

aurenday 2025



Luiz Perez

Gerente Executivo de Relações
com Investidores

Agenda do dia

08:40h **Perspectivas e Tendências**

Fabio Zanfelicce (CEO)

09:20h **Debate Setorial**

Luiz Barroso (CEO PSR) e Fabio Zanfelicce

10:20h **Intervalo**

10:40h **Comercialização**

Mario Bertoncini (VP de Clientes e Comercialização)

Integração

11:00h João Guillaumon (Diretor Executivo de
Estratégia, Inovação e Realização de Valor)
Daniel Marrocos (VP de Geração)
Mateus Ferreira (CFO)

11:45h **Q&A**

C-Level

12:15h **Almoço**





Fabio Zanfelicce

CEO

O que parecia futuro já é presente: nossa visão se materializa em um setor em transformação

Cenário de Mercado

Criação da Auren

- Aumento da **complexidade** setorial
- **Crescimento** atrelado a fontes renováveis
- Integração **geração–cliente** é **vantagem** na abertura do mercado
- Portfólio de geração **diversificado** e **complementar**

Auren Day 2023

- **Modernização** não é mais opção, é necessidade
- **Preço de longo prazo** tende ao custo marginal de expansão
- **Fim de subsídios** impulsionam reprecificação
- A expansão renovável, termelétrica e de GD **preocupam**

Auren Day 2024

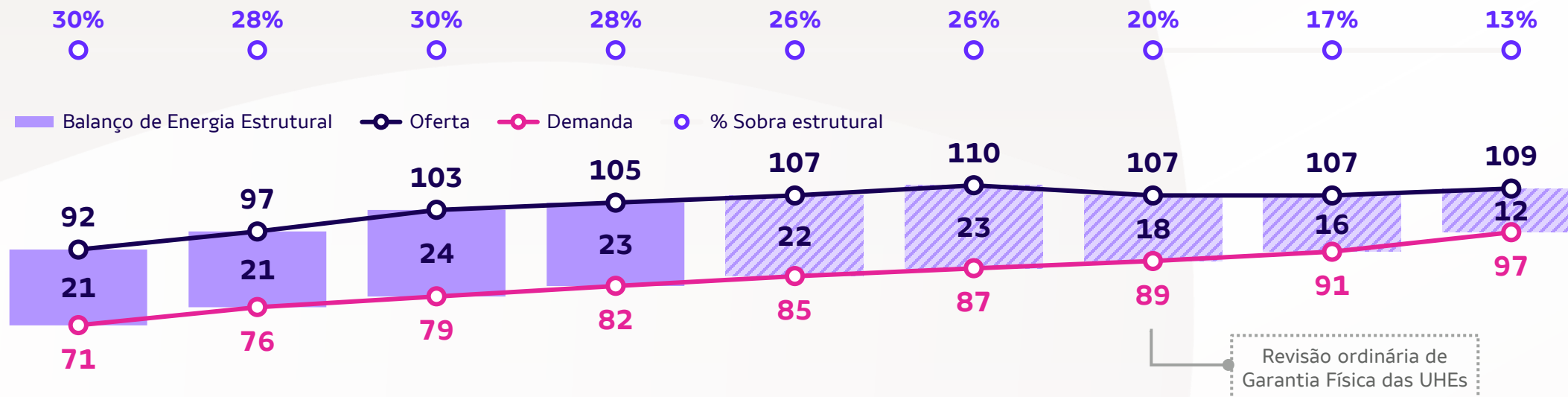
- **Expansão renovável** perde fôlego
- Intermitência acentua **volatilidade** (ano e *intraday*)
- Demanda crescente por **flexibilidade**

Como se destacar em um contexto de geração diversificada e intermitente, preços voláteis e demanda crescente por flexibilidade?

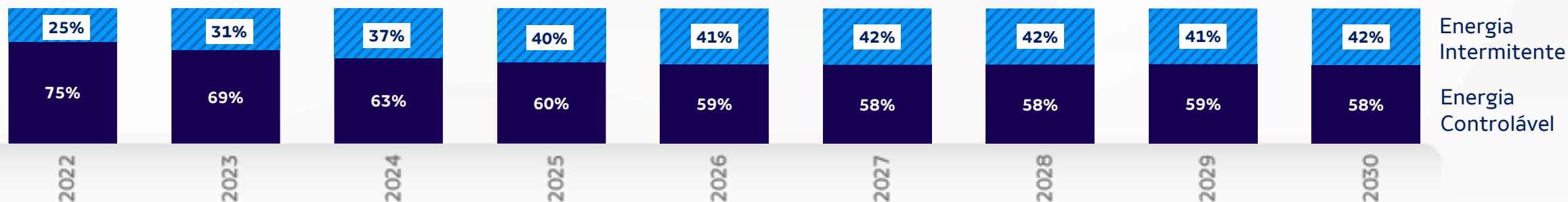


Após um longo período de expansão da oferta superior a demanda, a sobre oferta do sistema tende a reduzir nos próximos anos com mudança na matriz

