

AULÃO VOLT 07 DE NOVEMBRO DE 2025

MP1304: A NOVA REPÚBLICA DA ENERGIA

O QUE MUDA, QUEM GANHA, QUEM PAGA- E COMO?
À VISTA, NO PIX OU NO CARTÃO?

INSCREVA-SE: AULAOVOLT.COM.BR

VOLT Robotics

**Ao seu lado, para transformar
energia em valor.**

Inteligência Artificial, dados e experiência para transformar
desafios do setor elétrico em resultados concretos.

 www.voltrobotics.com.br



Aulão 23



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços

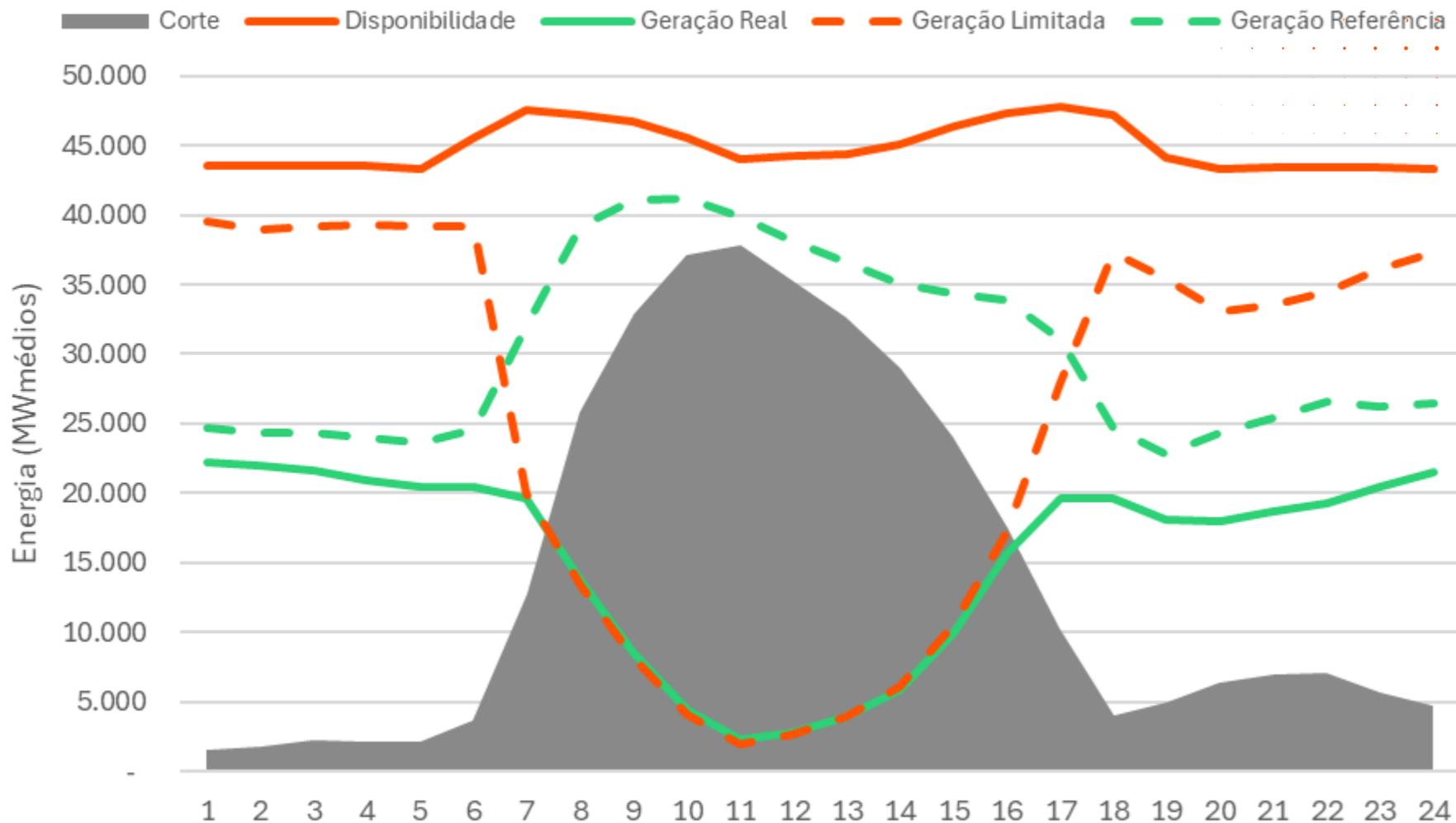


Governança

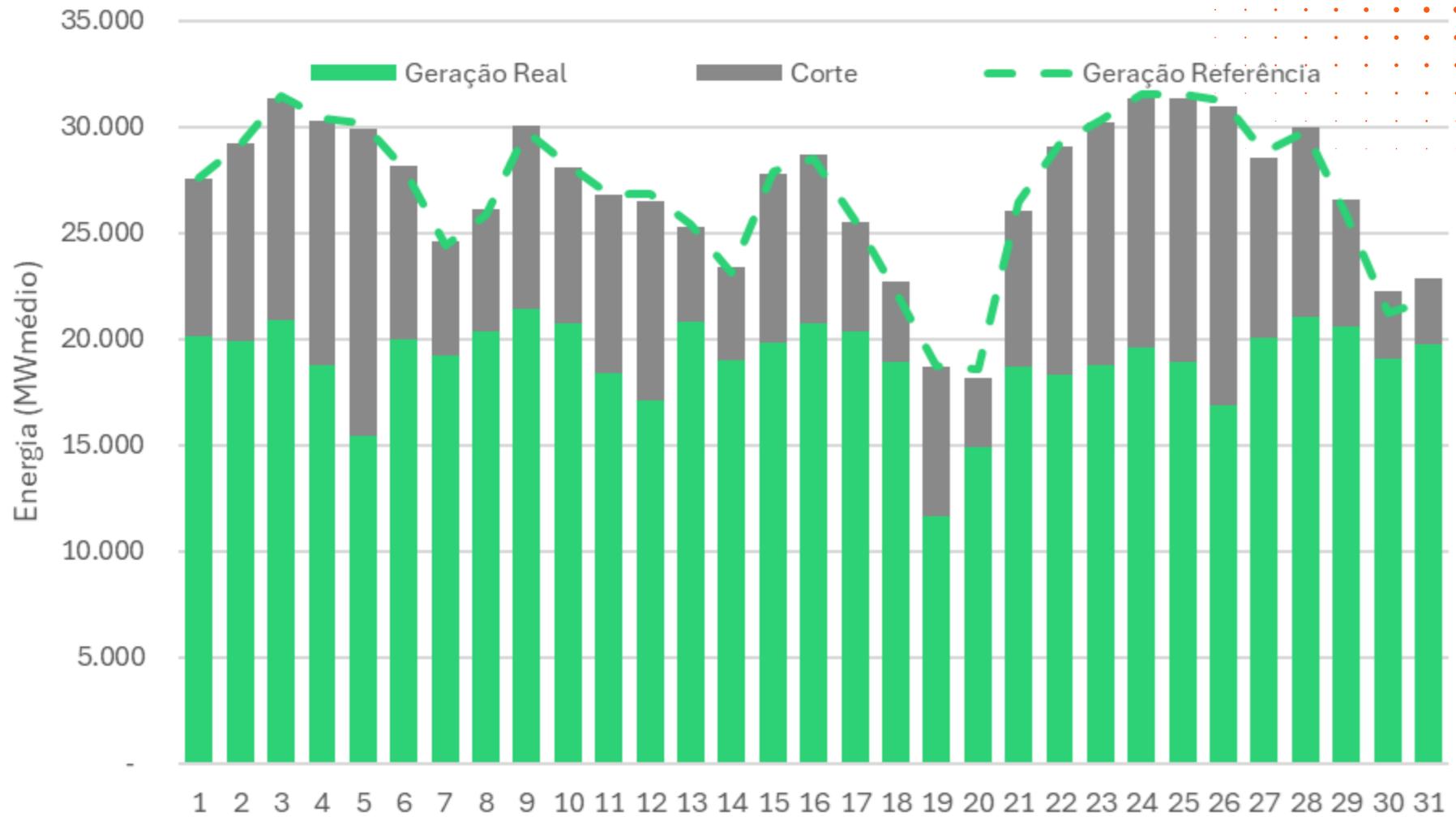
Curtailment de Outubro



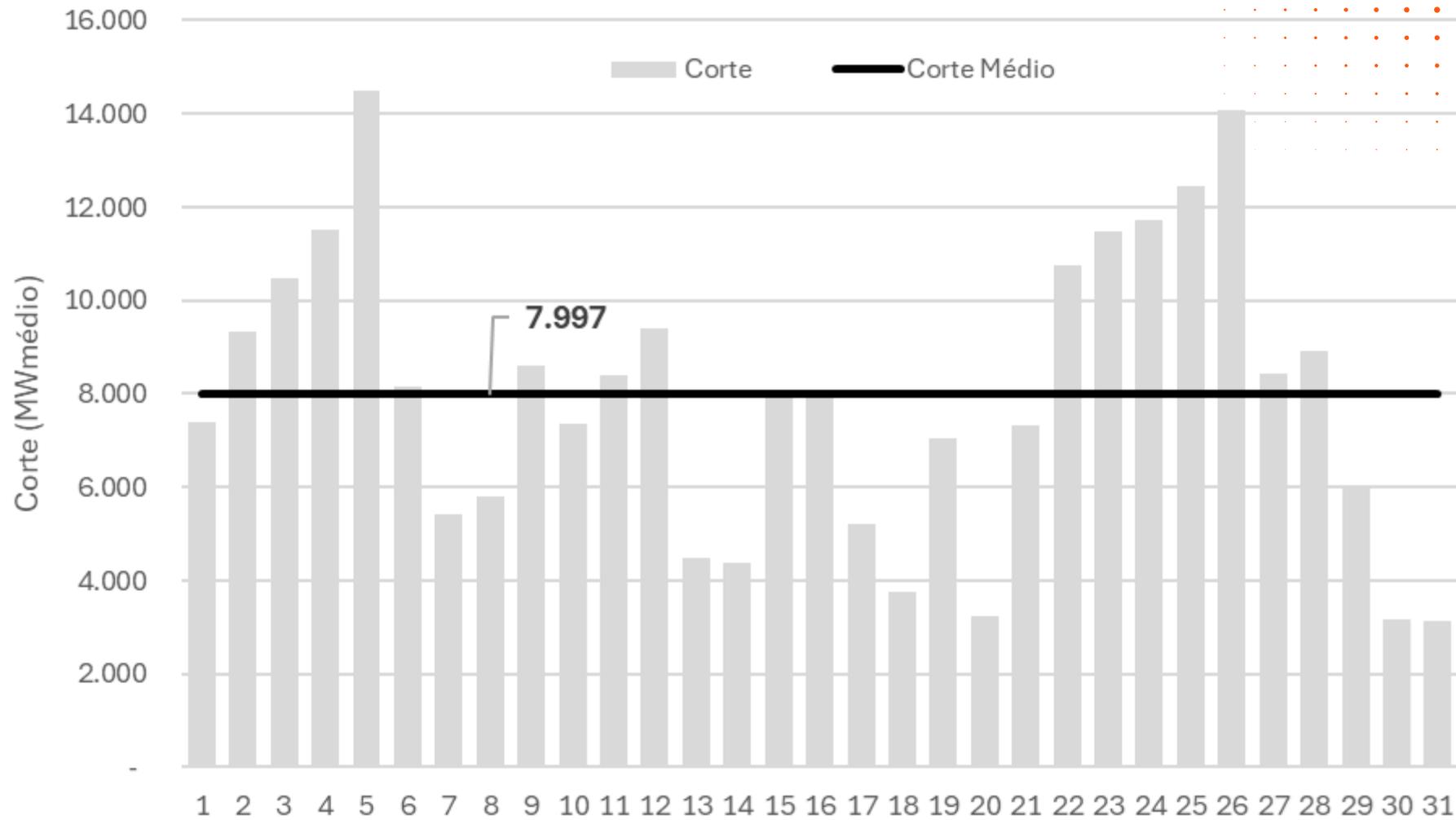
Os cortes de geração renovável no dia 5 de outubro de 2025...



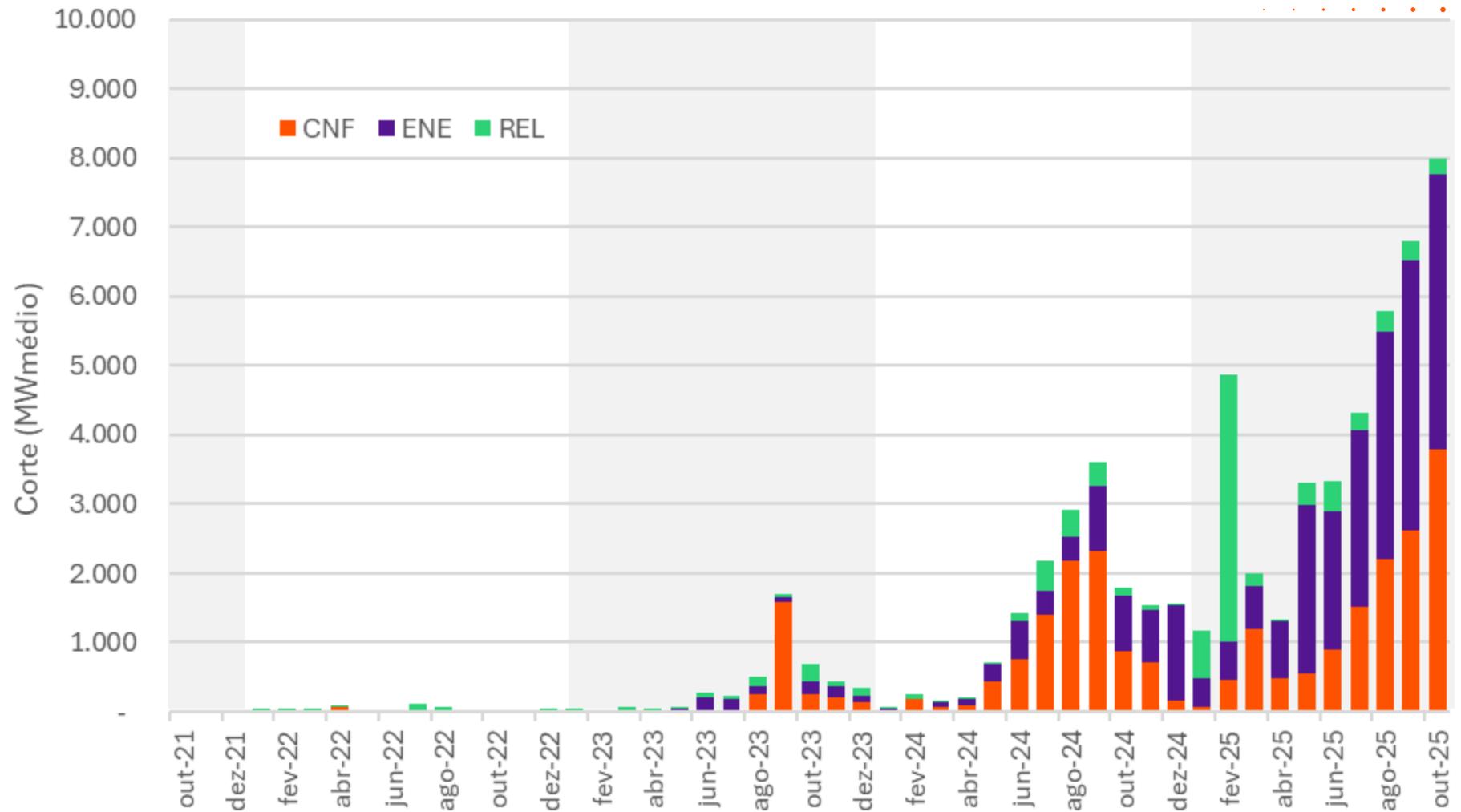
Os cortes de geração renovável em outubro de 2025...



Os cortes de geração renovável em outubro de 2025...



~8.000 MWmed de cortes em outubro de 2025...



~8.000 MWmed de cortes em outubro de 2025...



