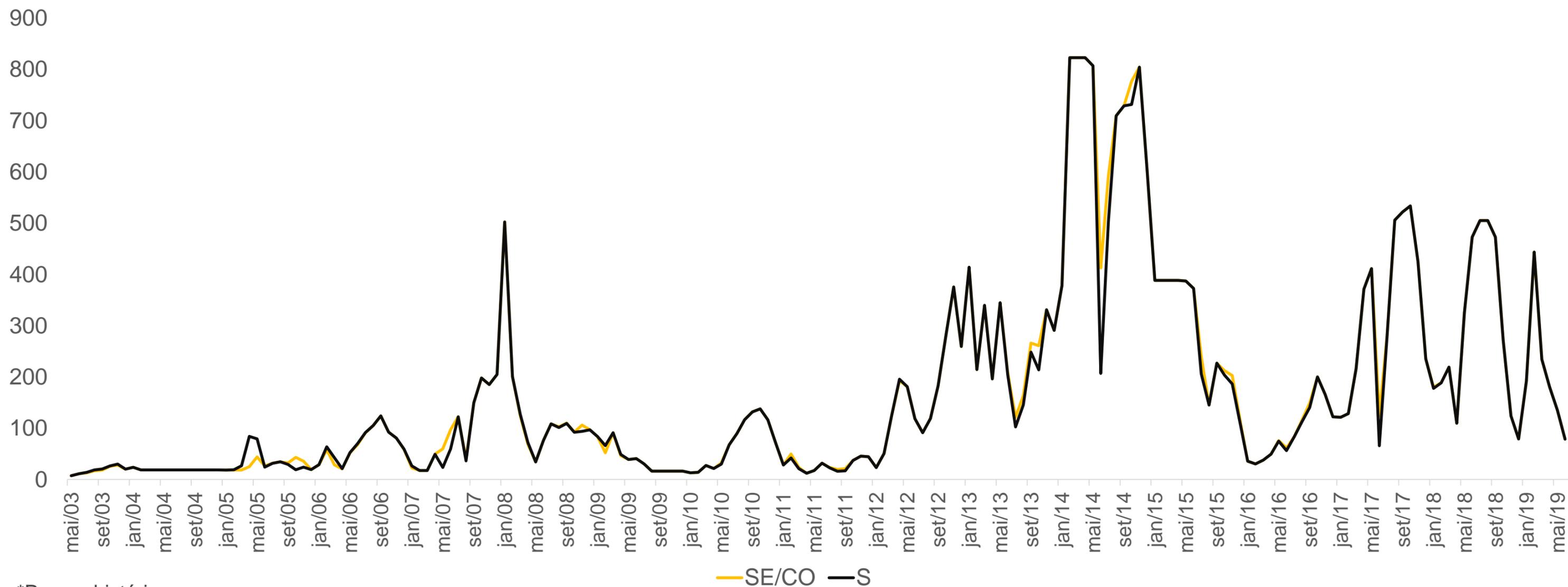
Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), mar/03 – jun/19
R\$/MWh*



*Preços históricos

Comparando o SE contra o S: curvas praticamente coladas devido ao intercâmbio natural dos dois submercados, mesmo a partir de 2014.

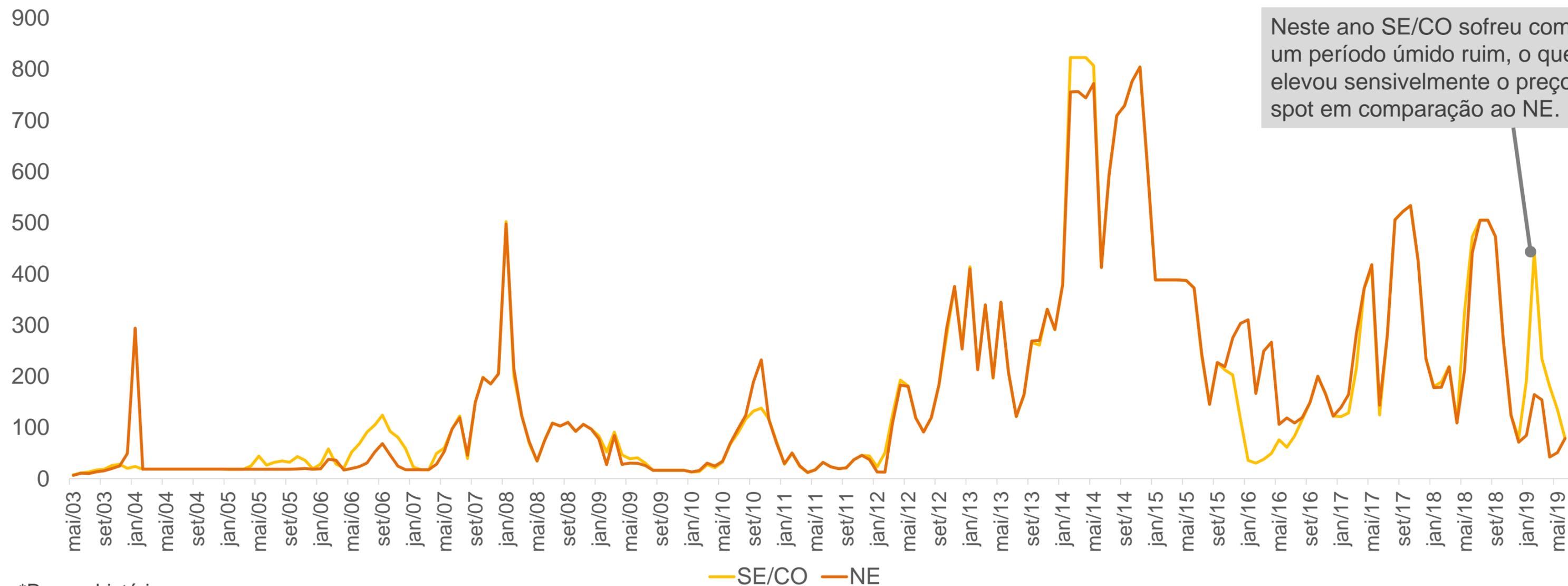
Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), mar/03 – jun/19
R\$/MWh*



*Preços históricos

Comparando o SE contra o NE: submercados relativamente colados, mas quando ocorrem descolamentos são severos.