Evolução do Balanço de Energia (SIN, GWm)



Evolução da Capacidade Instalada (SIN, %)

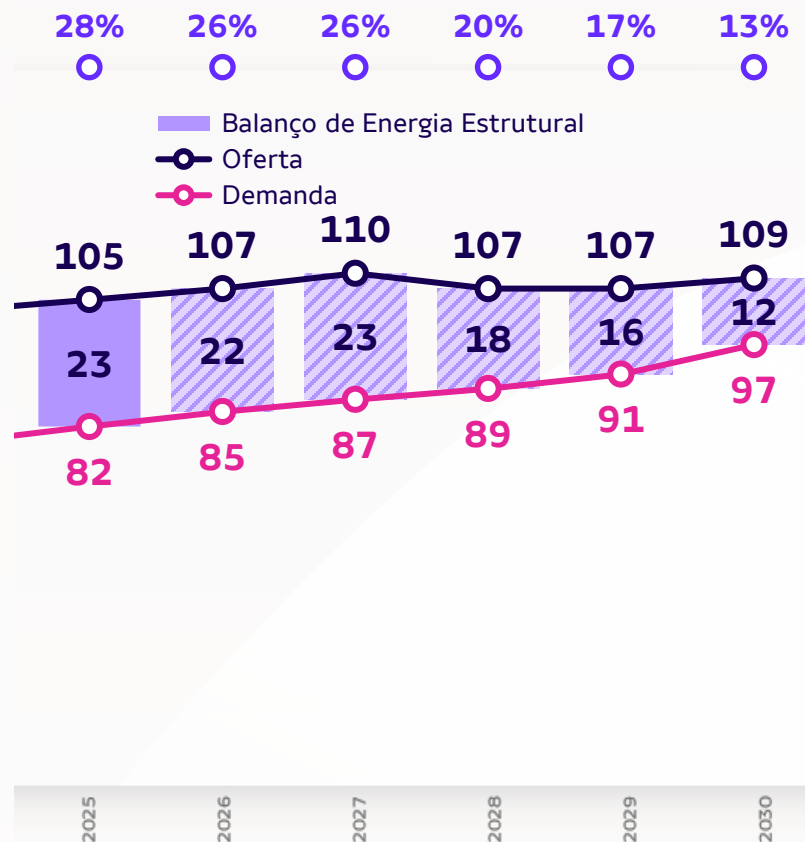


¹ As projeções levaram em consideração do PMO de junho de 2025. Foram realizadas análises críticas dos dados de MMD, expansão adicional e demanda de energia

² A projeção de revisão de garantia física das hidrelétricas leva em consideração os parâmetros da última revisão ordinária

Fim dos subsídios, aumento de capex, custo de capital, curtailment e preço horário desafiam a viabilidade de novos projetos

Evolução do Balanço de Energia (SIN, GWm)



Atuais direcionadores da expansão da oferta:

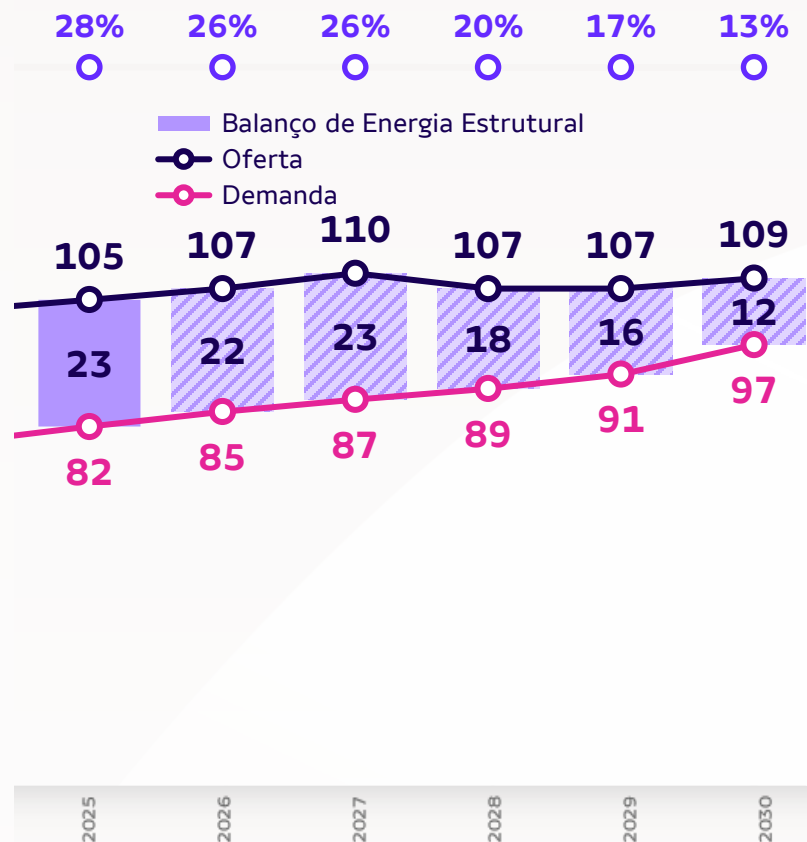
- **Geração distribuída:** diminuição gradual do ritmo de crescimento dado a ausência de sinal econômico e diminuição do subsídio (2,9 GWm 2025-30)
- **Geração centralizada:** altamente impactada pelo aumento do CAPEX, câmbio, custo de capital, *curtailment* e fim dos subsídios para novos projetos
 - **Geração solar:** impacto adicional do PLD horário com difícil mensuração (2,9 GWm 2025-30)
 - **Geração eólica:** aumento considerável do CAPEX após a pandemia (3,1 GWm 2025-30)

Condições para entrada em operação dos projetos que adeririam ao Dia do Perdão e MP 1212:

- Prazo para conexão de **90 meses** a partir da emissão da outorga para permanecer com o benefício de desconto no fio.
- **Projetos com entrada em operação a partir de 2030** dificilmente contam com o benefício de desconto nas tarifas de uso de rede
- **Limite para início da construção** até outubro de 2025
- Aporte de garantias financeiras equivalentes a 5% do investimento do projeto
- Projetos que não possuem contratos de conexão assinados terão **dificuldades em conseguir acesso à rede antes de 2030**

Fim dos subsídios, aumento de capex, custo de capital, curtailment e preço horário desafiam a viabilidade de novos projetos

Evolução do Balanço de Energia (SIN, GWm)



Atuais direcionadores da expansão da oferta:

- **Geração distribuída:** diminuição gradual do ritmo de crescimento dado a ausência de sinal econômico e diminuição do subsídio (2,9 GWm 2025-30)
- **Geração centralizada:** altamente impactada pelo aumento do CAPEX, câmbio, custo de capital, *curtailment* e fim dos subsídios para novos projetos
 - **Geração solar:** impacto adicional do PLD horário com difícil mensuração (2,9 GWm 2025-30)
 - **Geração eólica:** aumento considerável do CAPEX após a pandemia (3,1 GWm 2025-30)

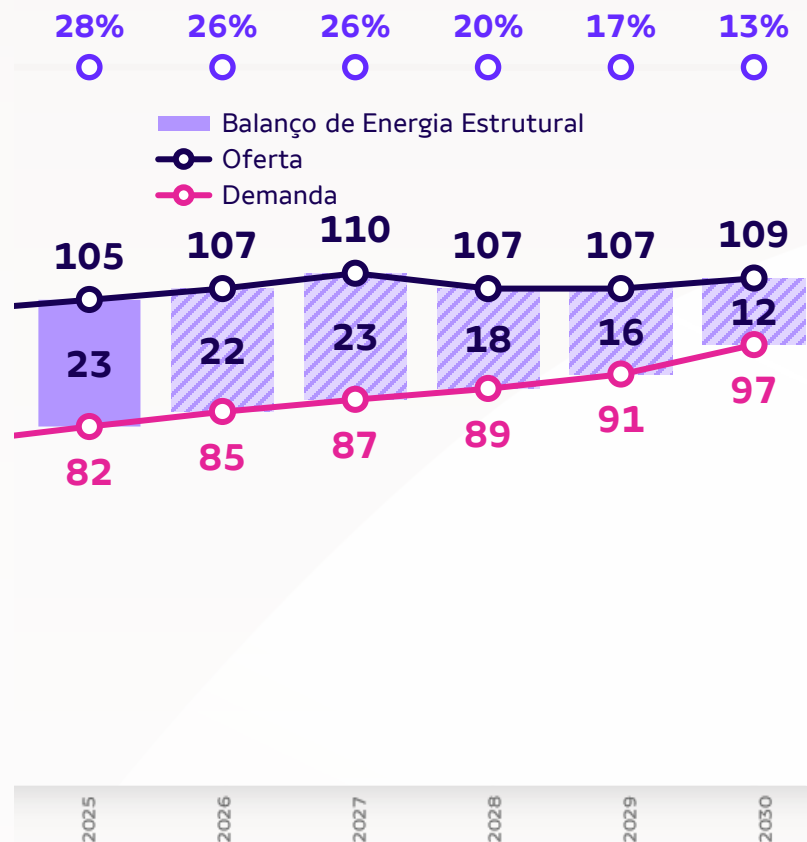
Empreendimentos previstos em 2025 para o horizonte de 2030 (GWm)