Garantia Física de Belo Monte

4.571 MWm
(Corte foi 75% maior)



Geração da Itaipu Brasileira em Outubro

4.588 MWm
(Corte foi 75% maior)

Nossa Agenda



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços

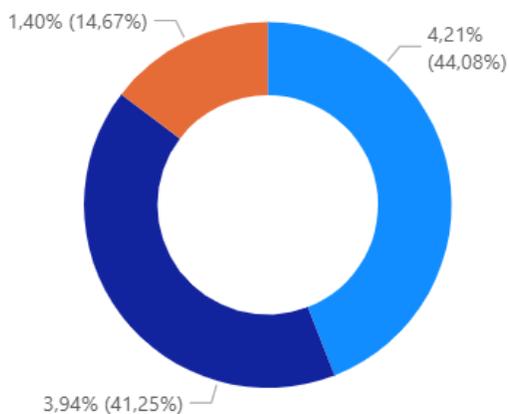


Governança

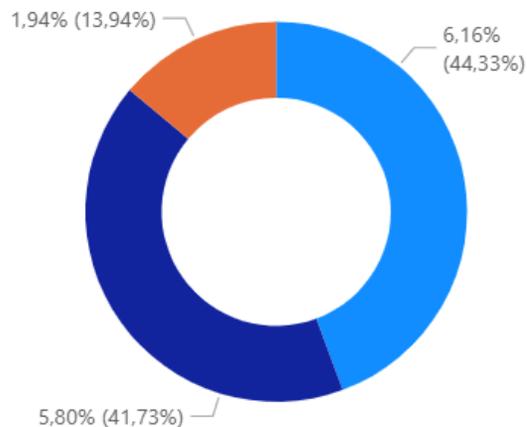
O tratamento ao curtailment é dado no Art. 1º - A ...



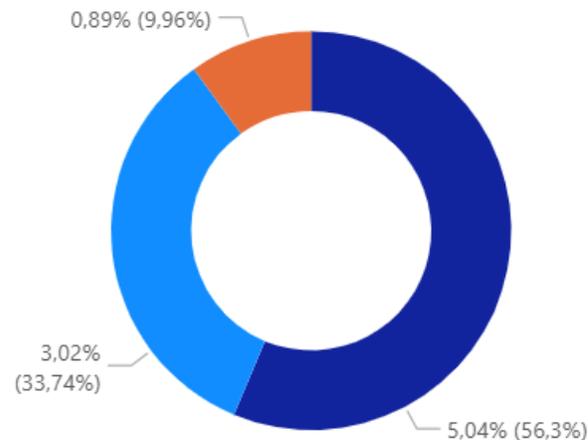
“todos os eventos de redução da produção de energia elétrica que tenham sido originados externamente às instalações dos respectivos empreendimentos de geração, independentemente do ambiente ou da modalidade de contratação, da causa, das classificações técnicas que se lhes atribuem e do seu tempo de duração, exceto aqueles associados exclusivamente à sobreoferta de energia elétrica renovável, nos termos estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia em até 30 dias da entrada em vigor deste dispositivo.”



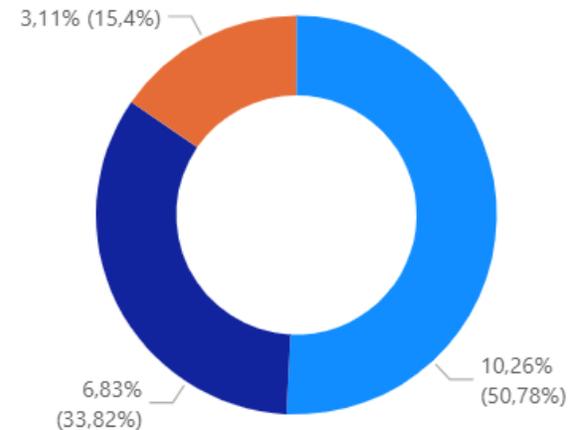
Desde out/21



Desde set/23



2024



2025

O tratamento ao curtailment é dado no Art. 1º - A ...

§2º

[Corte + Geração] → garantia física e para consumo líquido dos autoprodutores.

§3º

CCEE com 90 dias para calcular os ressarcimentos e processar as compensações

§4º

ONS com 60 dias para apurar os cortes desde 1/9/23

Agente tem que renunciar à ação judicial

§5º

ANEEL tem que aprovar regras e procedimentos

tempo



Cortes de setembro de 2023 a outubro de 2025...



Todos os Cortes

44,1 Mi

Corte [MWh]

5,2 Bi

Impacto PLD [R\$]

7,9 Bi

Imp. Contrato [R\$]

Rede

24,5 Mi

Corte [MWh]

3,5 Bi

Impacto PLD [R\$]

4,7 Bi

Imp. Contrato [R\$]



O tratamento ao curtailment é dado no Art. 1º - B ...

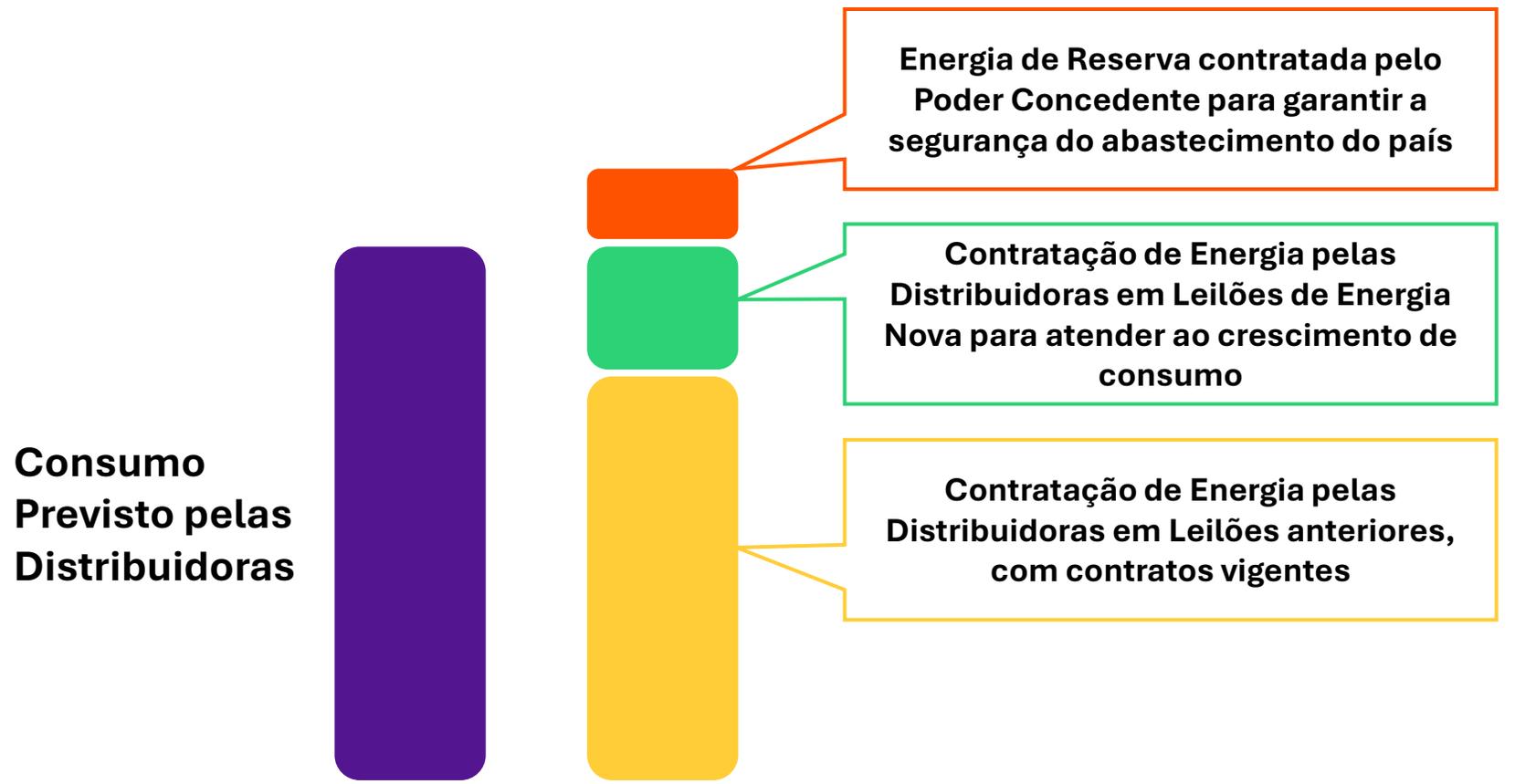


“O titular de usina com outorga de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conectada ao SIN fará jus, mediante termo de compromisso firmado com o Poder Concedente, a compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, desde 1º de setembro de 2023 e até a entrada em vigor deste dispositivo.”

§5º

Os valores correspondentes aos ressarcimentos devidos e ainda não liquidados, inclusive, se necessário, de períodos futuros, por agentes de geração eólica e solar fotovoltaica em Contratos de Energia de Reserva (CER) e em Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade disponibilidade, serão destinados, nos termos de regulamentação do Poder Concedente, ao pagamento da compensação de que trata este artigo.

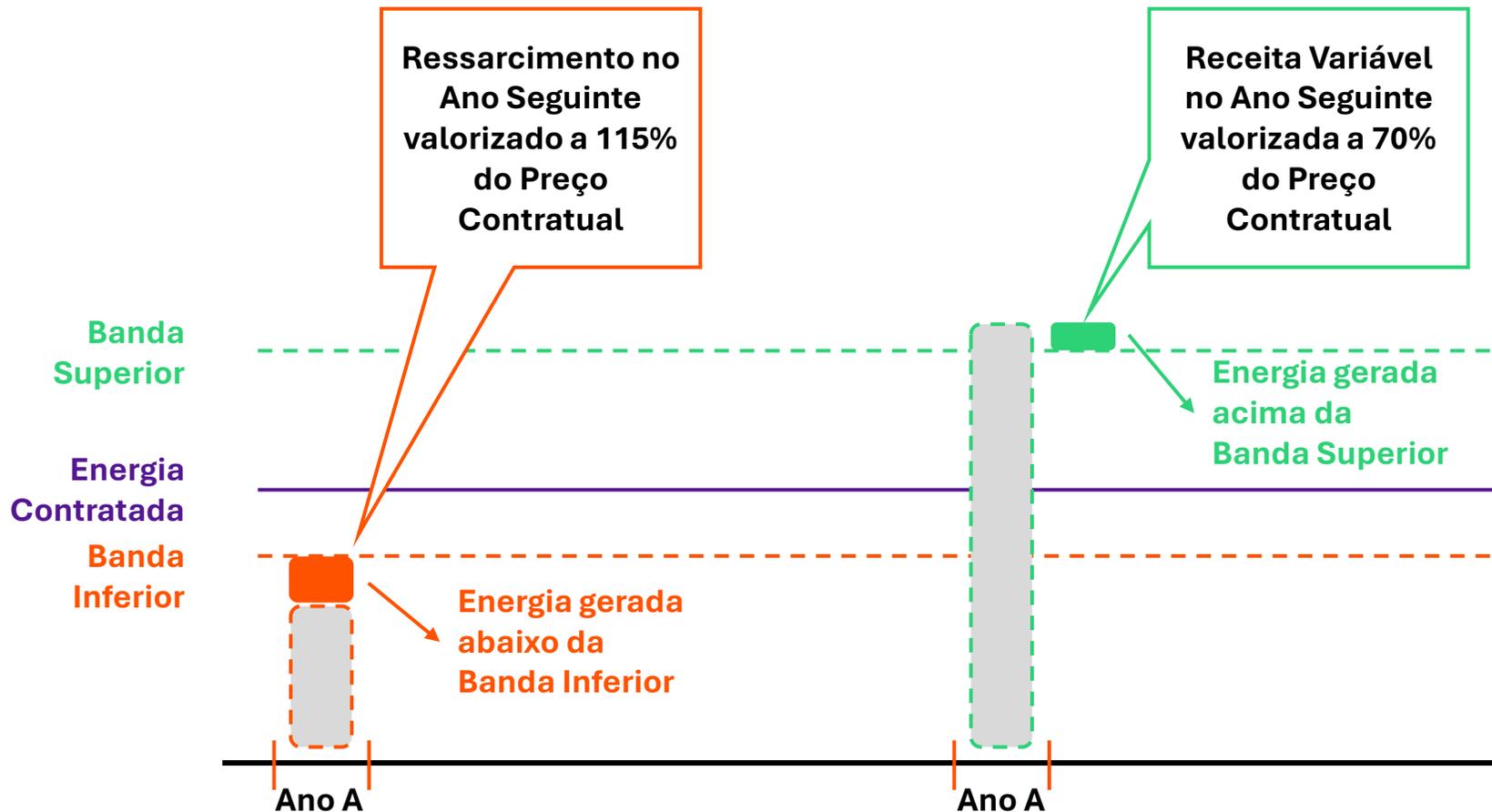
Contratos de Energia de Reserva



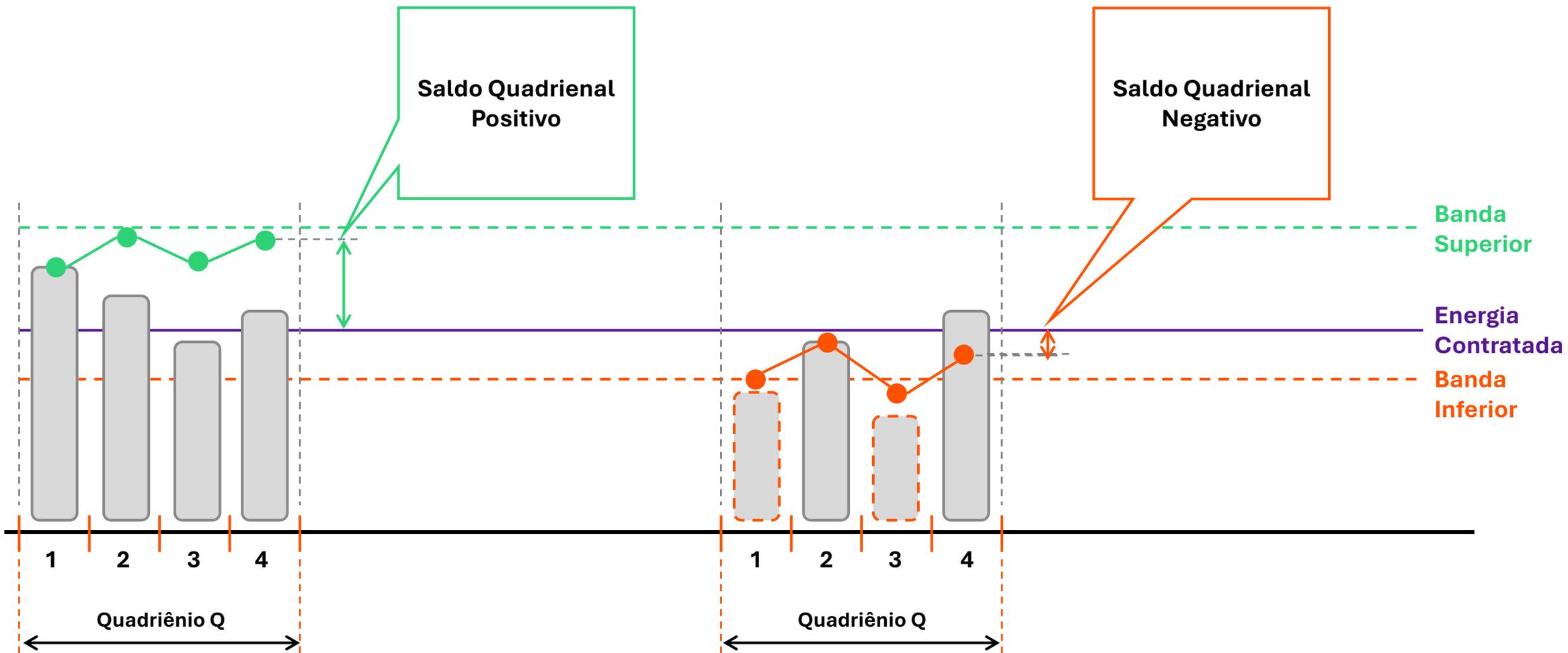
Contratos de Energia de Reserva



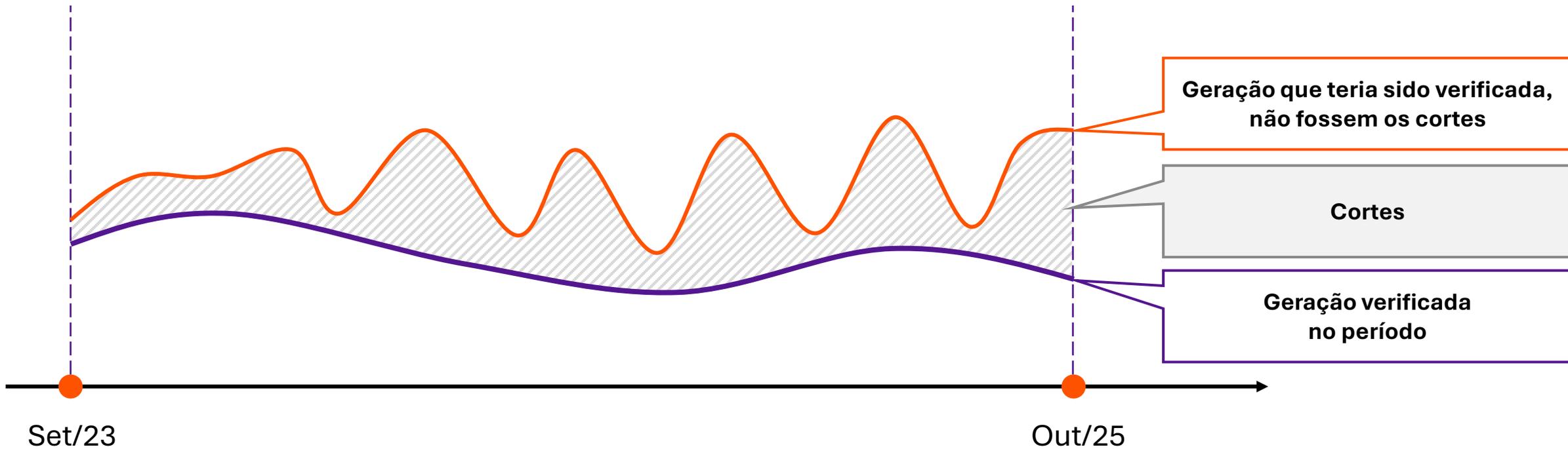
VOLT Robotics



Contratos de Energia de Reserva



A simulação dos impactos econômicos foi realizada reprocessando os contratos...