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), mar/03 – jun/19
R\$/MWh*

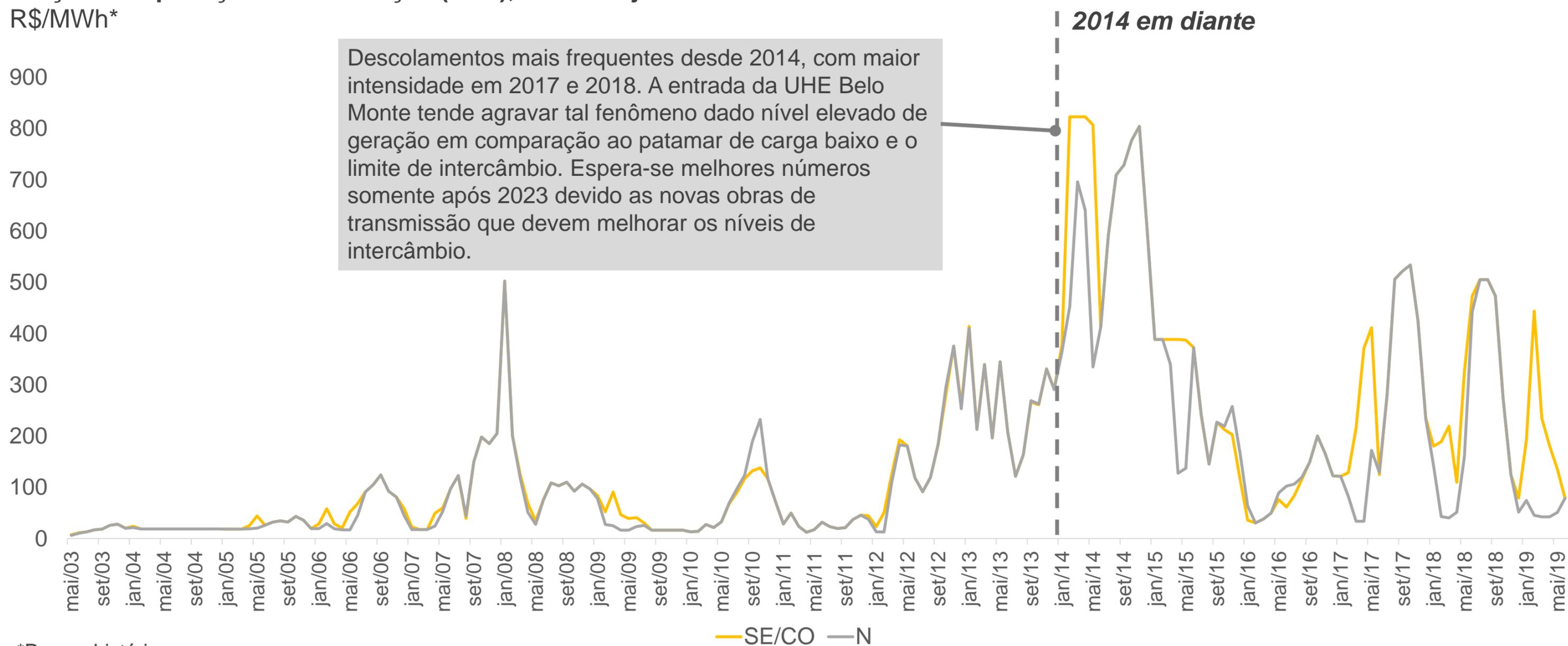


*Preços históricos

Comparando o SE contra o N: ocorrência mais frequente de descolamento, especialmente nos últimos dois anos.

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), mar/03 – jun/19

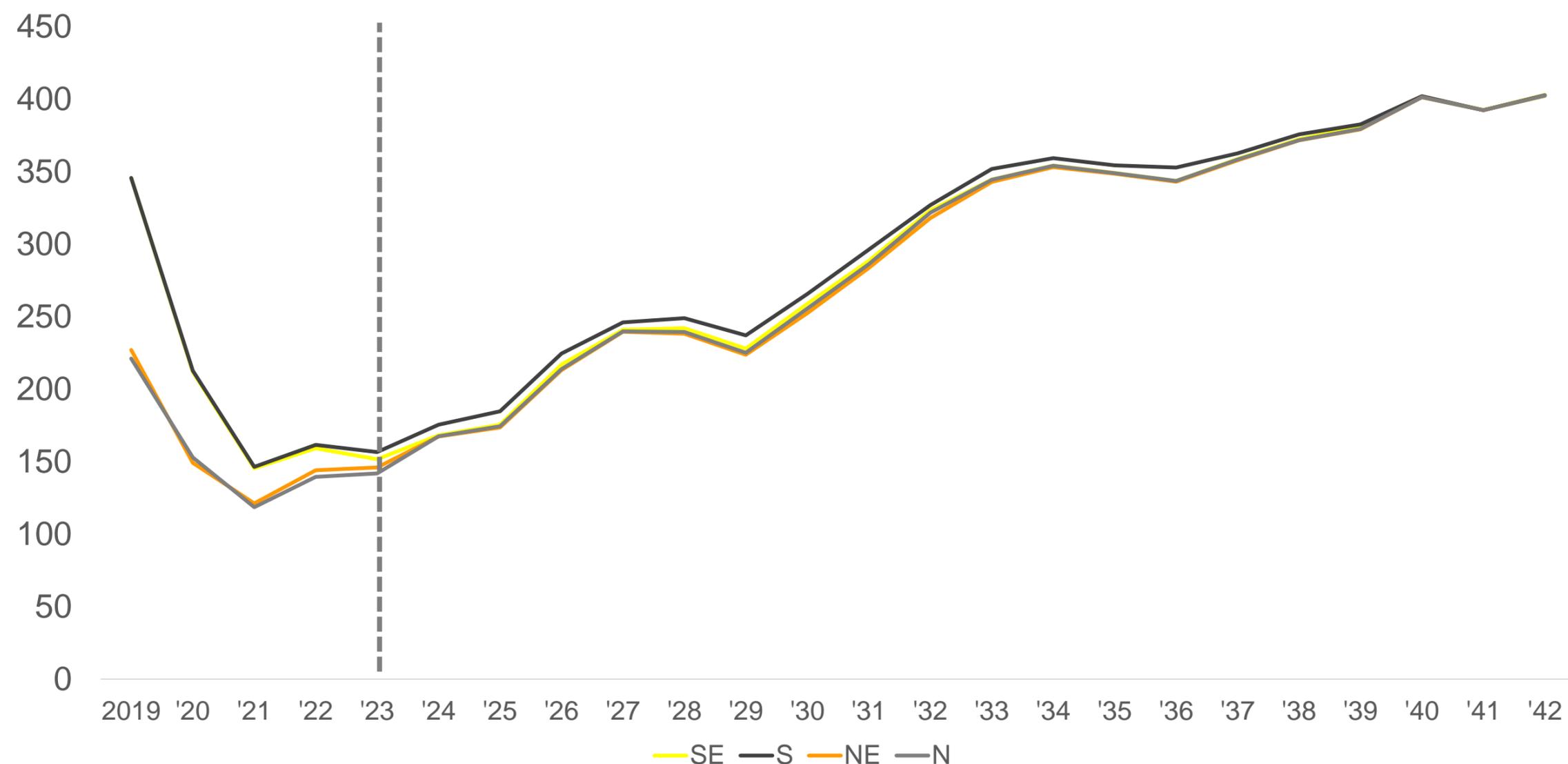
R\$/MWh*



*Preços históricos

As projeções para o PLD consideram valores altos após 2023 no cenário “as is”, mesmo com a entrada de eólicas e solar PV.