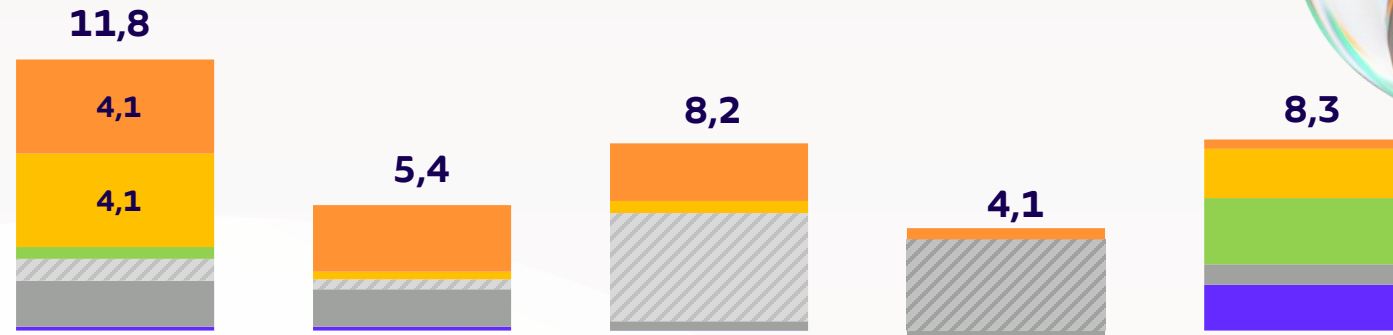
Foram considerados empreendimentos de baixa viabilidade: (i) projetos sem CUST; (ii) COD após data de outorga; (iii) grupos de Desenvolvedores sem obra iniciada; (iv) COD inferior jun/27 e sem obra iniciada

Fim dos subsídios, aumento de capex, custo de capital, curtailment e preço horário desafiam a viabilidade de novos projetos

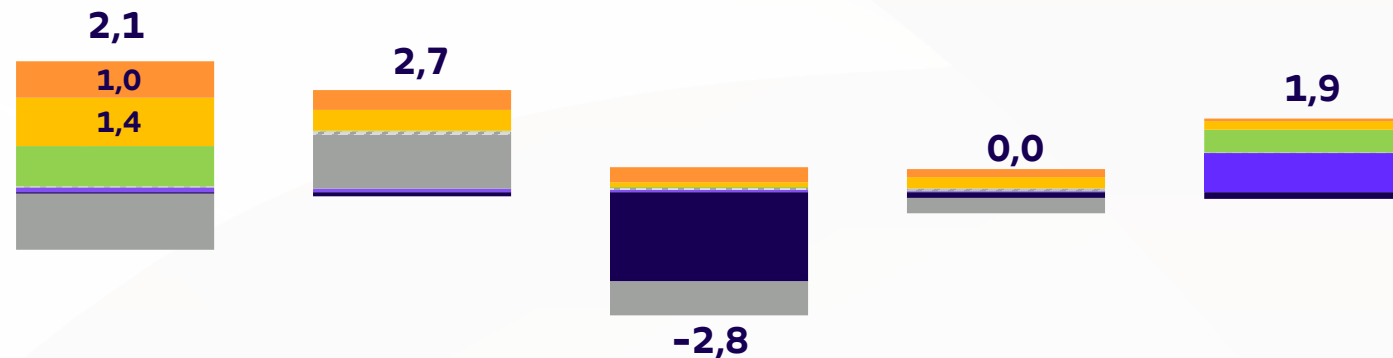
Evolução do Balanço de Energia (SIN, GWm)



Evolução da Oferta (SIN, GW)