Contratos de Energia de Reserva e Disponibilidade (set/23 a out/25) CORTES DE CONFIABILIDADE E ELÉTRICOS...



	Ressarcimento a Preço de Contrato	Custo Efetivo a PLD	Excedente
Cortes	R\$ 2,8 bilhões	R\$ 1,4 bilhões	R\$ 1,4 bilhões
Performance	R\$ 6,5 bilhões	R\$ 1,9 bilhões	R\$ 4,6 bilhões
Valor Total	R\$ 9,3 bilhões	R\$ 3,3 bilhões	R\$ 6,0 bilhões
ACL e CCEAR QUANTIDADE	R\$ 2,8 bilhões	R\$ 1,4 bilhão	R\$ 1,4 bilhão

ZERA O PASSADO

Para os cortes futuros, os custos repassáveis devem ser mínimos, pois os cortes tendem a ser energéticos



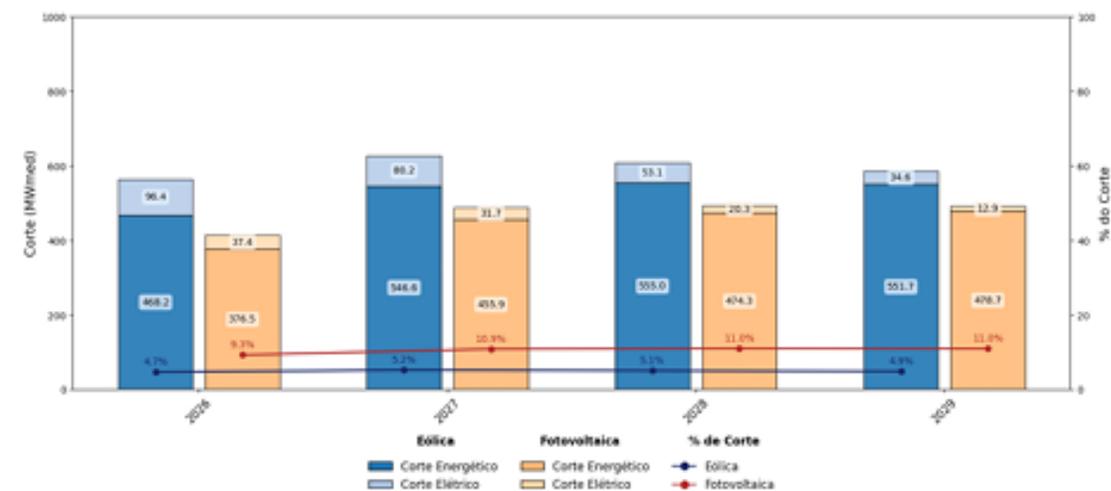
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVA DA EVOLUÇÃO DOS CORTES DE GERAÇÃO NO BRASIL

GT CORTES DE GERAÇÃO



Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 - Rio de Janeiro - RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

Figura 5-12: Evolução dos cortes de geração considerando base de geração do PEN/PMO



Considerando os dois artigos...

Art. 1º - A: mais genérico e abrangente...

Art. 1º - B: mais específico...

Os dois artigos podem conviver!



Há outros dispositivos tratando do tema...



“Art. 2º - E. A ANEEL deverá estabelecer mecanismos para compartilhamento dos riscos associados à produção energética decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas a empreendimentos hidrelétricos, eólicos e solares fotovoltaicos outorgados.”

Nossa Agenda



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos

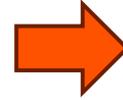
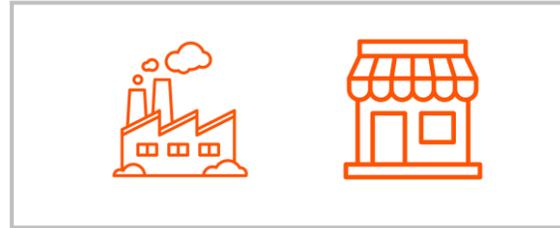


Formação de Preços

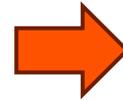


Governança

A Abertura de Mercado proposta na MP1304 é consistente e traz uma estrutura de salvaguardas importante...



Até 24 Meses



Até 36 Meses



Plano de Comunicação



Supridor de Última Instância



Encargo de Sobrecontratação



Separação entre fio e energia



Produto Padrão

A Essência do SUI (CP MME 196/2025)

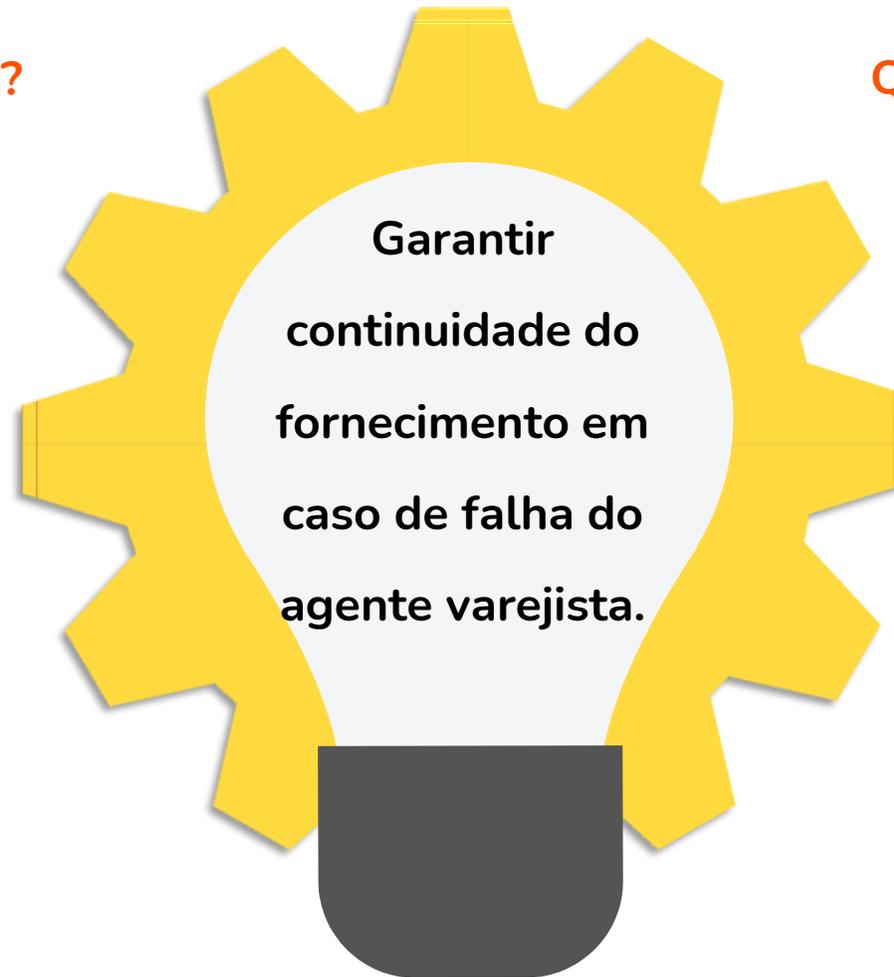


Quem paga?

Custo compartilhado entre todos os consumidores do ACL.

Como pagará?

Tarifa regulada pela ANEEL.
Não inferior a 110% da tarifa da distribuidora local.



Qual a natureza?

Natureza emergencial, temporária e de última instância.

Quem exercerá?

Exercido pelas distribuidoras até 2030. Após, por pessoas jurídicas autorizadas pela ANEEL

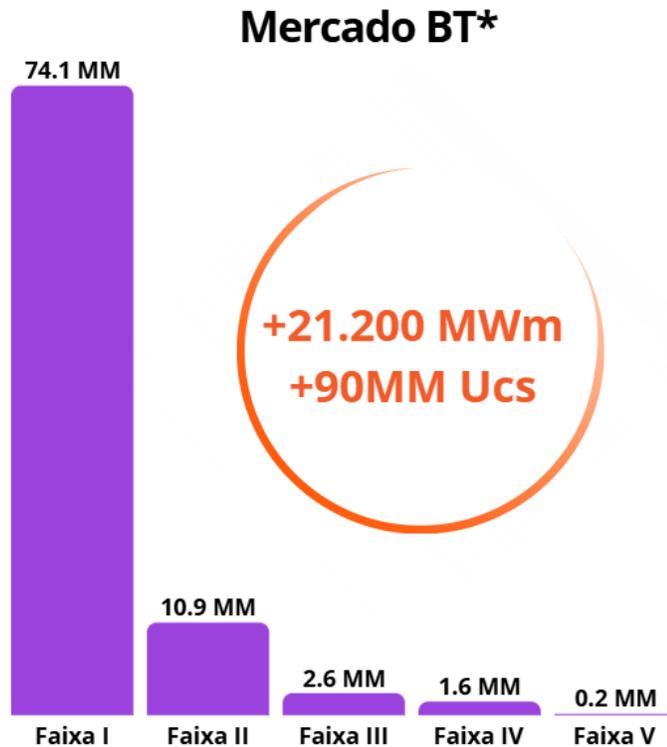
Para pensar...



“ O SUI é o “seguro obrigatório” do mercado livre — todos pagam, poucos usarão, mas sua ausência prejudicaria a liberalização do setor. ”

Os 90 milhões de consumidores em baixa tensão são muito diferentes entre si...

A partir da análise das quase **90 milhões de unidades consumidoras em baixa tensão**, a Volt identificou **quem são e onde estão** os perfis mais promissores para essa transformação de mercado.



*Sem consumidores Baixa Renda

Faixa I: UCs com consumo até 250 kWh

Faixa II: UCs com consumo de 250 até 500 kWh

Faixa III: UCs com consumo de 500 até 1.000 kWh

Faixa IV: UCs com consumo de 1.000 até 5.000 kWh

Faixa V: UCs com consumo acima de 5.000 kWh

Apesar de corresponderem a menos de **3%** do número total de unidades consumidoras, essas unidades são responsáveis por aproximadamente **27%** do consumo total da baixa tensão.

A economia devido à migração varia entre as regiões do país, em função das tarifas das distribuidoras...

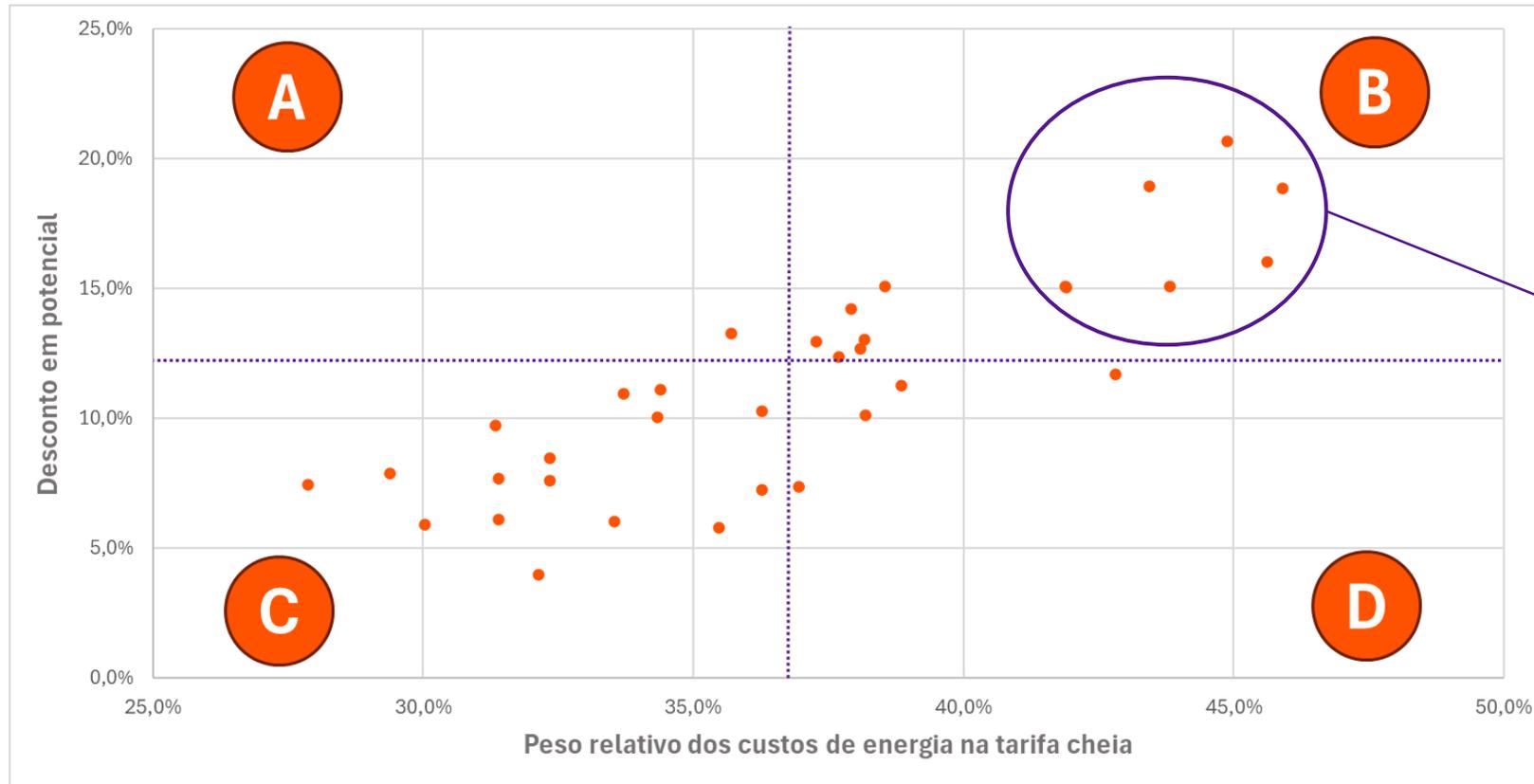
Com base na análise da estrutura tarifária das **34 maiores distribuidoras do país**, foi identificado o **potencial de economia** associado à migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

#	Região	Desconto Médio
1	CENTRO-OESTE	14,48%
2	SUDESTE	12,24%
3	SUL	11,97%
4	NORTE	8,56%
5	NORDESTE	8,24%
	Geral	11,13%

Concorrência: Atualmente, empresas de geração distribuída por assinatura oferecem, em média, um **desconto de 10% a 15%** aos consumidores.