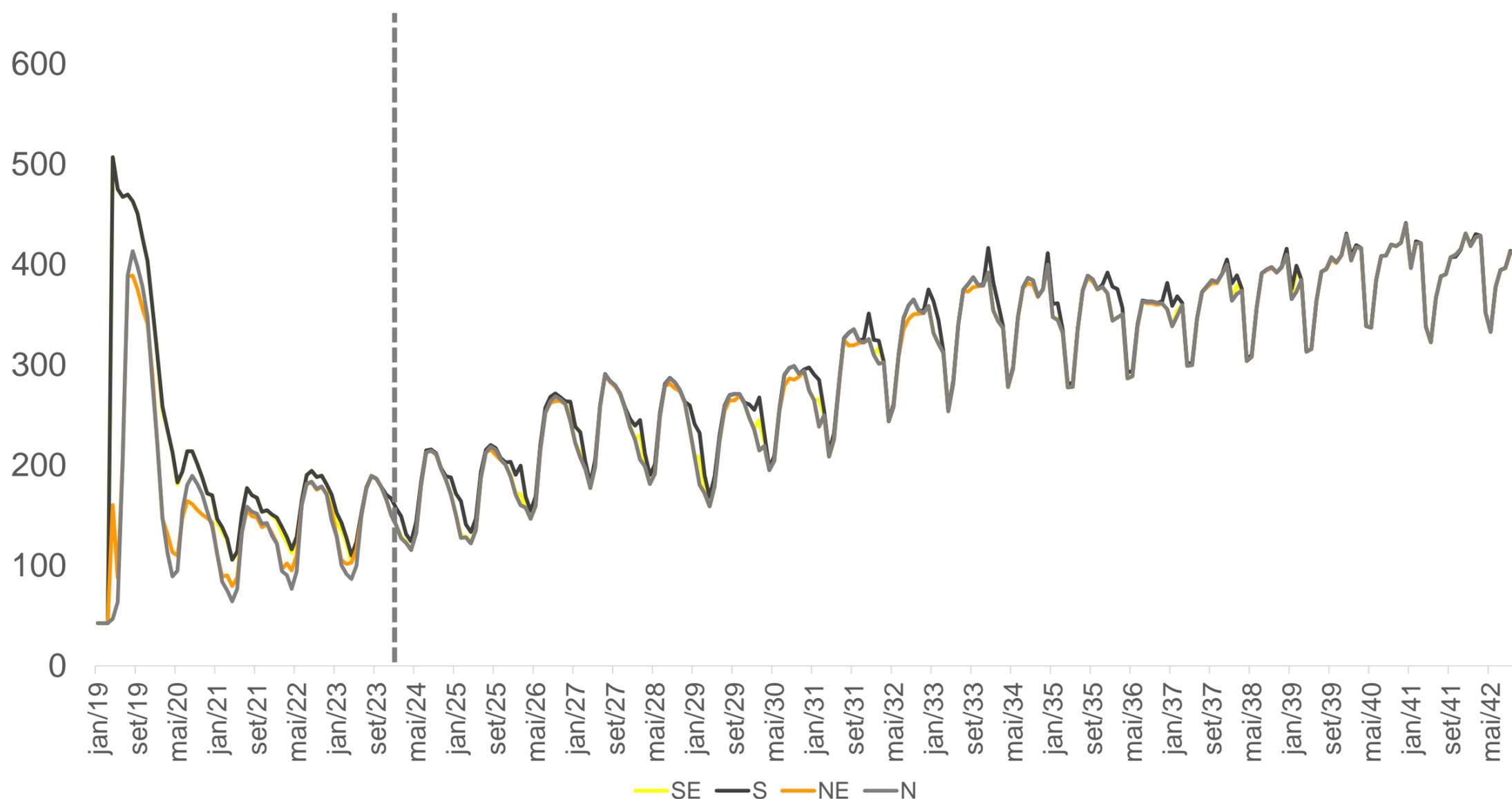
Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), média anual, 2019-42
R\$/MWh



- Comentários:**
- O PLD apresenta tendência crescente, e isto justifica-se pela expansão térmica a gás, ainda em patamar de preços elevado.
 - ENA de 90% da MLT.
 - Crescto carga: 3,62% a.a.
 - Crescto. GD: 10% a.a.
 - Matriz 2042 em GF: 32% UHE; 31% UTE; 37% Renováveis (15% eólica).
 - Reajuste individual do CVU térmicas.

A volatilidade ao longo dos meses do ano podem impactar razoavelmente a percepção de riscos do gerador.

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), média mensal, 2019-42
R\$/MWh



Comentários:

- O PLD é extremamente sensível a questão hidrológica, com variações expressivas entre os meses do ano.
- Existe uma tendência de preços mais baixos no primeiro semestre e preços mais altos no segundo semestre.
- Todavia, eventos considerados “outliers” podem quebrar este comportamento, como uma hidrologia pior do que a esperada no SE/CO em jan-fev/19, o que elevou o preço sensivelmente.