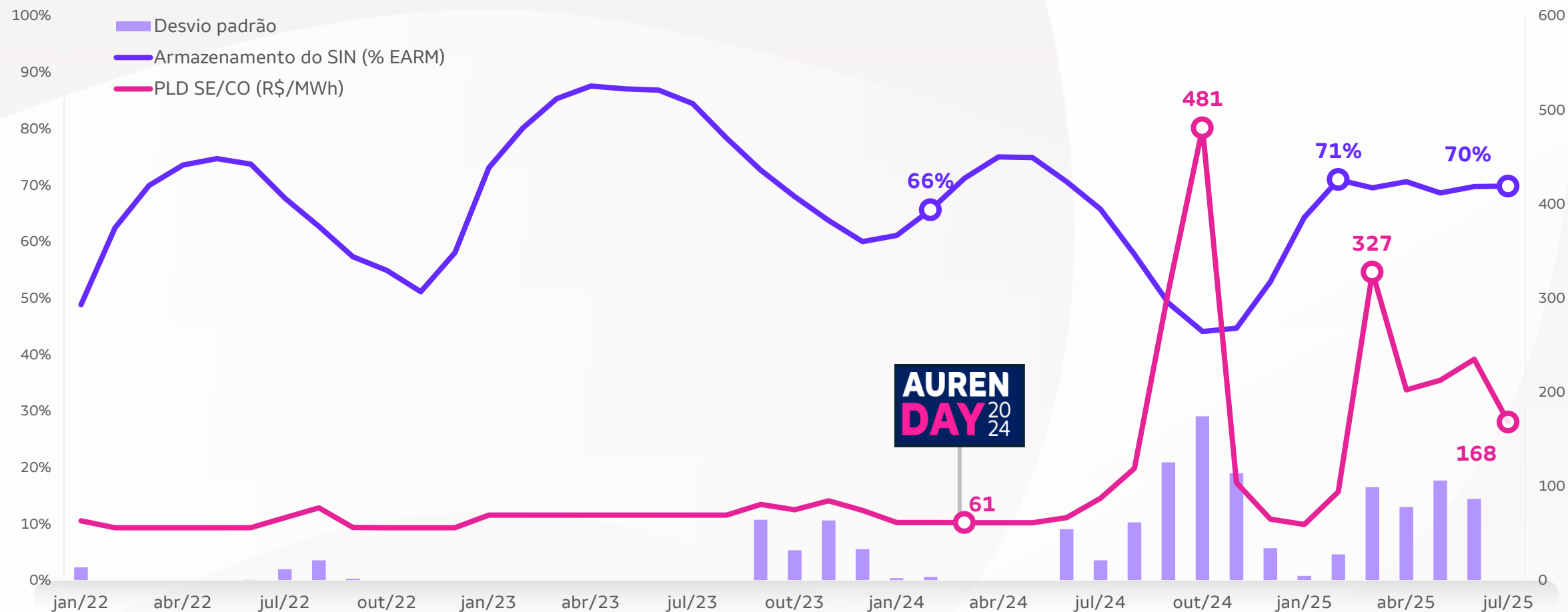
Evolução da Oferta (SIN, GW médios)



■ Hidro
 ■ Termica Existente - Leilão de Reserva
 ■ Solar Concentrada
 ■ PCH
 ■ Termica Nova - Leilão de Reserva
 ■ Solar GD
 ■ Termica
 ■ Eolica

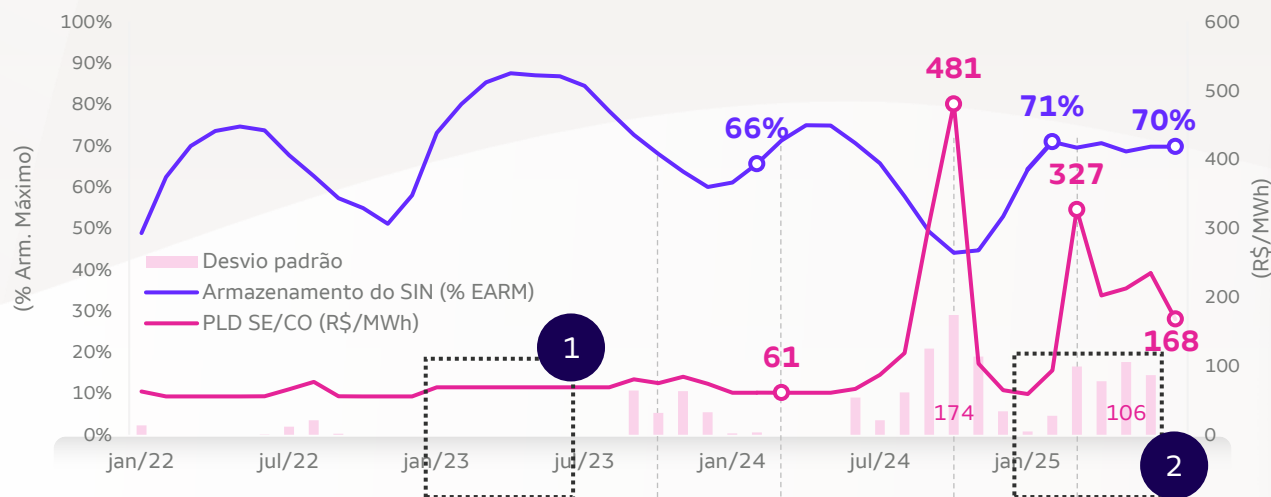
A mudança do perfil da matriz já dá sinais através do preço de curto prazo: aumento do valor médio e volatilidade