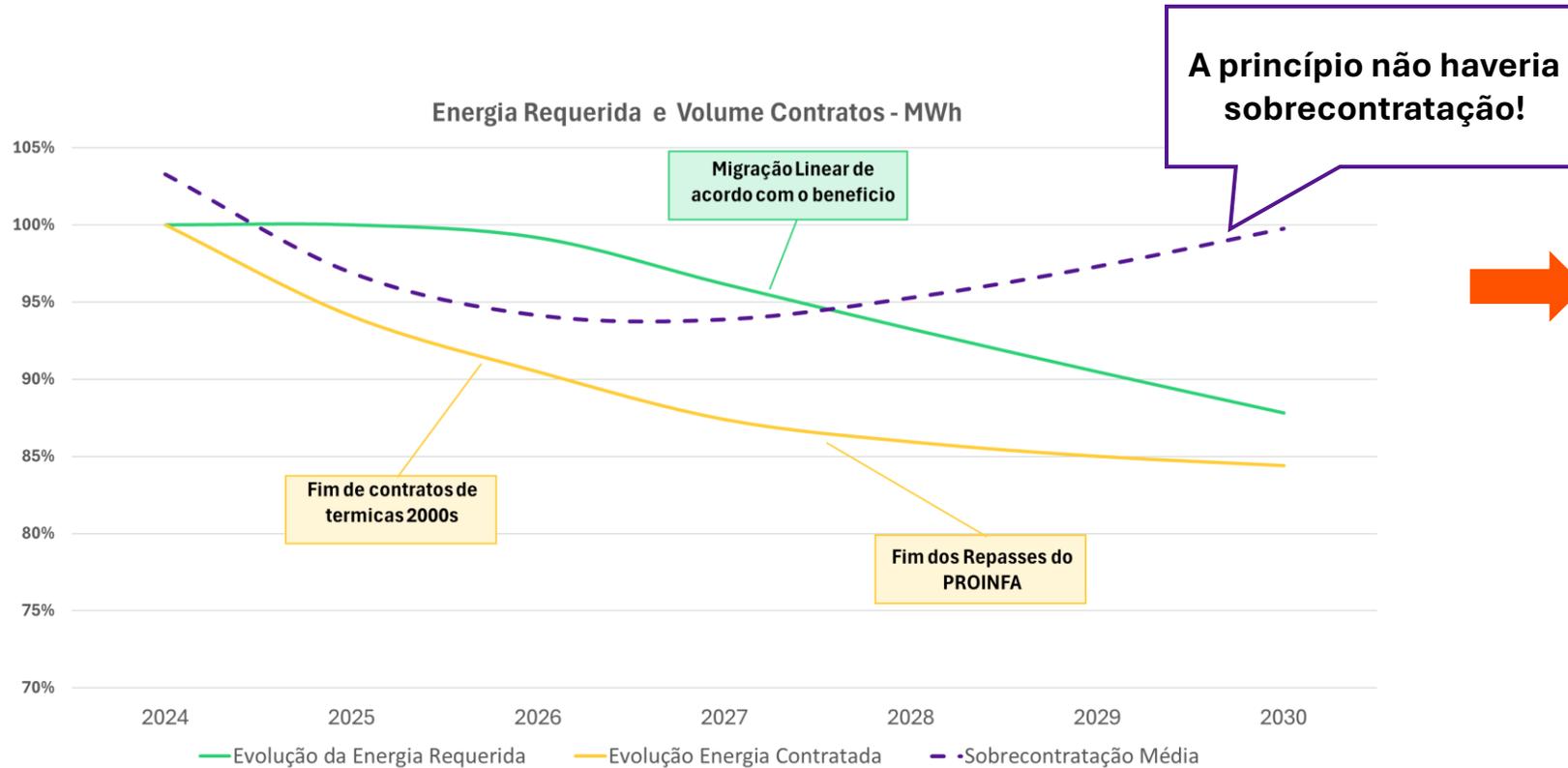
As distribuidoras apresentem potenciais distintos e estão distribuídas entre os quadrantes A, B, C e D



Observa-se que o maior potencial de migração está associado às distribuidoras do **quadrante B**, caracterizadas por uma **parcela expressiva de energia e significativa representatividade dos seus custos na tarifa total**.



O encargo de sobrecontratação existe se as distribuidoras apresentam um excedente contratual...



Apesar da iminente **redução do mercado** atendido pelas distribuidoras, grande parte dessas empresas ainda possui contratos de suprimento relevantes em **fase de conclusão**, o que tende a **suavizar os impactos mais significativos até, pelo menos, 2030..**

PIOR CASO

R\$ 1 Bi
Mercado = **2,1 R\$/MWh**

Com tendência de elevação, a depender da velocidade de migração dos consumidores para o mercado livre, principalmente no pós 2030.

Se o MCSD for efetivo, o custo será **ZERO**.

Nossa Agenda



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços



Governança



O tratamento do armazenamento se dá em várias partes...



“§ 11. A regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica poderá envolver a operação de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica e a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia, respeitadas as vedações relativas a cada agente.”



O tratamento do armazenamento se dá em várias partes...



“§ 11. A regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica poderá envolver a operação de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica e a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia, respeitadas as vedações relativas a cada agente.”

REIDI: “Art. 2º-A. O benefício de que trata o art. 1º compreende projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de promover a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico.”



O tratamento do armazenamento se dá em várias partes...



“§ 11. A regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica poderá envolver a operação de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica e a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia, respeitadas as vedações relativas a cada agente.”

REIDI: “Art. 2º-A. O benefício de que trata o art. 1º compreende projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de promover a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico.”

“§ 6º No caso de sistemas de armazenamento de energia, na forma de baterias, os custos da contratação de que tratam os art. 3º e 3º-A desta Lei serão rateados apenas entre os geradores de energia, na forma da regulamentação da ANEEL.”



O tratamento do armazenamento se dá em várias partes...



“§ 11. A regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica poderá envolver a operação de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica e a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia, respeitadas as vedações relativas a cada agente.”

REIDI: “Art. 2º-A. O benefício de que trata o art. 1º compreende projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de promover a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico.”

“§ 6º No caso de sistemas de armazenamento de energia, na forma de baterias, os custos da contratação de que tratam os art. 3º e 3º-A desta Lei serão rateados apenas entre os geradores de energia, na forma da regulamentação da ANEEL.”

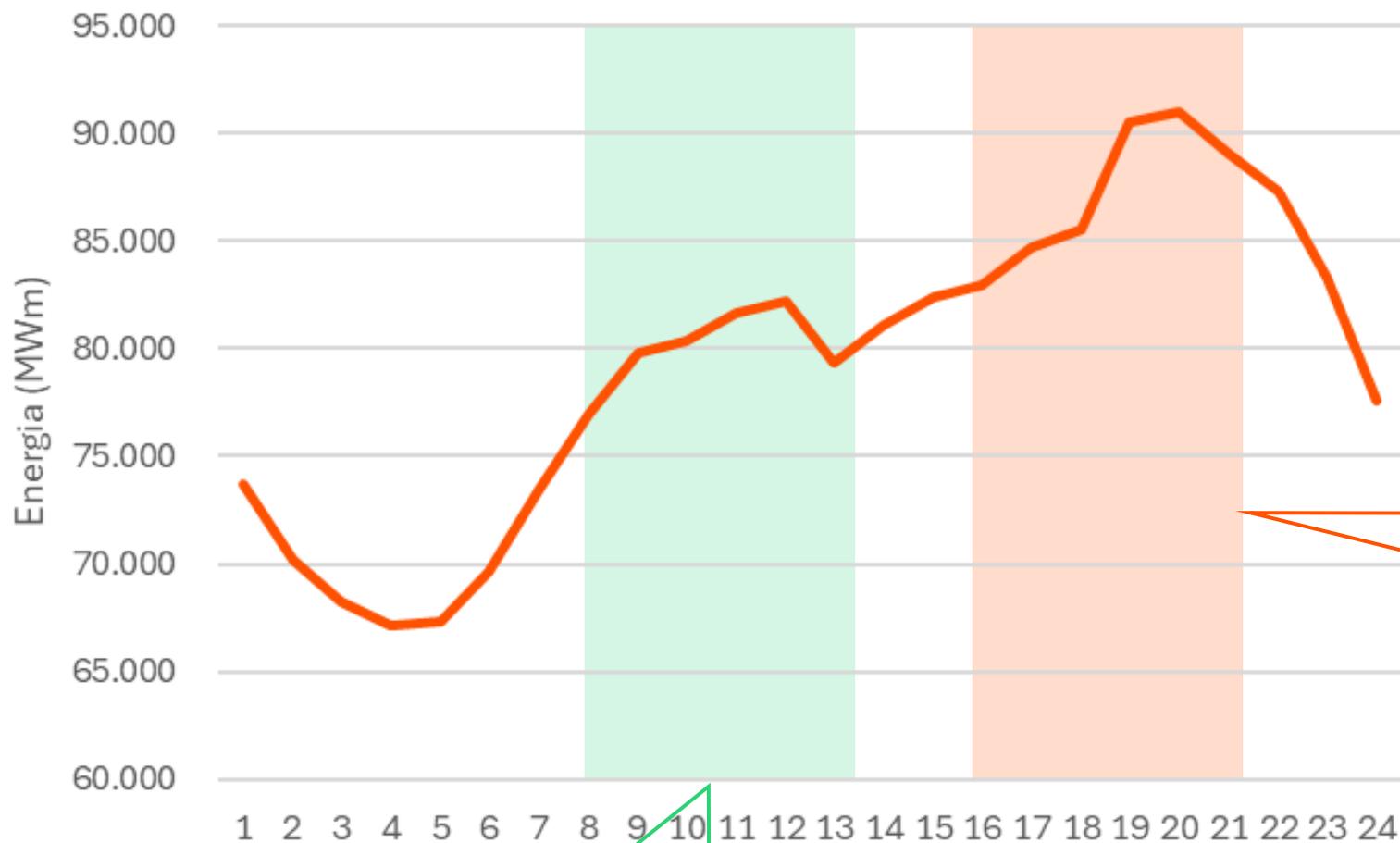
Não houve a previsão de enquadramento como **Projeto Prioritário**.

Os sistemas de armazenamento possuem múltiplas aplicações no Sistema Elétrico...





Os dilemas diários da operação (dia 24 de setembro)



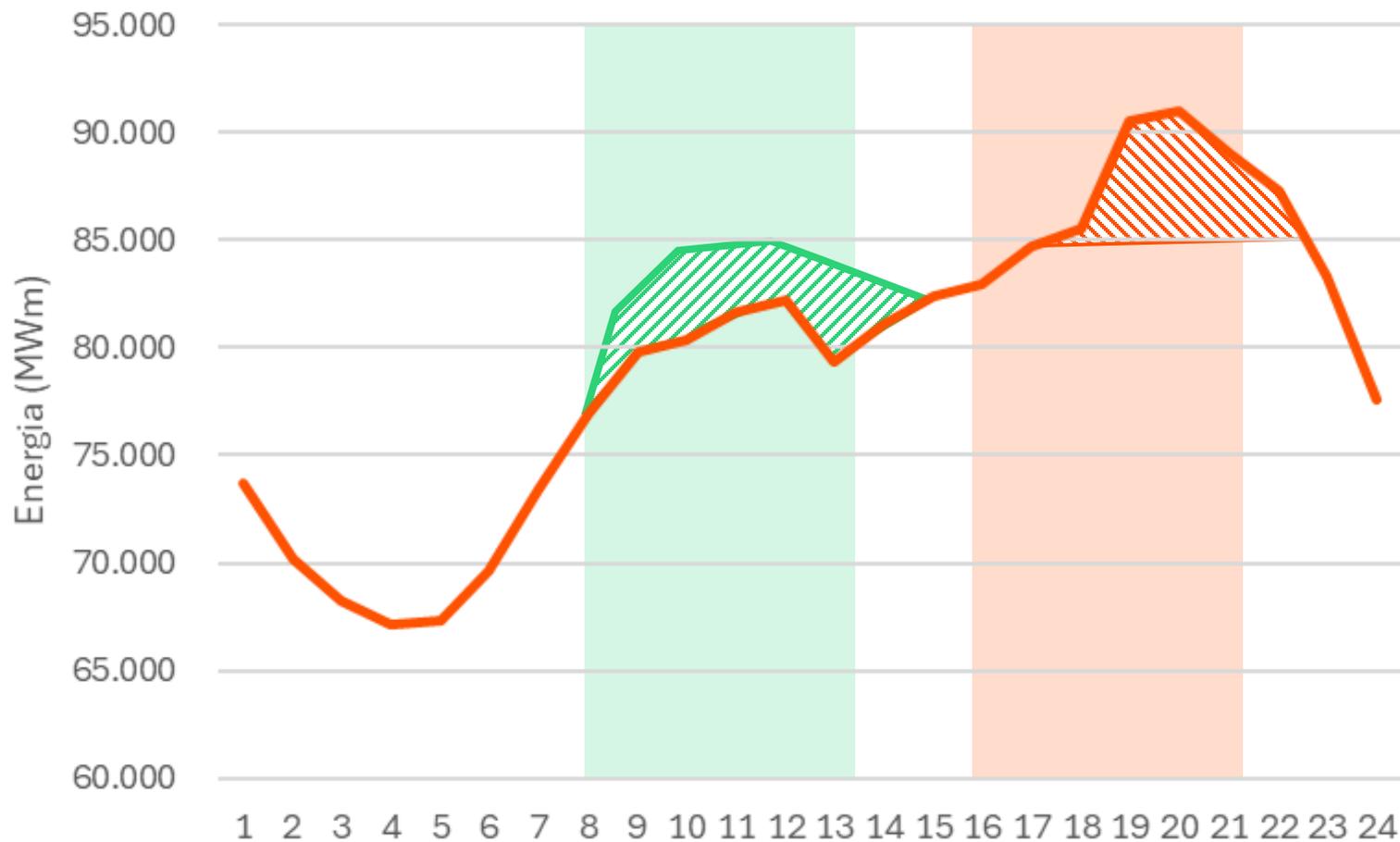
Cortes de Geração Renovável

Despacho Termoelétrico





Os dilemas diários da operação praticamente desaparecem com sistemas de armazenamento...