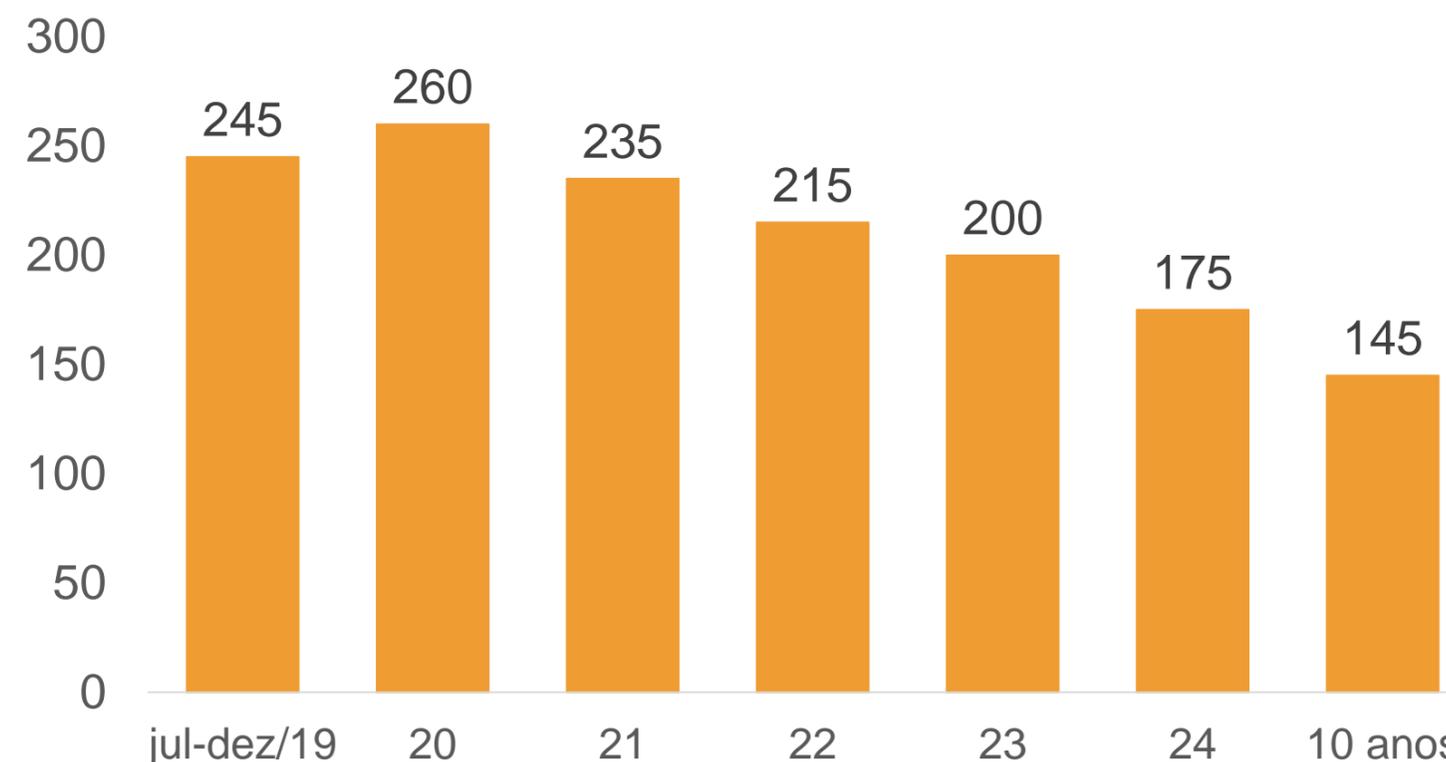
O mercado de contratos do ACL apresenta um preço mais estável, apesar de mais baixo.

Curva Forward BBCE Convencional SE/CO
R\$/MWh



- Curva Forward BBCE em 12.07.2019.
- O preço de contratos tende a ser mais estável para os anos à frente, refletindo a expectativa média do “*underline asset* PLD”, além da oferta e demanda por proteção.

Energia Incentivada: Consenso de mercado SE/CO
R\$/MWh



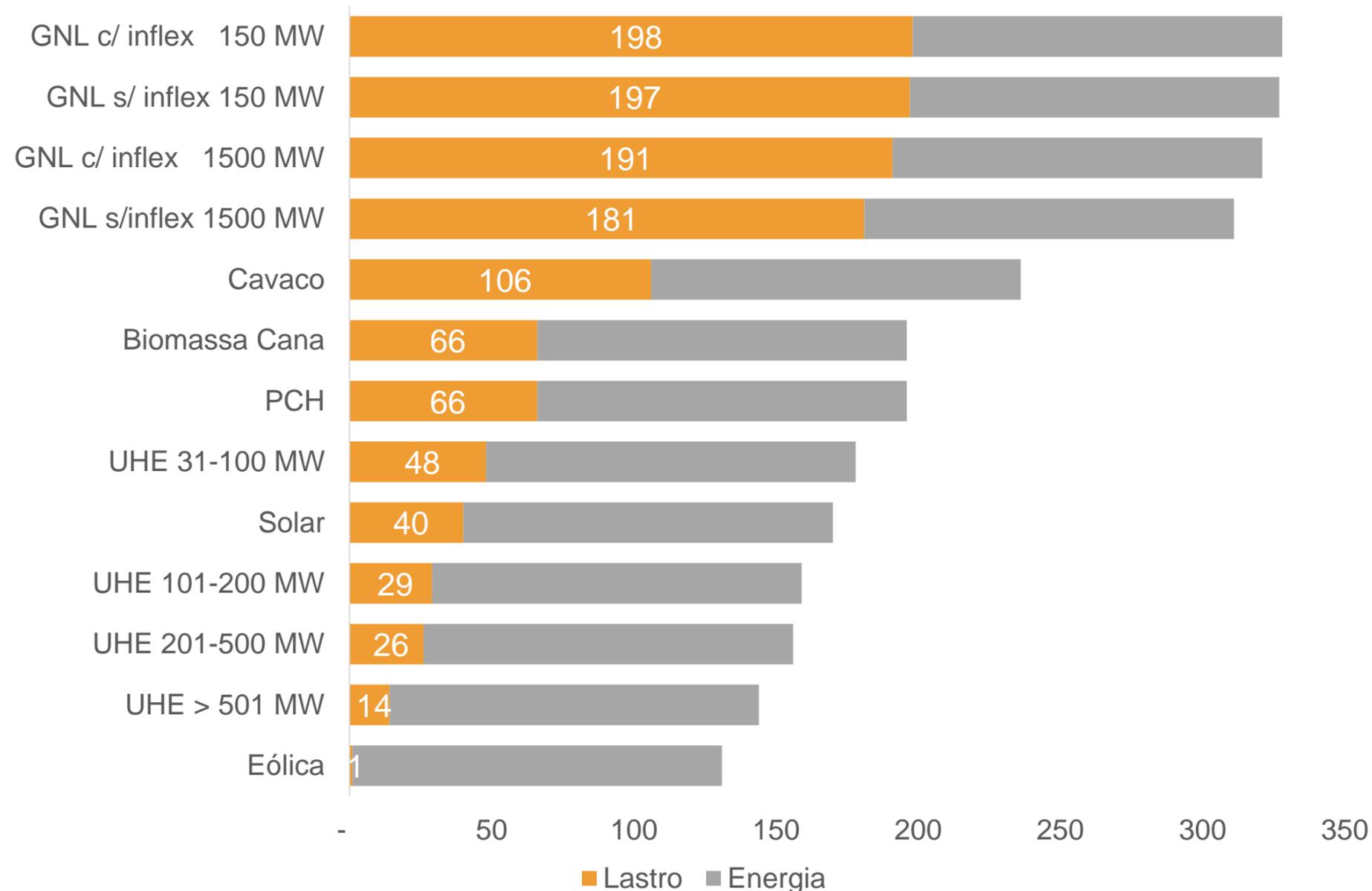
- Consenso de mercado na 1ª semana de julho/2019.
- O prêmio da energia incentivada está reduzindo ao longo dos anos devido as alterações regulatórias que estão sendo sinalizadas, em especial na CP 33/2017 e GT Modernização.