Evolução do Preço de Curto Prazo (PLD) (R\$/MWh)

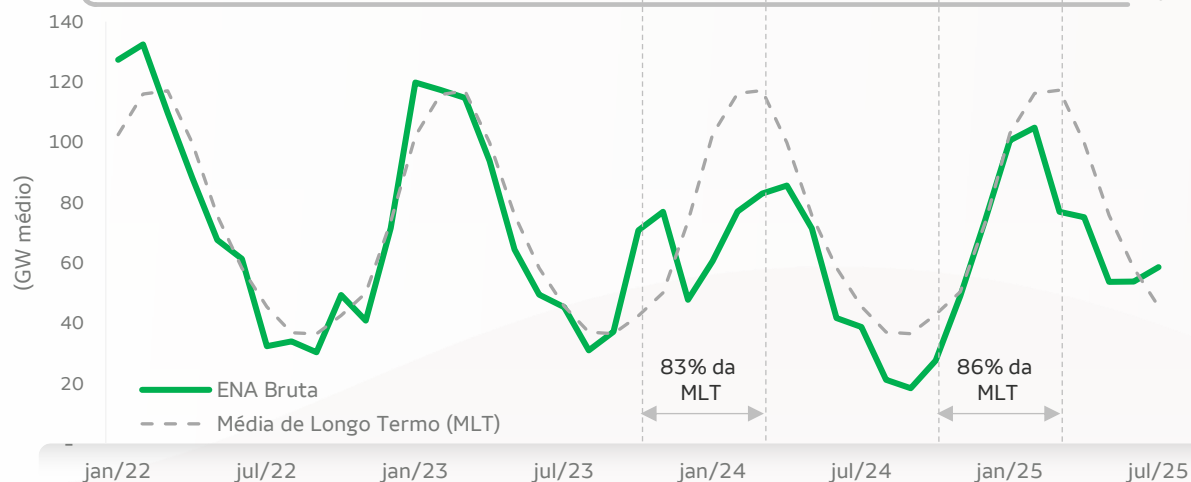


Os efeitos da transformação da matriz aliada ao aperfeiçoamento dos modelos utilizados para a formação de preços de curto prazo mudaram substancialmente o perfil de operação

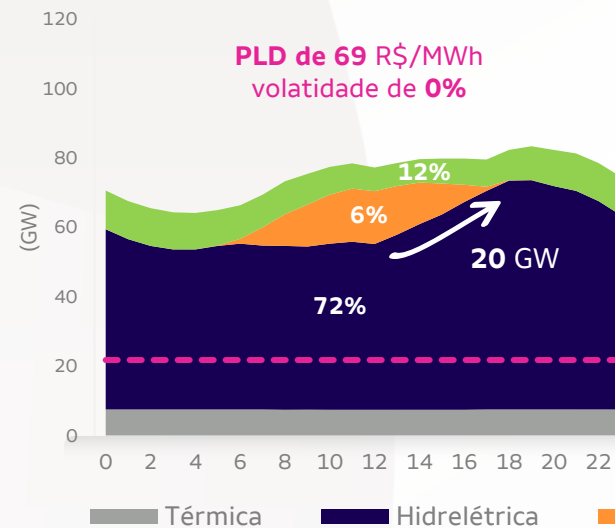
Evolução do Preço de Curto Prazo (PLD) (R\$/MWh)