Modelo Volt de projeção de PLD/CMO horário

Histórico de Preços

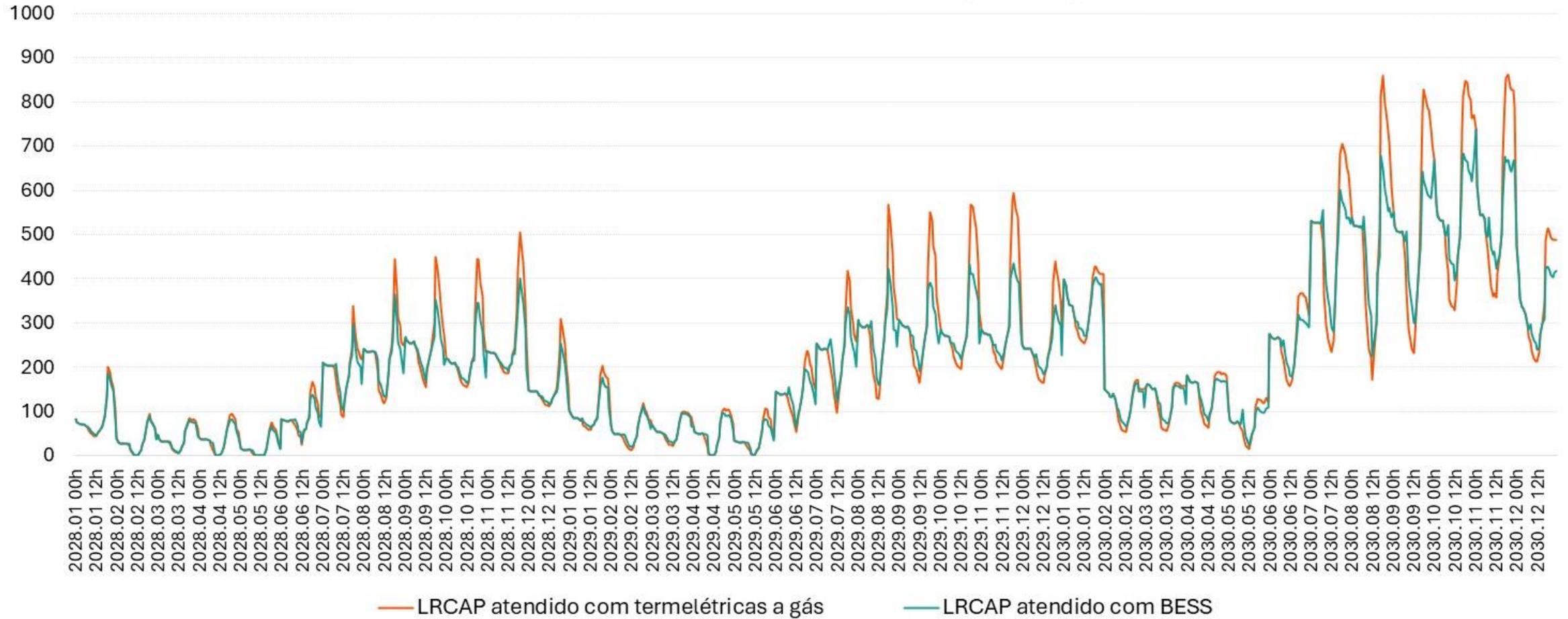


Histórico de Condições Sistêmicas



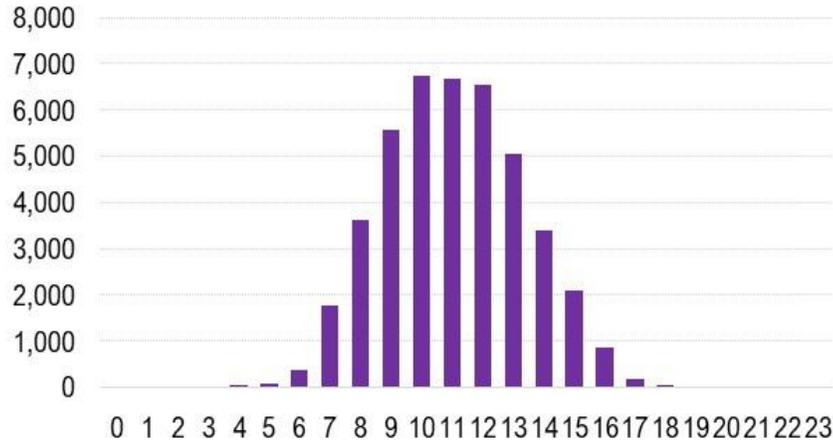
O que explica as variações horárias?

Resultados: Custo Marginal de Operação – CMO

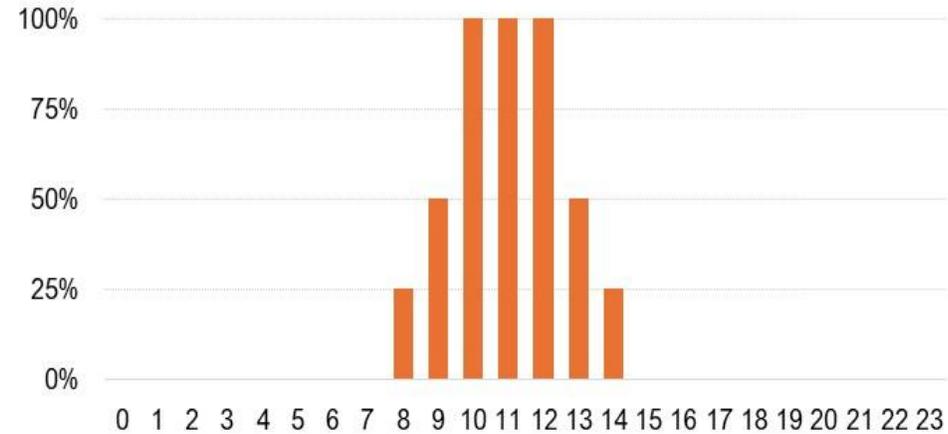


Resultados do BESS ao longo dos anos...

Perfil Curt Energético (2024/2025) [MWm]



Perfil de Consumo dos Módulos de BESS

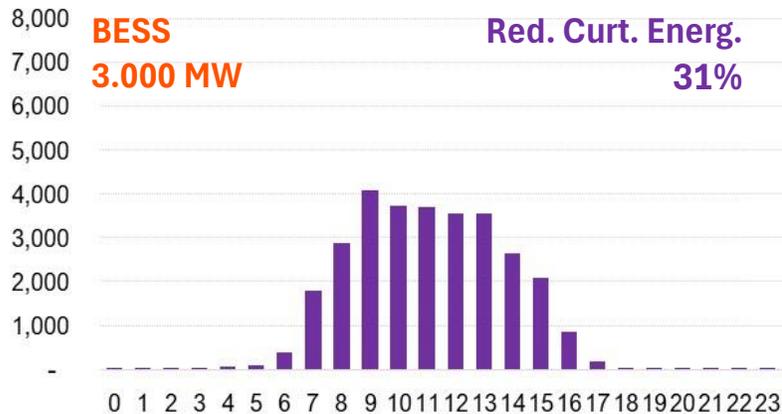


Se o padrão de curtailment por razão energética se mantiver similar a 2024/2025 nos próximos anos...

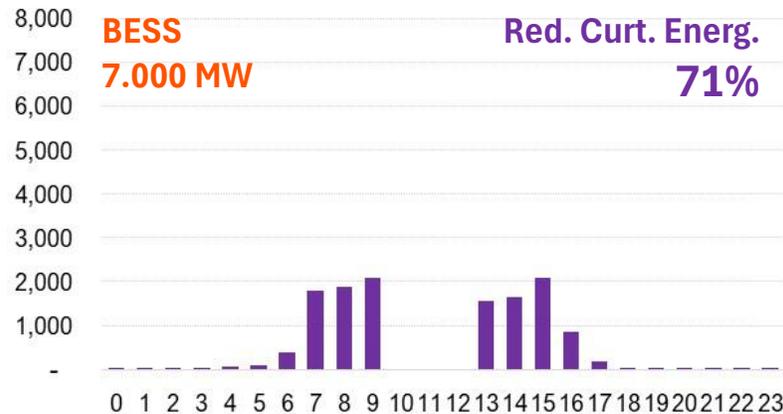
...E se o carregamento das baterias ocorrer nos horários de pico de curtailment energético...

...O carregamento dos sistemas de baterias levaria a uma redução significativa do curtailment energético

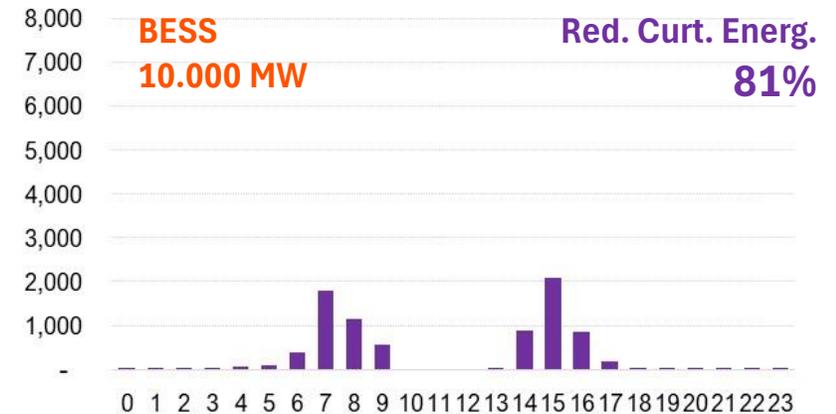
Curt. Energ. - Carga BESS - 2028 [MWm]

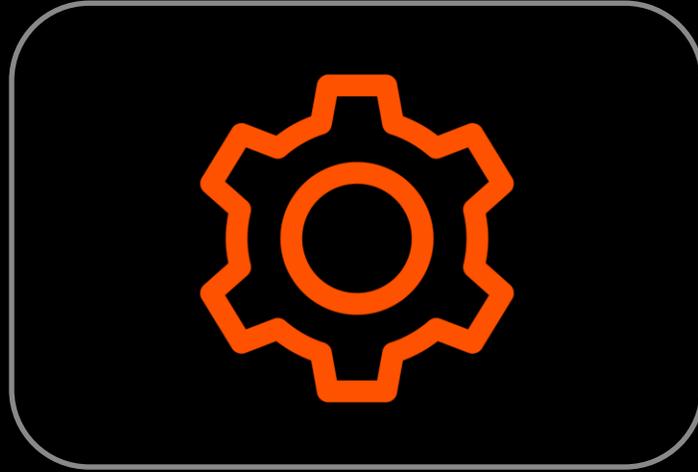


Curt. Energ. - Carga BESS - 2029 [MWm]

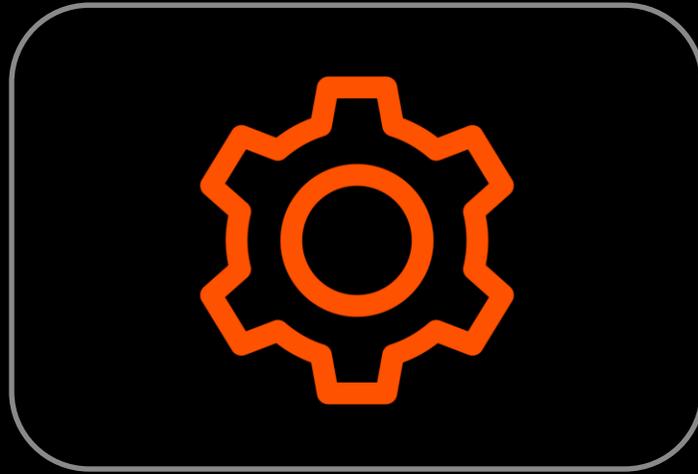


Curt. Energ. - Carga BESS - 2030 [MWm]