As diferentes tecnologias e o quanto necessitam para serem viabilizadas: Qual seria o valor inicial de um leilão de Capacidade?

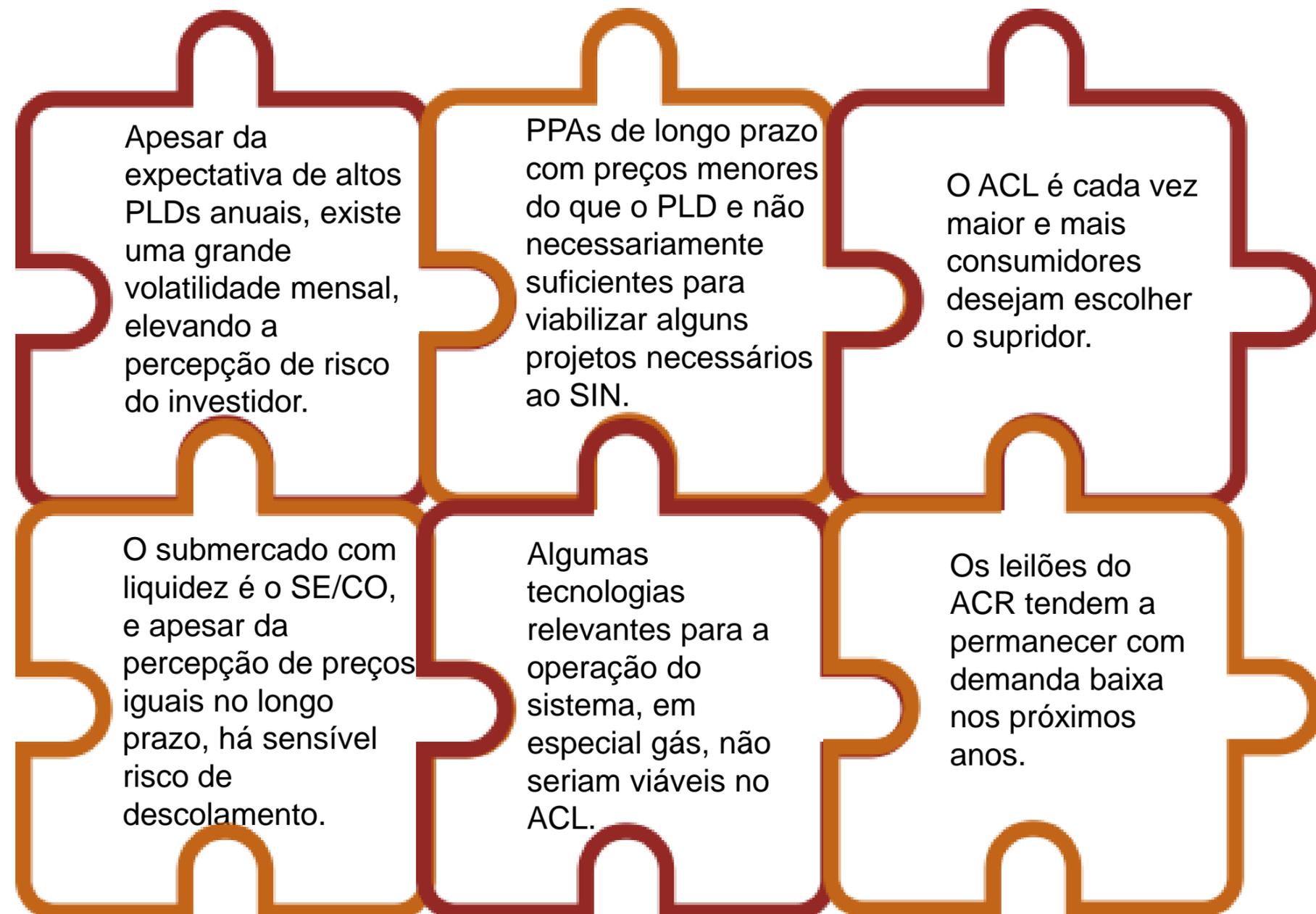
Premissas

- Preço da energia de R\$ 130/MWh, valor conservador para um contrato de longo prazo.
- Conceito de *missing money*, ou seja, obtêm-se o valor necessário para viabilizar o projeto e se desconta o valor do contrato/preço da energia.
- Fluxo de caixa descontado a taxa real de 10% a.a. na ótica do acionista.
- Projetos térmicos consideram ICB, com as componentes COP e CEC.
- Tabela com detalhe no anexo.

Preço de lance ou ICB para projetos novos R\$/MWh



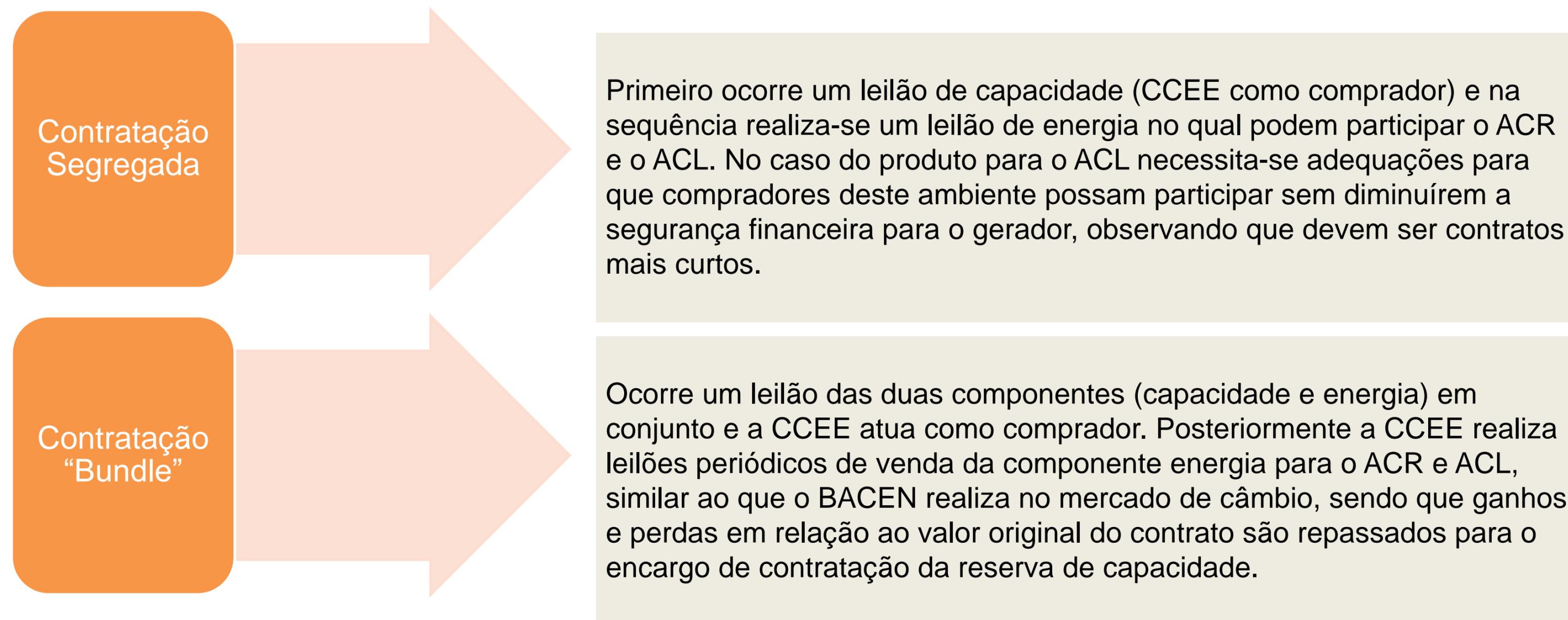
As análises apontam para a necessidade da criação de um Mercado de Capacidade no Brasil