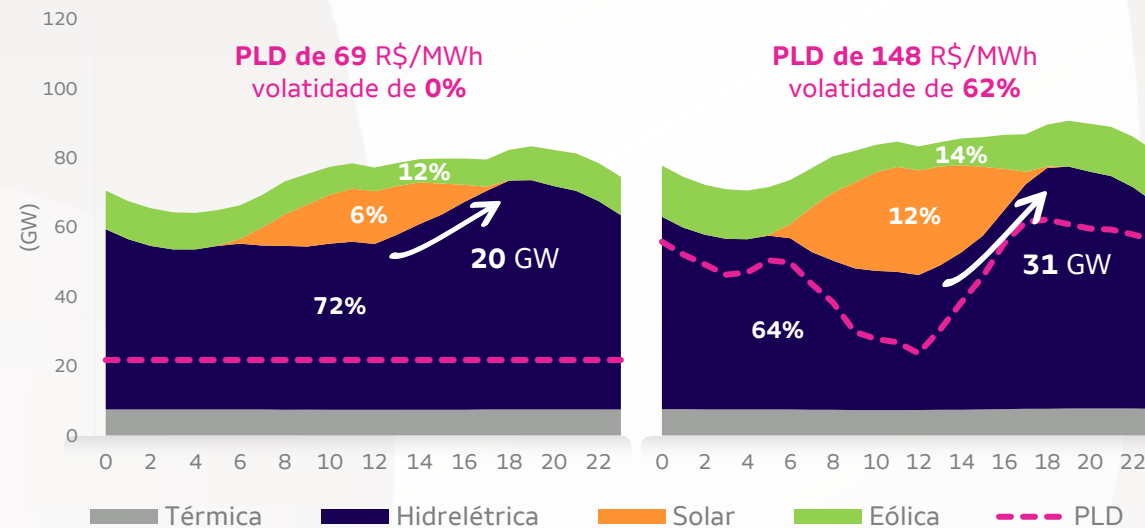
Evolução da Energia Natural Afluyente (ENA) (GW médio)



1 Perfil de Geração 1º semestre de 2023



2 Perfil de Geração 1º semestre de 2025



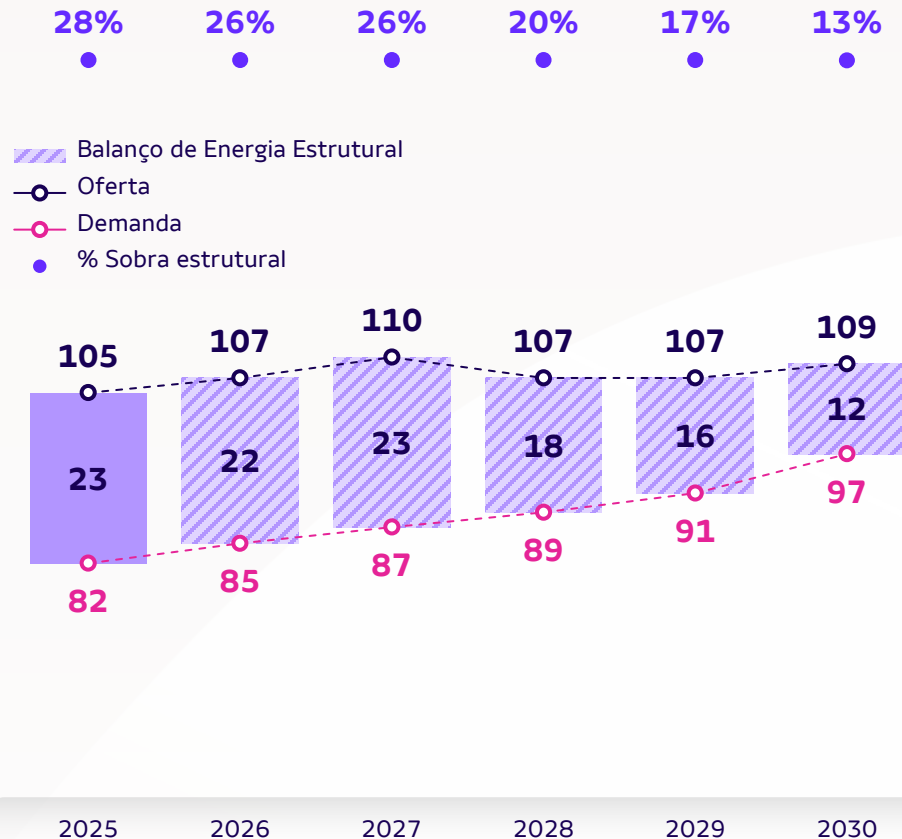
Aumento da **Complexidade** do setor diante da maior participação de fontes intermitentes no atendimento da demanda

Aumento da demanda por **Flexibilidade** do sistema, com participação fundamental das hidrelétricas

Aumento da **Volatilidade** dos preços

Mas quais são os impactos das emendas do PL das Eólicas Offshore (Lei 15.097/25)?

Evolução do Balanço de Energia (SIN, GWm)



Efeito dos dispositivos vetados da Lei 15.097/2025



Mas quais são os impactos das emendas do PL das Eólicas Offshore (Lei 15.097/25)?