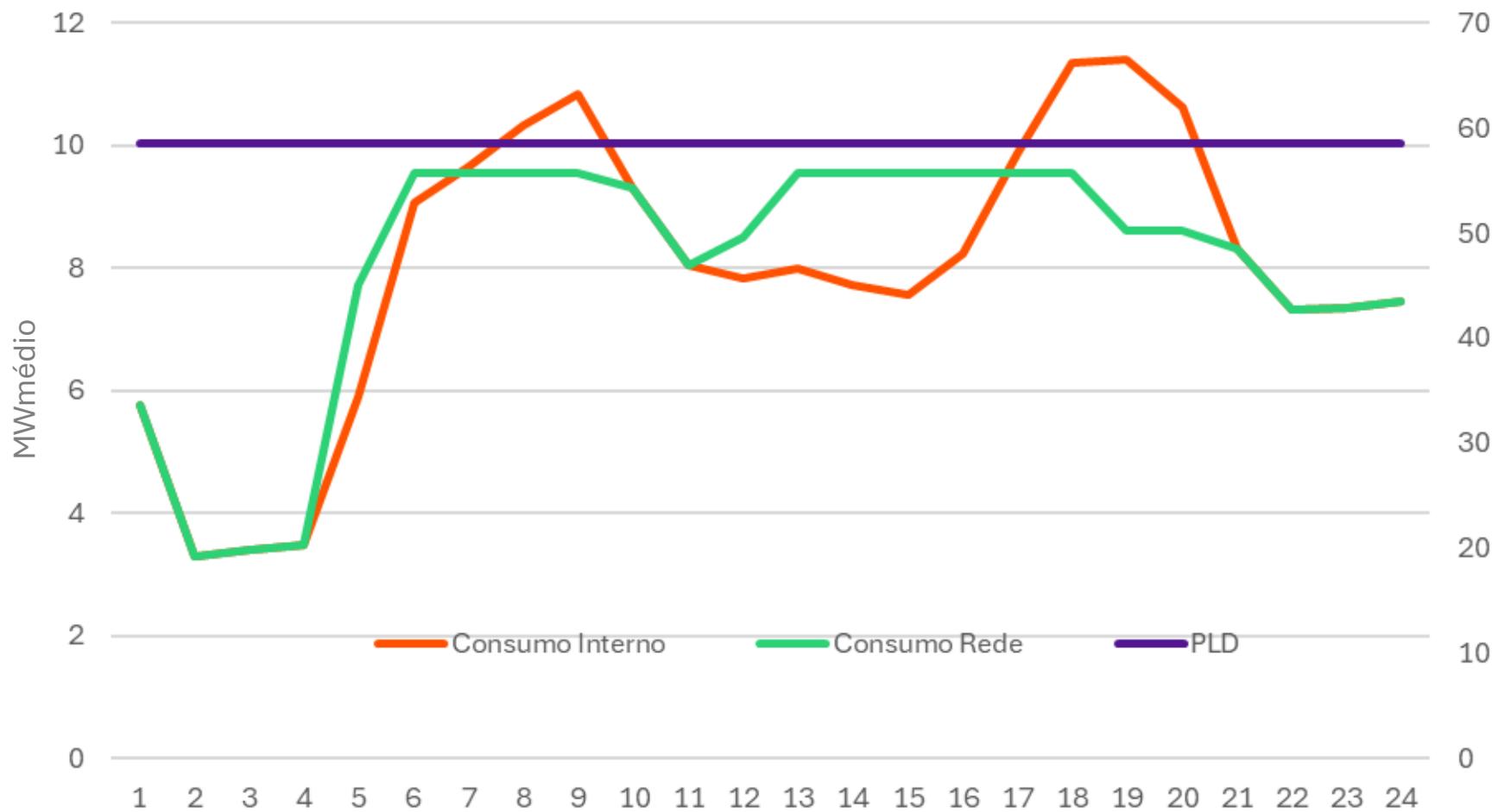


VOLT Robotics

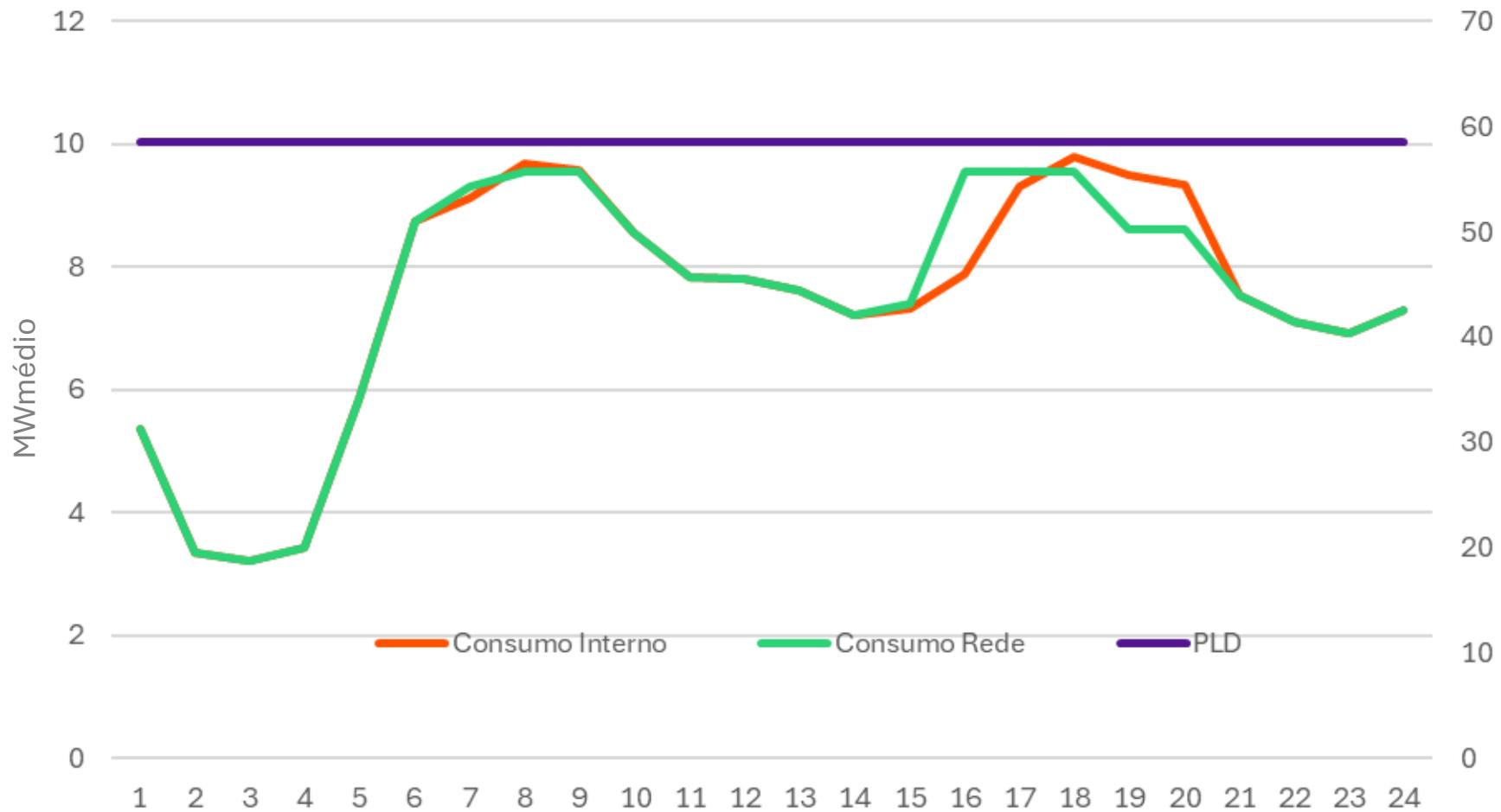


VOLT Robotics

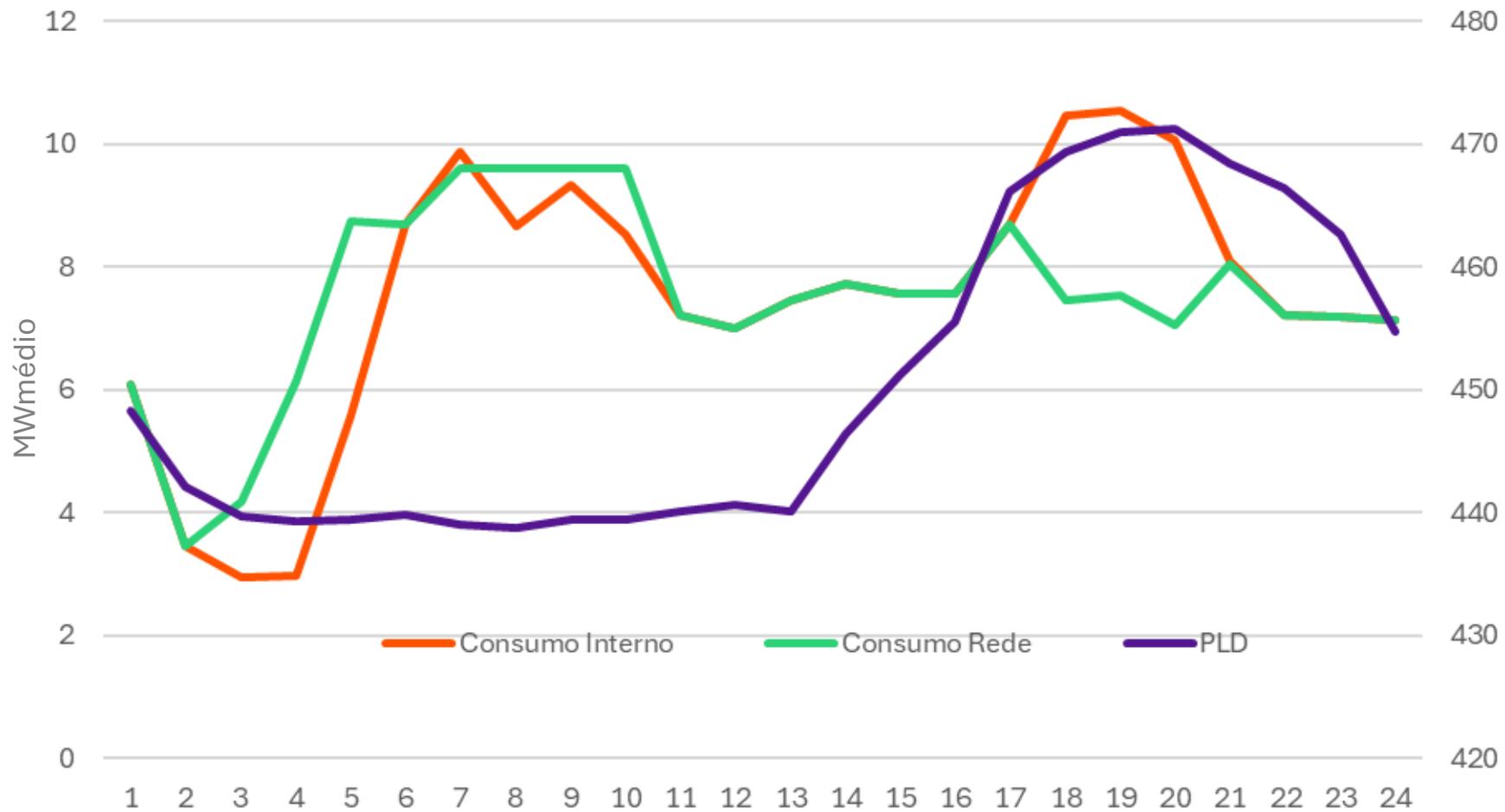
Consumidor com bateria...

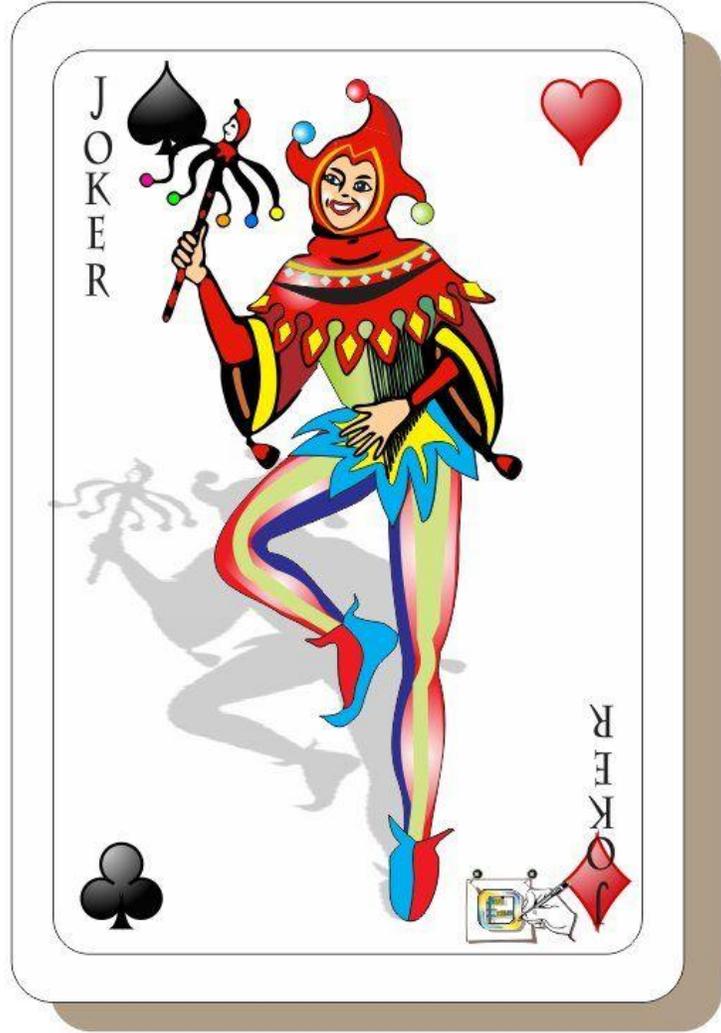


Consumidor com bateria...



Consumidor com bateria...





Nossa Agenda



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços



Governança

O rateio da CDE tem um histórico longo...



Até 2017

S/SE/CO: R\$4,53/MWh

N/NE: R\$1,00/MWh



2017 até a MP 1.300

Equalização entre
as regiões até 2030

Diferenciação entre
níveis de tensão:

AT = 1/3 BT

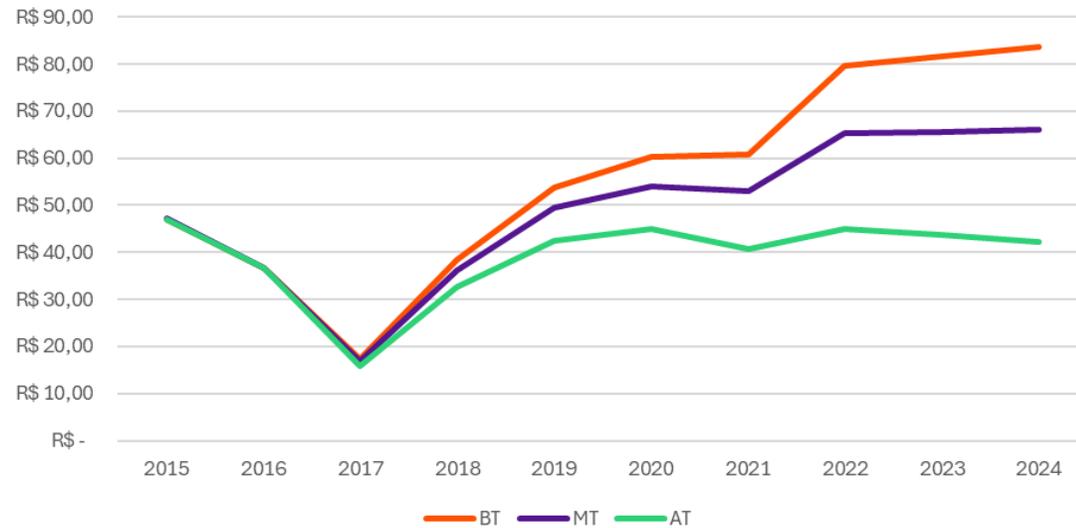
MT = 2/3 BT

Pós MP 1.304

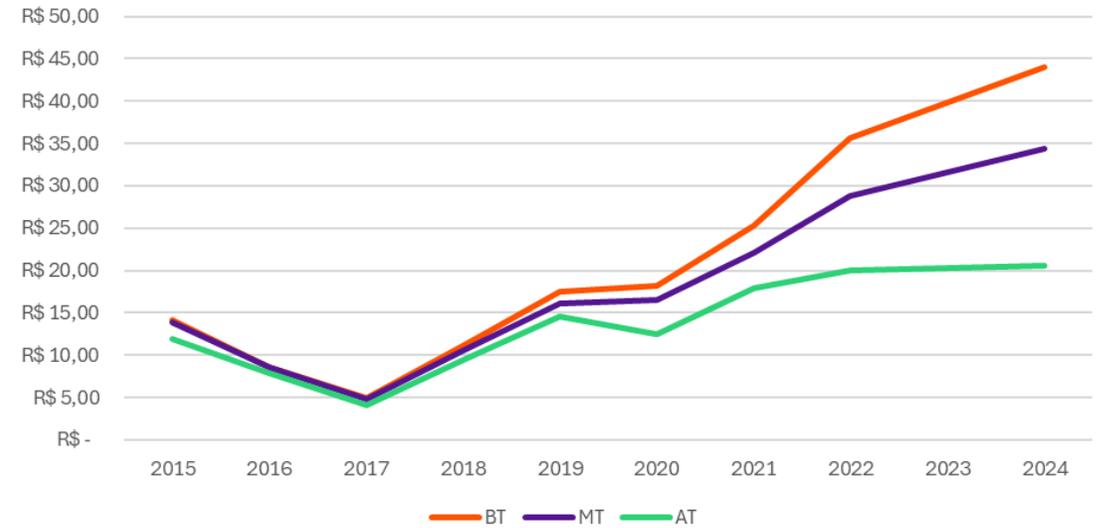
Em termos práticos...



S/SE/CO



N/NE



Com a MP 1300 houve uma perspectiva de realinhamento...



Até 2017

S/SE/CO: R\$4,53/MWh

N/NE: R\$1,00/MWh



2017 até a MP 1.300

Equalização entre as regiões até 2030

Diferenciação entre níveis de tensão:

AT = 1/3 BT

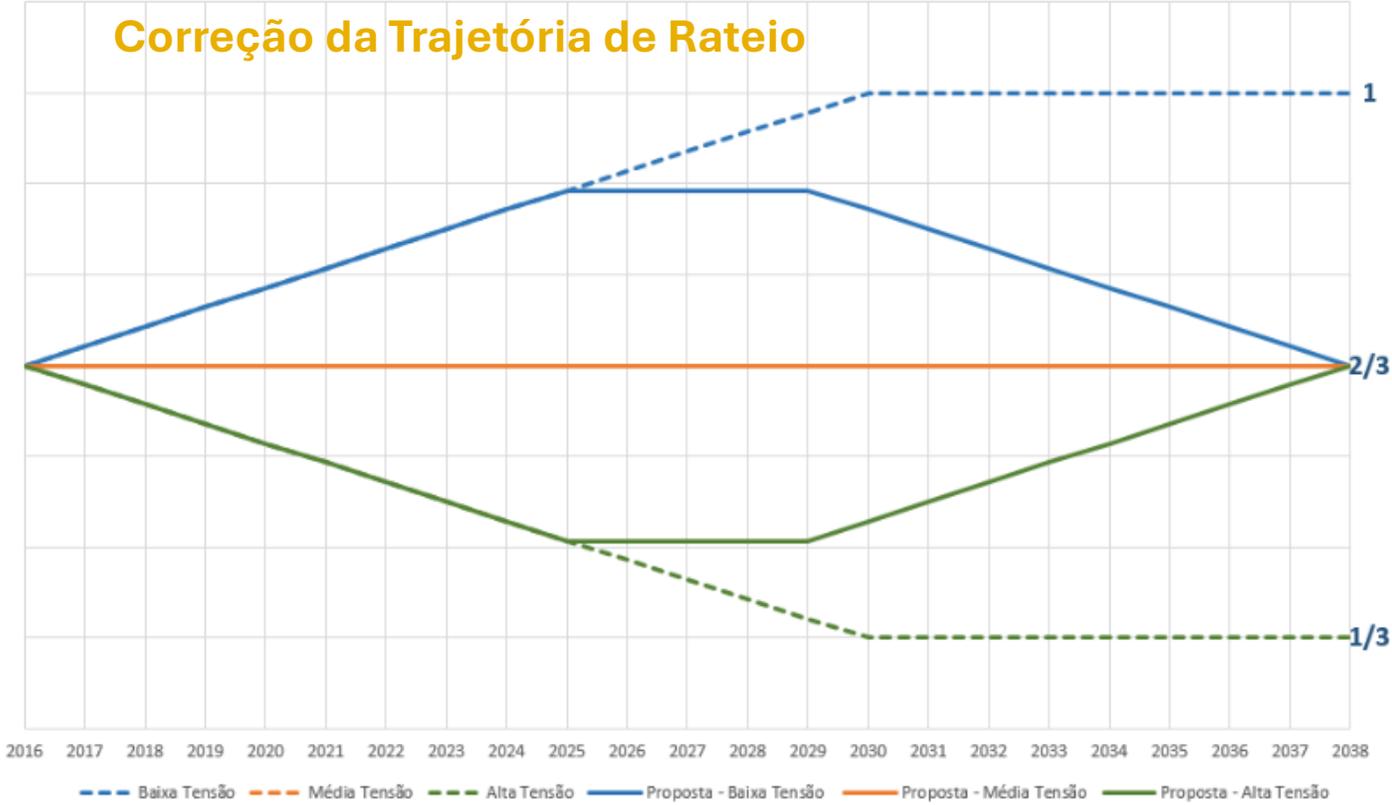
MT = 2/3 BT

Pós MP 1.304

Equalização entre as regiões até 2030 e congelamento da diferenciação entre níveis tarifários

De 2030 a 2038, realinhamento para eliminar os subsídios entre os níveis tarifários

Usando a figura do MME...



Rateio sem distinção pelo nível de tensão

Rateio da CDE: Ajuste moderado, no meio-termo, mas com impacto estratégico.

A MP 1.300 acendeu o debate sobre a justiça do rateio da CDE entre os grupos de tensão, mas a solução veio na 1304....