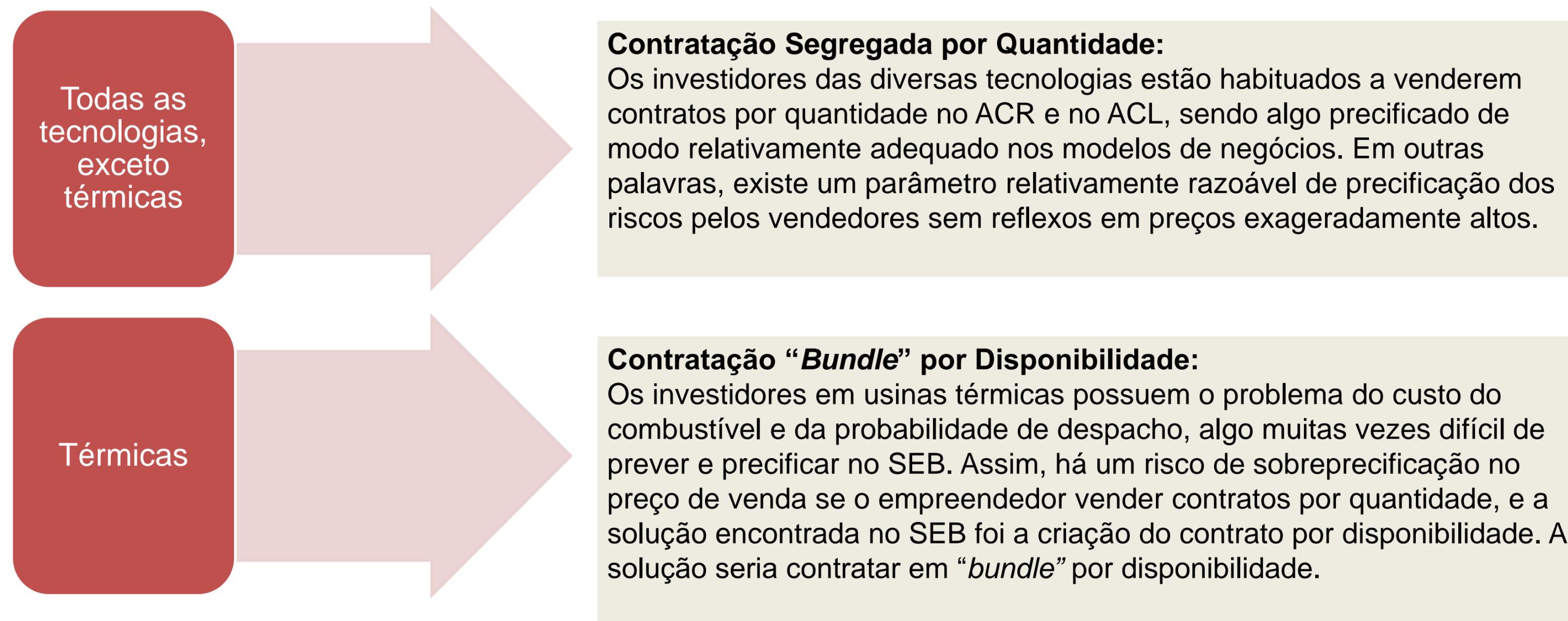
Criação de um Mercado de Capacidade no Brasil, com leilões para diversas tecnologias, utilizando o arcabouço regulatório da Energia de Reserva.

6. Leilão de Capacidade

Existem duas opções (direcionadores) principais para o Leilão de Capacidade: Contratação segregada ou formato “*bundle*”.



Sugere-se para as térmicas a contratação em “*bundle*” e para as demais tecnologias a contratação segregada.



Processo de realização dos leilões de Reserva de Capacidade e gestão dos contratos e encargos: Visão macro simplificada dos principais passos.



O leilão de energia na sequência do leilão de Reserva de Capacidade teria os produtos segregados por tecnologia no ACR e seria conjunto para o ACL.

Vencedores do Leilão de Capacidade de todas as tecnologias, com exceção das térmicas

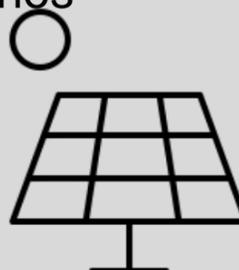
30 anos



20 anos



20 anos



20 anos



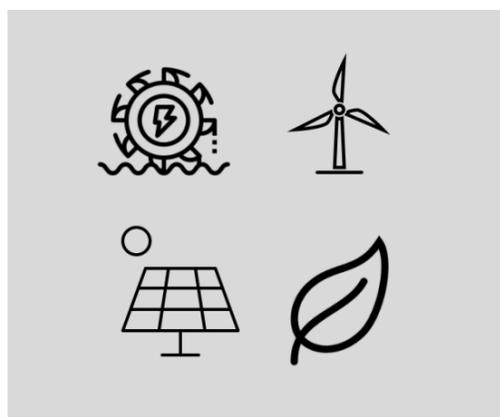
5 e 10 anos



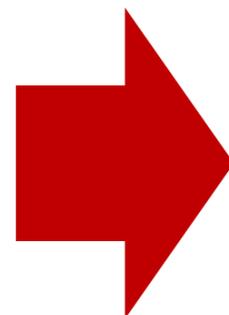
Produtos para o ACR
Modalidade Quantidade

Produto para o ACL
Modalidade Quantidade

Para um agente do ACL participar do leilão seria necessário preencher alguns requisitos que estariam estabelecidos no Edital.



Vendedor



- Atender todos os requisitos do Edital relacionados a construção da usina.
- Apresentar Garantia Financeira equivalente a 3 meses de contrato com validade de 12 meses, com antecedência de 6 meses ao início de suprimento.
- Caso ocorra o pagamento pelo comprador o contrato será automaticamente registrado, independente do “*status*” da usina.



Comprador



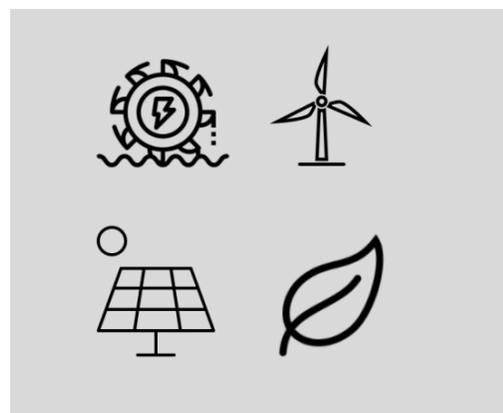
- Minuta de Contrato Padrão do ACL.
- Produtos Quantidade de 5 e 10 anos.
- Ser agente da CCEE (não Distribuidora) no mínimo a 24 meses sem histórico de inadimplência ou não aporte de garantias financeiras.
- Apresentar Balanço Auditado.
- Garantia com validade de 12 meses, cobrindo ao menos 3 meses.
- Liquidação centralizada pela CCEE realizada antes da contabilização (atualmente seria no 6º dia útil do mês subsequente).
- Registro contra pagamento. Em caso de inadimplência a CCEE executa a garantia e avisa as partes, demandando do inadimplente a regularização da situação.

Ocorreria uma fusão da Energia de Reserva atual e os contratos legados (CERs) com a Reserva de Capacidade, sendo a CCEE a gestora de ambos.

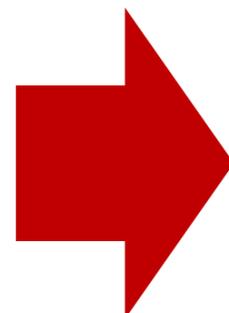


Gestão pela CCEE da Conta de Energia de Reserva.

A CCEE realizará leilões periódicos de energia relativa aos CERs legados e das térmicas originadas da Reserva de Capacidade.



CERs legados



- Leilão ano a frente
- Leilões trimestrais



**Térmicas
contratadas como
“*bundle*”**



- Leilão ano à frente com base na inflexibilidade declarada e sazonalizada.
- Leilões mês à frente ou *ex-post* relacionado a geração acima da inflexibilidade.



Futuras Discussões

Futuras discussões

1

É possível adotar outras metodologias de mercado de capacidade para as renováveis, tais como um *Contract for Differences*, com piso de remuneração de referência caso PLD vá abaixo de um patamar, o qual pode ser fruto até mesmo de um leilão.

2

O ideal seria discutir um Mercado de Capacidade em um contexto de ampla reforma setorial, logo se deveria acelerar e implementar outros pontos relevantes.

3

Analisar outras opções para a contratação de usinas térmicas, dado que a presença do operador de mercado gerindo contratos é sempre um ponto sensível.

4

Evoluir na discussão de atributos visando construir um Procedimento de Planejamento, o que serviria para atenuar pressões políticas para contratar uma fonte em detrimento de outra.

5

Endereçada a questão da segurança do suprimento seria possível diminuir o critério de elegibilidade para migração ao ACL, como também rever a penalidade de lastro para um percentual menor do que 100%.

Questões apontadas ao longo do trabalho (1/3)

1) A Thymos propõe um mercado de capacidade tecnologicamente neutro, neste modelo como será endereçada a questão da intermitência das renováveis sob uma perspectiva de segurança de suprimento?

Isto seria endereçado por meio de um procedimento de planejamento no qual se indicaria qual a demanda a ser atendida por cada tecnologia. Assim, este procedimento (com inputs do ONS e EPE) deveria contemplar a capacidade que seria contratada de fontes despacháveis e de fontes não despacháveis.

2) Entendo que explicitar/precificar atributos irá gerar uma disputa entre diferentes tipos de geradores, mas ao mesmo tempo deixar isso sujeito a critérios discricionário pode ser ineficaz no longo prazo.

Concordamos que haverá uma disputa natural entre as fontes visando defender os atributos que apresentem melhores resultados, porém entendemos que não haverá como fugir da determinação de atributos via um procedimento de planejamento com critérios técnicos e que seja revisto em ciclos pré-determinados e contando com uma governança específica. Todavia, não defendemos um novo Scoring bid que contemple atributos, pois também visualizamos que seria inadequado, dado que cada fonte buscará obter diferenciais competitivos.

Questões apontadas ao longo do trabalho (2/3)

3) Em que medida melhorias na sinalização do preço spot poderia melhorar a atratividade de novos projetos? Ou seja, isoladamente o preço spot é ineficaz para estimular investimentos, mas aperfeiçoamentos no sinal de preço podem ao menos contribuir com o aumento da atratividade?

O preço é principal indicador em qualquer mercado e não é diferente no mercado de energia. Uma melhor formação do preço spot levaria a uma alocação mais eficiente de recursos, logo isto elevaria tecnicamente a forma como são valorados os projetos. Todavia, um ponto de atenção para o mercado brasileiro é a ausência de “funding” para infraestrutura, não somente energia, o que torna complexo a viabilização de novos projetos somente por meio de preço spot elevado. Assim, algum mecanismo de capacidade seria necessário, porém entendemos que o ideal na lógica da microeconomia seria não necessitarmos de um mercado de capacidade, mas que infelizmente não é possível.

4) Comente sobre a metodologia de cálculo de preço de lastro?

Utilizou-se o princípio do “missing money”. Com um modelo econômico SIMPLIFICADO e considerando uma taxa real de desconto de 10% ao ano. Dado o valor necessário para viabilizar um projeto, realizou-se uma subtração do valor que seria pago via um contrato de energia com preço conservador de R\$ 130/MWh, e a diferença seria o lastro ou valor da capacidade. Lógico que a competição do leilão pode reduzir o valor, como também uma taxa maior de desconto (12% a.a. por exemplo) subiria o valor.

Questões apontadas ao longo do trabalho (3/3)

5) A CCEE seria o single buyer e retiraria das distribuidoras a gestão do risco de volume contratado? Neste cenário, quais são os incentivos para que não sobre (ou sub) contrate uma determinada fonte?

A CCEE seria o Single Buyer da contratação do lastro, na verdade da capacidade. As distribuidoras ainda teriam risco de volume da componente energia. A construção de um procedimento de planejamento, com revisão em ciclos quadrienais e não incidentes com o mandato presidencial, seria uma forma de por meio da governança atenuar isto.