A política anterior estabelecia uma trajetória, na qual em 2030:

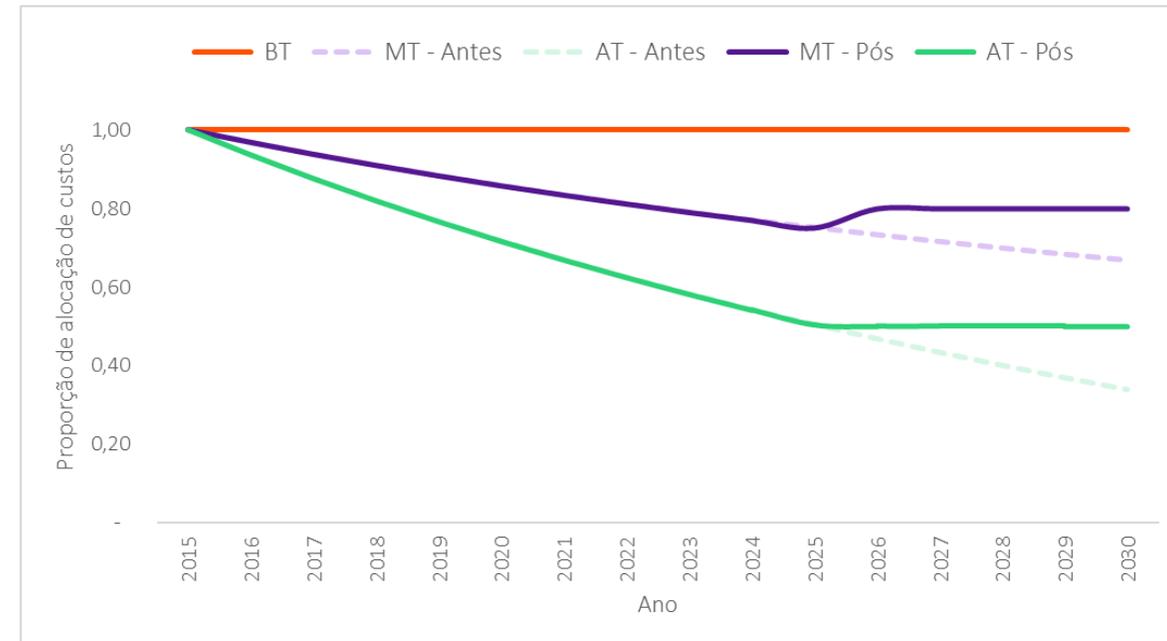
- MT pagaria 2/3 da BT
- AT pagaria 1/3 da BT

O texto da MP 1300, propôs o rateio igualitário até 2038:

- Baseada na concentração de pequenos comércios na BT
- Congelamento até 2030
- Trajetória Linear até 2038
- Proporção AT = Proporção MT = Proporção BT

A MP 1.304 trouxe uma solução intermediária, a partir de 2026:

- MT paga 80% da BT
- AT paga 50% da BT



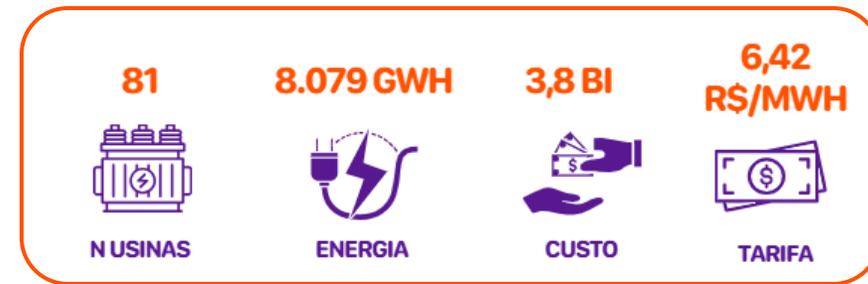
Prorrogação do PROINFA...



PROINFA HOJE



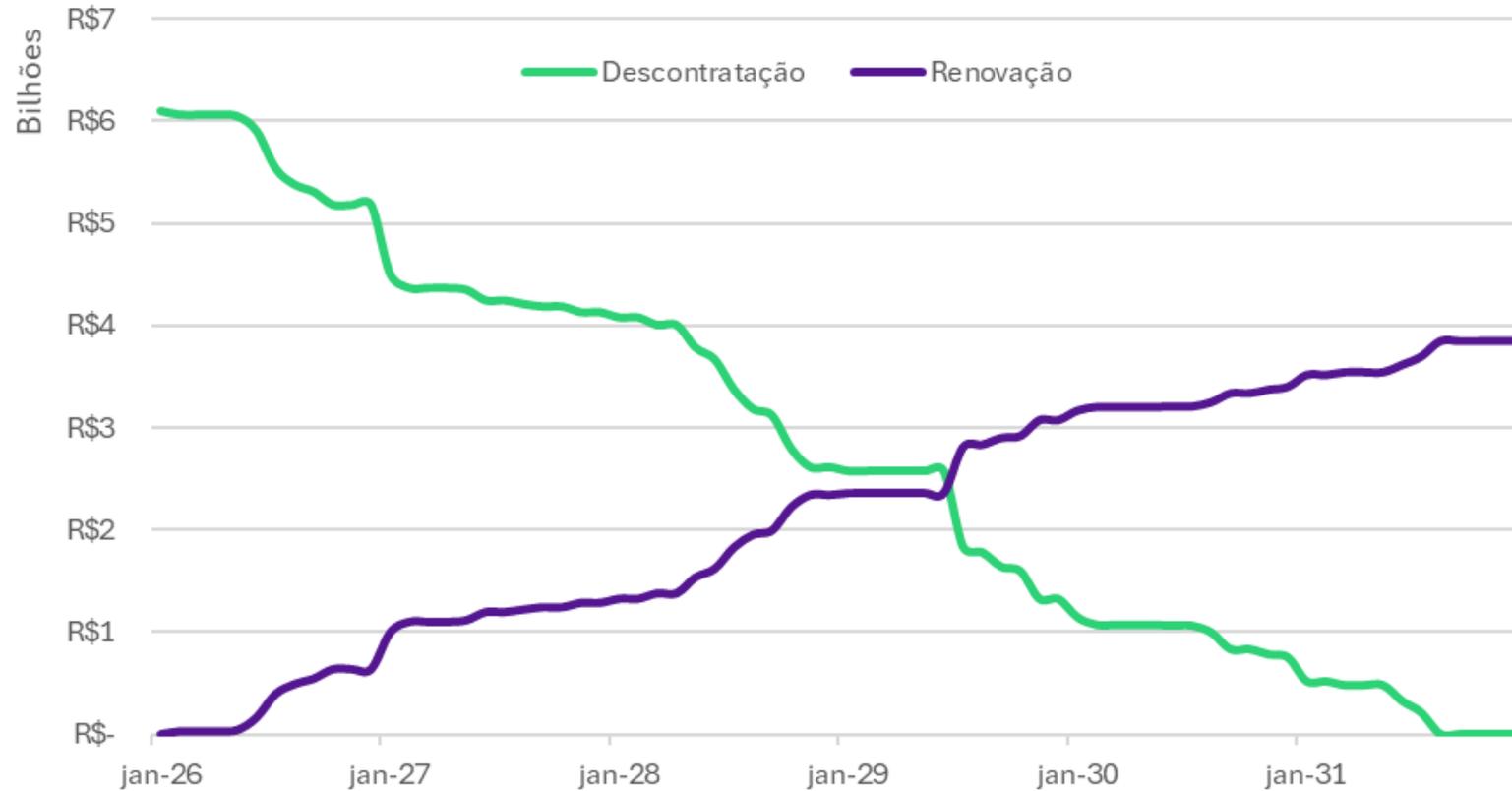
RENOVAÇÃO*



*Considerando dados de renovação de 2021 e que as usinas não elevem sua oferta para a recontração.

O encargo de do custeio do Proinfa custa mais de 6 Bilhões de Reais, com preço médio de 543 R\$/MWh

Prorrogação do PROINFA...



O custo cairá para R\$ 3,8 Bi em seu auge, com preço médio de 475R\$/MWh.
O custo seria de R\$1,6 bi se a energia fosse comprada a preço de mercado.

O teto da CDE: A dinâmica da conta muda de ritmo, não de direção.

O encargo de custeio da CDE 2025 é superior a **R\$ 49 Bilhões** para o ciclo 2025

Principais Custos da CDE

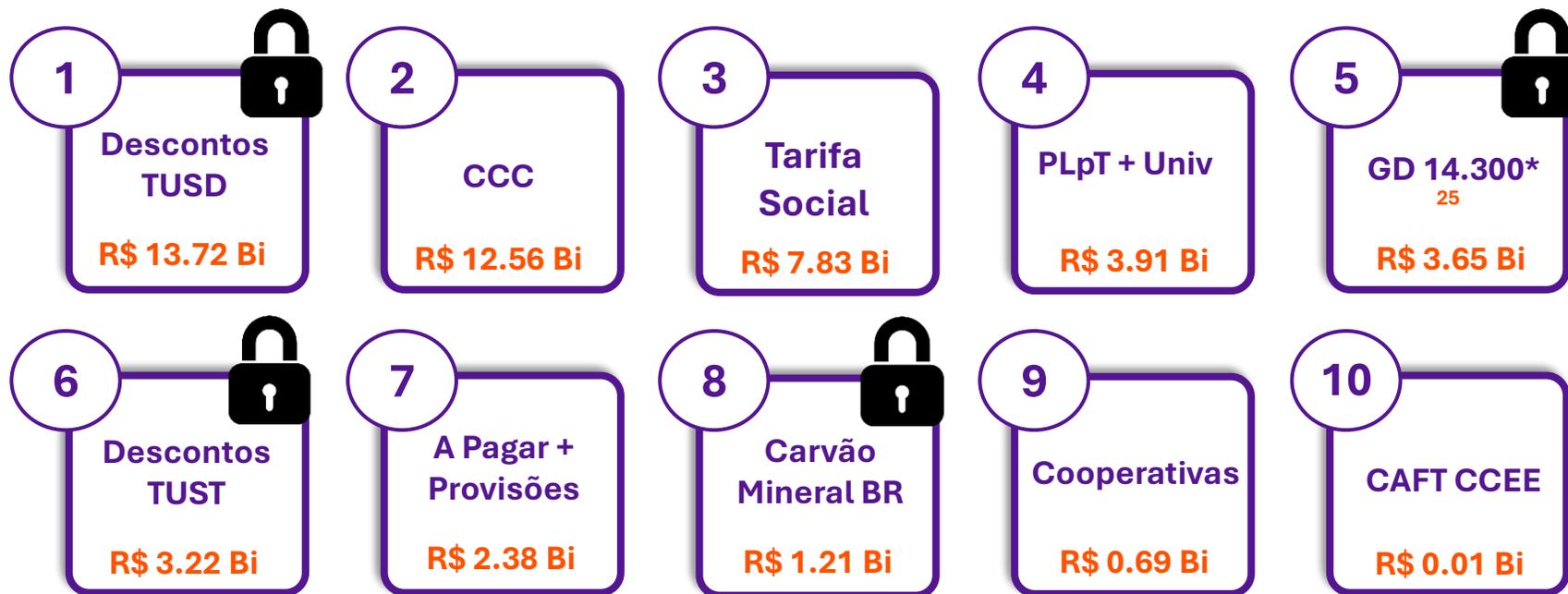


*Apesar do valor cobrado da CDE – GD para 2025 devido a descompassos dos calendários o valor repassado foi de 5.47 Bi para o ciclo 25/26.

O teto da CDE: A dinâmica da conta muda de ritmo, não de direção.

O encargo complementar atuará em algumas das componentes da CDE a partir de 2027, com os valores de 2025 corrigidos pelo IPCA.

Encargo de Complemento de Recursos - ECR



Cerca de 44% dos custos atuais terão teto!

2026 segue SEM teto

*Apesar do valor cobrado da CDE – GD para 2025 devido a descompassos dos calendários o valor repassado foi de 5.47 Bi para o ciclo 25/26.

Descontos TUST/TUSD: Regras preservadas para quem já fazia parte do jogo...



O texto da MP estabelece que os agentes que já haviam exercido a opção pelo **desconto permanecem com esse direito**. Assim, o benefício deixa de ser concedido para **novas adesões**, porém é preservado para aqueles que já o detinham anteriormente.

**Custo dos descontos em
2025 R\$ 16.95 Bi**

Distribuição	Transmissão
R\$ 13.7 Bi	R\$ 3.2 Bi



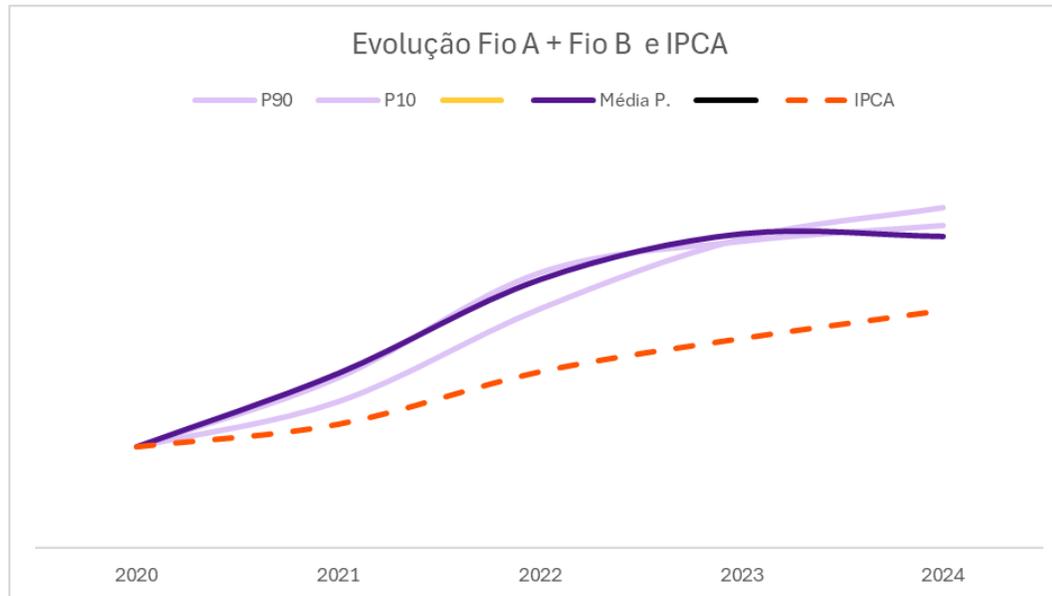
**Teto do encargo a partir de 2027
+ Correção pelo IPCA**

O Encargo atual, não sofrerá redução.... Pois os consumidores atuais manterão o **direito adquirido**

O encargo terá seu valor diretamente proporcional aos custos de transmissão e distribuição. Dada a perspectiva de expansão do sistema, é possível que o montante do encargo se eleve e acione o novo limite estabelecido, reduzindo, conseqüentemente, o benefício atualmente usufruído pelos pagantes.

Descontos TUST/TUSD: Regras preservadas para quem já fazia parte do jogo...