6) A atual Energia de Reserva passaria a contabilizar lastro?

A energia de reserva passaria a contabilizar lastro, dado que a análise global do mecanismo de capacidade resolveria isto. Observa-se que a Energia de Reserva seria incorporada por este mecanismo.

7) Idealmente as UTEs precisam ter mais previsibilidade quanto a sua recontração futura, e 1 ano parece pouco. Além disso, qual a metodologia proposta para a precificação do lastro de uma UTE amortizada?

A UTE estaria contratada por um período maior, e seria leilado no ano anterior somente a energia para ACR e ACL. Sobre o lastro da UTE amortizada, o estudo considerou apenas novas usinas e de modo incremental. Se formos considerar usinas já amortizadas (o que é possível) seria necessário um novo cálculo para o preço inicial do leilão, o qual deveria estar associado ao custo de operação e manutenção, e em um modelo microeconômico desejado não haveria preço teto e as usinas competiriam livremente. Uma outra alternativa seria utilizar a metodologia do leilão de ajuste, no qual o preço ascendente toca no preço de reserva do vendedor e ao aceitar tal preço ele negocia a energia.

Pontos de atenção elencados na discussão

- Sugere-se que o mercado de capacidade seja analisado em um contexto mais amplo de reforma setorial, com racionalização de subsídios, alocação correta de riscos e uma formação de preços adequada.
- Analisar cuidadosamente se há necessidade de contratação de projetos térmicos para atendimento de ponta.
- Argumenta-se no sentido de observar as terminologias, sendo que dado a questão cultural do SEB poderia ser útil manter a terminologia lastro.
- Não seria mais importante manter o mecanismo somente para novas usinas?
- Na contratação segregada em leilões sequenciais deve-se permitir a desistência de um vencedor do leilão de capacidade que não venha a vencer o leilão de energia.
- Estudar alternativas que não sejam o operador de mercado para gerir os contratos por disponibilidade no formato “*bundle*”, o qual na proposta é contratado pela CCEE.



www.thymosenergia.com.br

Tel: + 55 11 3192 9100

End: Rua Surubim, 577 | 12º andar | 04571-050 | Brooklin | SP



Contatos dos responsáveis pelo estudo

Alexandre Viana

Sócio-diretor consultorias

alexandre.viana@thymosenergia.com.br

+ 55 11 98177 0009

Daniela Florencio

Associada – Estudos de Mercado

daniela.souza@thymosenergia.com.br

+ 55 11 97300 5780

Evelina Neves

Associada – Regulatório

evelina.neves@thymosenergia.com.br

+55 11 98202 7031

Thais Prandini

Associada – Econômico e Financeiro

thais.prandini@thymosenergia.com.br

+ 55 11 99255 1443

Leonardo Calabró

Consultor Sênior

leonardo.calabro@thymosenergia.com.br

+ 55 11 99453 5432

Disclaimers



Este estudo foi contratado pela Abraceel visando discutir a criação de um Mercado de Capacidade como alternativa para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) no sentido de obter segurança do suprimento e permitir o crescimento do mercado livre (ACL).

A natureza deste estudo é não exaustiva, ou seja, apesar da Thymos Energia utilizar conceitos teóricos sólidos não é um trabalho acadêmico que busca explorar todas as alternativas possíveis. O principal intuito é provocar uma discussão bem fundamentada para futuras ações, sem prejuízo de novos estudos e simulações.

Observa-se que análises regulatórias, estimativas, cenários econômicos, balanços energéticos e projeções de portfólio de contratos são trabalhos naturalmente sujeitos a interpretação e a assunção de premissas. Embora a Thymos Energia execute os trabalhos com premissas razoáveis e com conhecimento sobre o tema, não se é possível assegurar a acurácia de nossas recomendações e previsões, dado que eventos correntes e futuros podem alterar materialmente os resultados e não são possíveis de serem antecipados ou previstos.

Anexo – Tabela com Dados sobre as fontes

Premissas – Modelo Econômico

- Fontes de energia contempladas na análise:
 - UHE – Usina Hidrelétrica;
 - PCH – Pequena Central Hidrelétrica;
 - UTE – Usina Termoelétrica a Gás Natural;
 - BION – Biomassa (Bagaço Cana);
 - BIO – Cavaco;
 - UES – Usina de Energia Solar;
 - UEE – Usina de Energia Eólica.

- Premissas Gerais

Unidade		UHE (31-100 MW)	UHE (101-200 MW)	UHE (201-500 MW)	UHE (>501 MW)	PCH	GNL c/ Inflex (150 MW)	GNL c/ Inflex (1500 MW)	GNL s/ Inflex (150 MW)	GNL s/ Inflex (1500 MW)	Biomassa (Cana)	Cavaco	Solar	Eólica
Potência no site	MW	45	98	173	510	30	150	1.500	150	1.500	123	16	7	15
Garantia Física	%	100%	100%	100%	100%	53%	76%	76%	65%	65%	91%	100%	100%	100%
O&M Variável	R\$/MWh	15,0	12,0	10,0	8,0	20,0	3,5	8,0	3,5	5,8	3,1	6,0	8,0	17,0
O&M Fixo	R\$/MW/ano	0	0	0	0	0	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	875	0	0
Capex	R\$/MW	5.434	4.502	4.890	3.800	6.800	3.420	2.850	3.420	2.850	5.500	5.500	3.300	4.000
Alavancagem	%	65%	65%	65%	65%	65%	60%	60%	60%	60%	70%	70%	70%	70%
TUST/TUSDg	R\$/Kw	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79
Desconto fio	%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	0%	0%	50%	50%	50%	50%
CVU	R\$/MWh	0	0	0	0	0	290	290	300	300	70	190	0	0

Resultados – Modelo Econômico

- Fluxos descontados pela taxa de 10,0%;
- Exemplo preço de energia de R\$ 130 MWh.

Unidade		UHE (31-100 MW)	UHE (101-200 MW)	UHE (201-500 MW)	UHE (>501 MW)	PCH	GNL c/ Inflex (150 MW)	GNL c/ Inflex (1500 MW)	GNL s/ Inflex (150 MW)	GNL s/ Inflex (1500 MW)	Biomassa (Cana)	Cavaco	Solar	Eólica
RECEITA FIXA	R\$/MWh	0	0	0	0	0	257	250	143	127	0	136	0	0
COP + CEC	R\$/MWh	0	0	0	0	0	71	71	184	184	0	100	0	0
ICB Preço lance	R\$/MWh	178	159	156	144	196	328	321	327	311	196	236	170	131
Energia	R\$/MWh	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Lastro	R\$/MWh	48	29	26	14	66	198	191	197	181	66	106	40	1

- Fonte Eólica – Menor valor de lastro;
- Fonte Termoelétrica – Maior valor de lastro.