Um análise dos custos dos **últimos 5 anos** aponto que os custos relacionados aos custos de transporte **cresceram acima da inflação do período...**

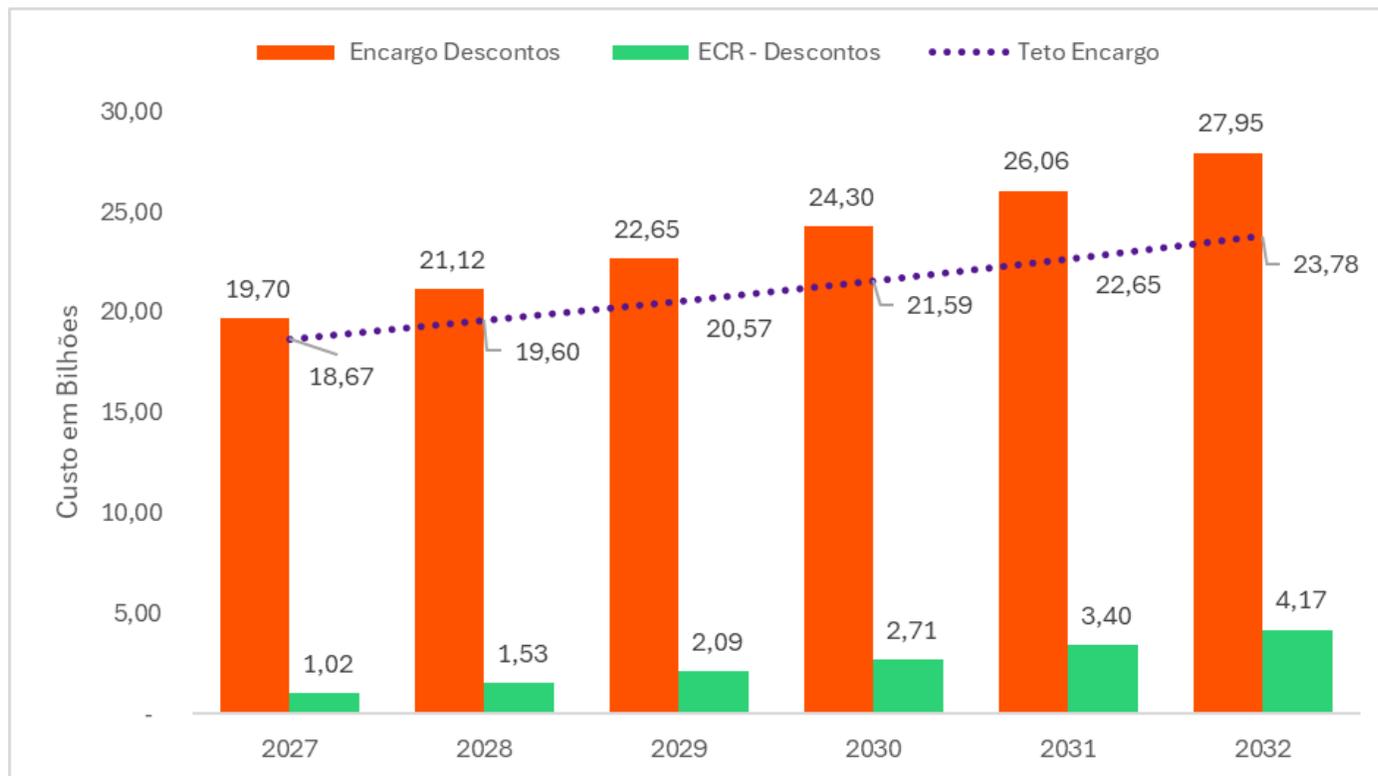


Enquanto a **inflação acumulada** no período de 2020 a 2024, apresentou uma taxa média de crescimento de aproximadamente **4,95% ao ano**, os custos de transmissão aumentaram, no mesmo intervalo, a uma taxa média de cerca de **7,25% ao ano**.

Se essa tendência for mantida, o encargo limitador da CDE tende a apresentar crescimento contínuo ao longo dos próximos anos, o que implicará uma **redução progressiva do benefício efetivo percebido pelos consumidores**.

Descontos TUST/TUSD: Regras preservadas para quem já fazia parte do jogo...

Caso essa tendência se mantenha, será necessária a **aplicação da regra do teto** já a partir de **2027**, com intensificação progressiva nos anos subsequentes



O **Encargo de Complemento de Recursos** será devido exclusivamente pelos beneficiários dos descontos, o que, na prática, resultará em uma **redução do benefício líquido percebido**.

Estima-se que, em **2027**, o desconto percebido será **5% inferior ao valor atualmente observado**.

Nova Trajetória da CDE GD: Benefício aos cativos, ônus aos livres

O encargo de do custeio da CDE DG custará **R\$ 5,47 bilhões** para o ciclo 25-26, inicialmente, pago somente pelo mercado cativo, nas seguintes proporções:

Antes da Mudança

Mercado Pagador: 31,93 GWm

Região	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)
N/NE	AT	6,56
	MT	10,31
	BT	13,39
S/SE/CO	AT	11,28
	MT	17,73
	BT	23,02



Depois da Mudança*

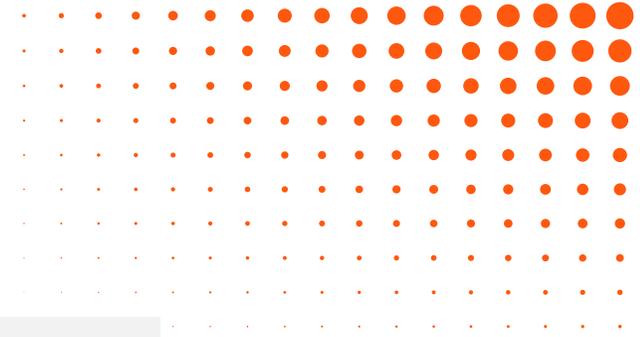
Mercado Pagador: 53,88 GWm

Região	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)	Variação
N/NE	AT	4,97	-24%
	MT	7,96	-23%
	BT	9,95	-26%
S/SE/CO	AT	7,66	-32%
	MT	12,25	-31%
	BT	15,32	-33%

Para os cativos, redução de 28% no encargo...
Para os livres, o encargo passa a entrar na conta!

*Já considerando a estrutura de rateio definida para MT e AT.

Nossa Agenda



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços



Governança



A mudança na formação de preços é sutil, mas muito relevante...

“Art. 1º

§ 4º

VI -

VII – restrições de defluência e armazenamento dos reservatórios;

VIII – restrições de rampas de subida e descida das usinas hidrelétricas e termelétricas; e

IX – a reserva de potência operativa.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo previamente estabelecidos e preços que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observados, inclusive, os seguintes fatores:

I – o disposto nos incisos I a IX do § 4º deste artigo;

II – o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;

III – o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica; e

IV –

V – os limites de preços mínimo e máximo.

..... § 10.

II – a reserva de potência operativa disponibilizada por instalações de energia elétrica, inclusive de geração hidroelétrica, para a atendimento dos requisitos de inércia do sistema, regulação da frequência e capacidade de partida autônoma;

V –

VI – indisponibilidade externa, referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas.



Data: 01/08/2024 31/08/2024

GERAÇÃO TÉRMICAS



Escolher Modo de Análise

Escolha a Base de Referência

Dessem CCEE	Programada
Dessem ONS	Real

- Filtros Usina

Escolha um tipo de Match

Horário	Mensal
Diário	

- Filtros Local

Usina	Combustível	Inflex
Todos	Todos	Todos
Estado	Subsistema	
Todos	Todos	

Base ● Programada ● Real



- Ger. Térmicas
- Match Térmicas
- Ger. Hidricas
- Match Hidricas
- Ger. Eólica
- Match Eólica
- Ger. Solar
- Match Solar
- Carga
- Preço



Data: 01/05/2025 31/05/2025

GERAÇÃO TÉRMICAS



Escolher Modo de Análise

Escolha a Base de Referência

Dessem CCEE	Programada
Dessem ONS	Real

- Filtros Usina

Escolha um tipo de Match

Horário	Mensal
Diário	

- Filtros Local

Usina

Todos

Combustível

Todos

Inflex

Todos

Estado

Todos

Subsistema

Todos

Base ● Programada ● Real



Ger. Térmicas

Match Térmicas

Ger. Hidricas

Match Hidricas

Ger. Eólica

Match Eólica

Ger. Solar

Match Solar

Carga

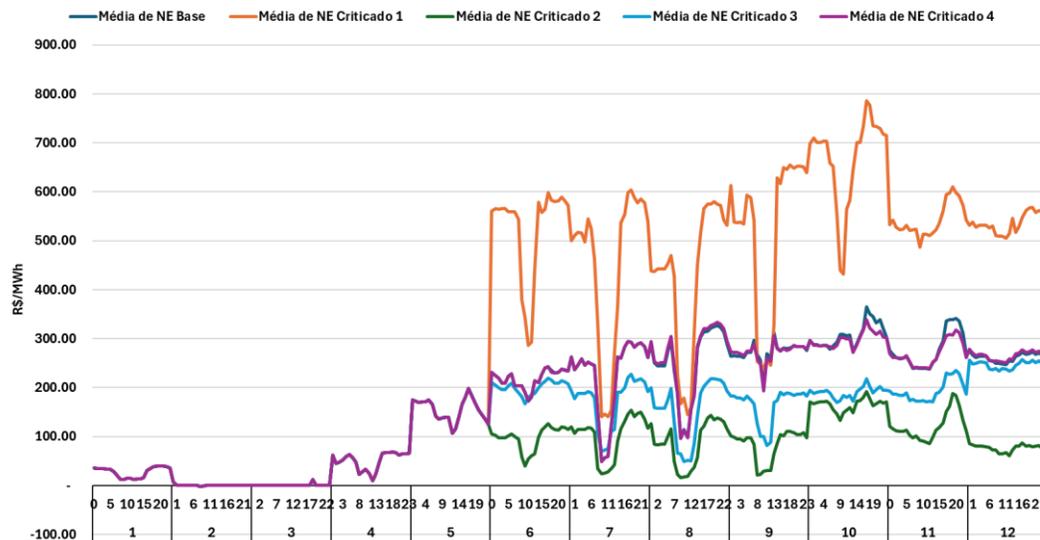
Preço

Cenário Médio – NORDESTE



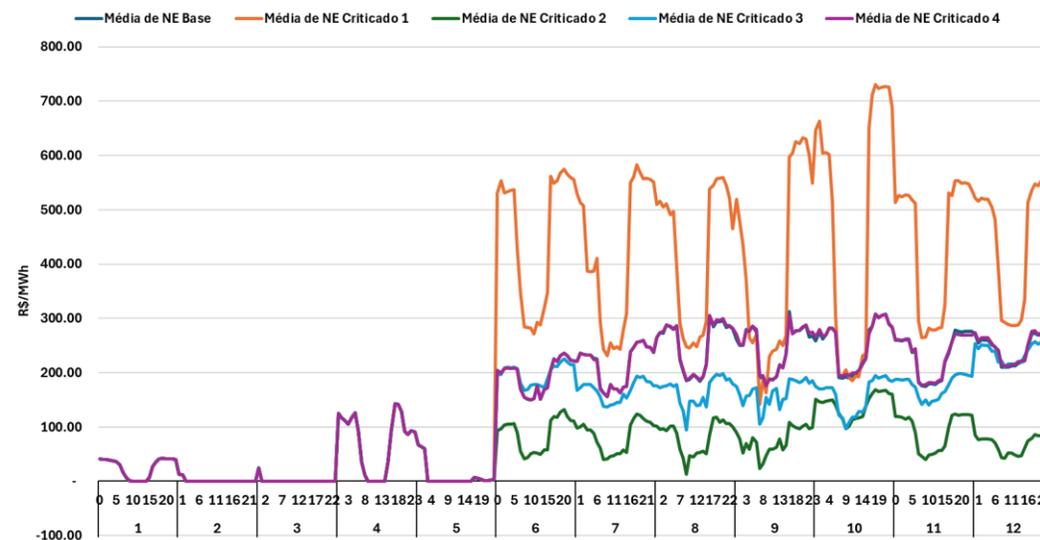
2025

Quinta



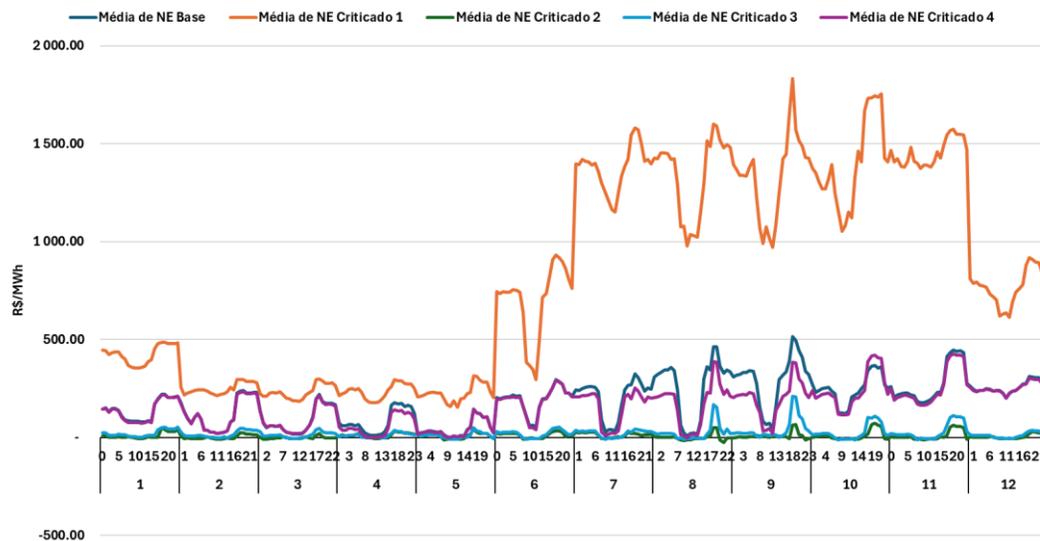
2025

Dom



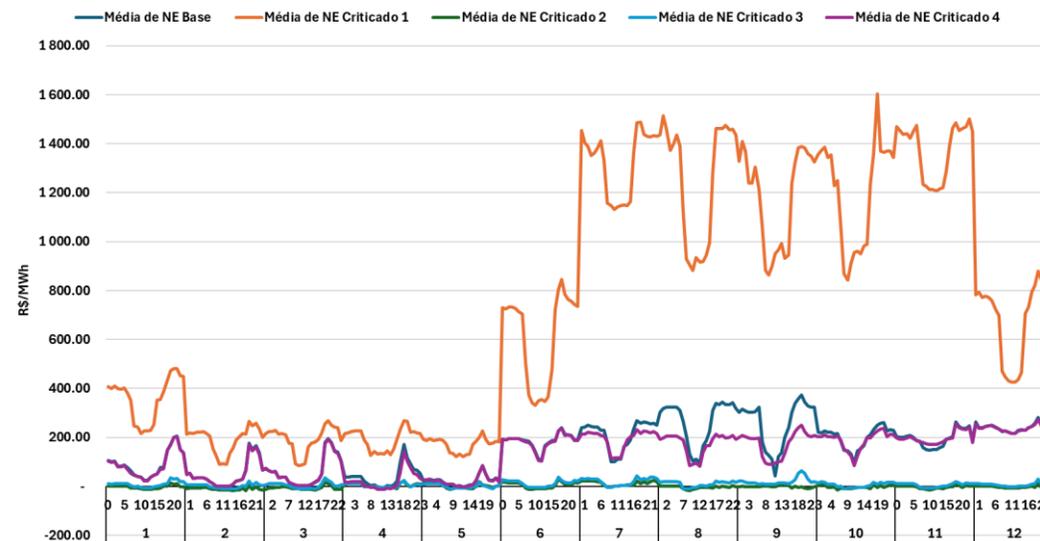
2029

Quinta



2029

Dom



Nossa Agenda



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços



Governança



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços



Governança



Nas questões de governança, há um fortalecimento da ANEEL e da CCEE



- 1 Unidades administrativas regionais da ANEEL.
- 2 Elevação do teto das multas para 3% da ROL.
- 3 Regulação tarifária e condições gerais de **acesso qualificado** de forma geral.
- 4 Procedimentos concorrenciais para o acesso.
- 5 TFSEE para Comercializadoras, mas não regula o contingenciamento.



- 1 Monitoramento em Lei.
- 2 Responsabilização da atividade de monitoramento.
- 3 Responsabilização dos agentes.
- 4 Participação em outros mercados ou prestação de outros serviços.



Outros temas importantes...

- 1 Temos uma Lei definindo a expansão das fontes, a preços muito mais elevados do que os de mercado e sem seleção por atributos.
- 2 Tendência de crescimento da energia de reserva, conjugada com o barateamento de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento vai inaugurar a era do “Brasil *offgrid*”.
- 3 Pode haver um alívio da pressão dos encargos com a renovação da concessão das hidroelétricas.
- 4 Há implicações importantes para os agentes de geração renovável:
 - Contratação de reserva de capacidade
 - Pagamento pelos sistemas de armazenamento
 - Usinas conectadas à distribuidora podem se transformar em MMGD



Medida Provisória 1.304

Uma visão geral das mudanças e seus desdobramentos



Curtailment



Abertura do Mercado



Sistemas de Armazenamento



Encargos e Tributos



Formação de Preços



Governança



Em poucas palavras...

- 1** Uma parte da Lei traz modernização e valorização da flexibilidade operativa...

- 2** Outra parte da Lei acelera o “*Brasil offgrid*”: crescimento da energia de reserva conjugado com o barateamento de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.



AULÃO VOLT 07 DE NOVEMBRO DE 2025

MP1304: A NOVA REPÚBLICA DA ENERGIA

O QUE MUDA, QUEM GANHA, QUEM PAGA- E COMO?
À VISTA, NO PIX OU NO CARTÃO?

INSCREVA-SE: AULAOVOLT.COM.BR

VOLT Robotics

**Ao seu lado, para transformar
energia em valor.**

Inteligência Artificial, dados e experiência para transformar
desafios do setor elétrico em resultados concretos.

 www.voltrobotics.com.br



Aulão 23