Efeito dos dispositivos da Lei 15.097/2025



Como já mencionado, a viabilização de novos projetos está sendo desafiada por novos custos e fim dos subsídios que irão redefinir a curva de mercado de longo prazo

$$\text{LCOE}^{(1)} = \frac{\text{Valor presente dos Custos}}{\text{Energia Produzida}} + \text{hedges}$$

Preço horário

Composição de Custos

- Capex ▲
- Uso de Rede (TUST)
- O&M
- Land lease
- G&A
- Custo de capital ▲
- Impostos

Premissas para geração

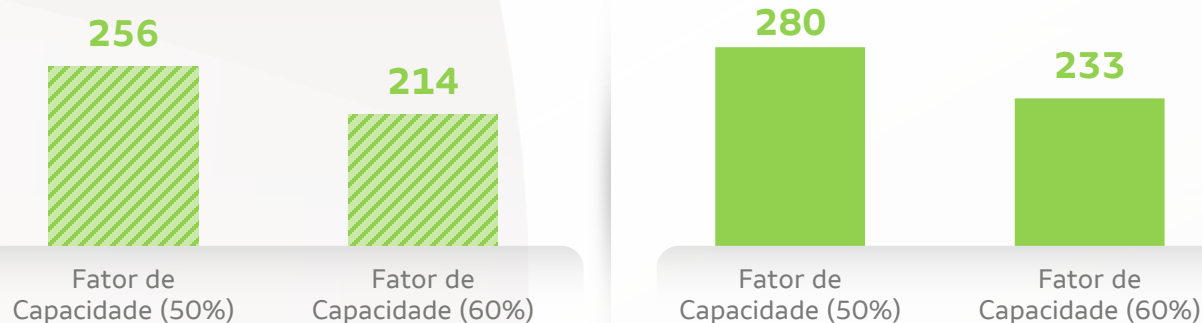
- Recurso (eólico ou solar)
- Degradação;
- Perdas elétricas
- Curtailment; (!)

LCOE Eólicas (NE)

Capex: R\$ 7,1 MM/MW - Taxa de desconto alavancada: 12%

Com 50% desconto de TUST

Sem 50% desconto de TUST

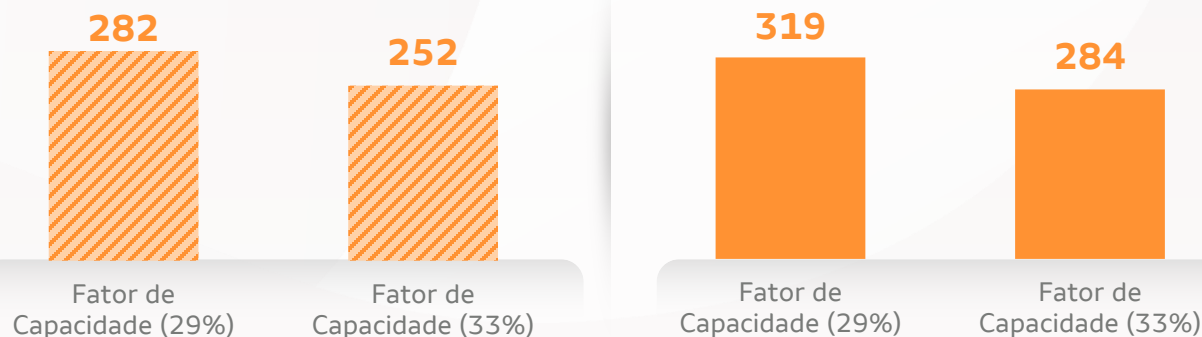


LCOE Solar (SE/CO)

Capex: R\$ 2,8 MM/MW - Taxa de desconto alavancada: 12%

Com 50% desconto de TUST

Sem 50% desconto de TUST



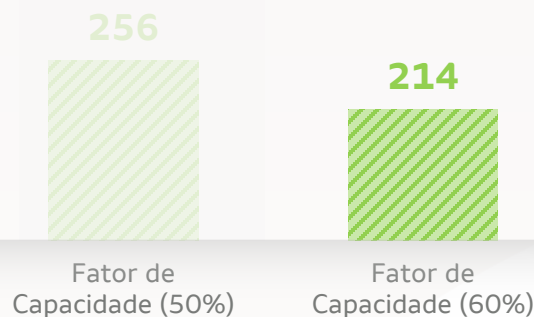
(1) LCOE: Levelized cost of Energy (Custo nivelado de energia). Fonte: estudos da Companhia com premissas de mercado. Tais valores podem variar materialmente a depender de condições de mercado

Mesmo considerando os projetos mais eficientes e subsídios, apenas o modelo de autoprodução viabiliza novos projetos de geração

LCOE Eólicas (NE)

Capex: **R\$ 7,1 MM/MW** - Tx de desc alavanc.: 12%

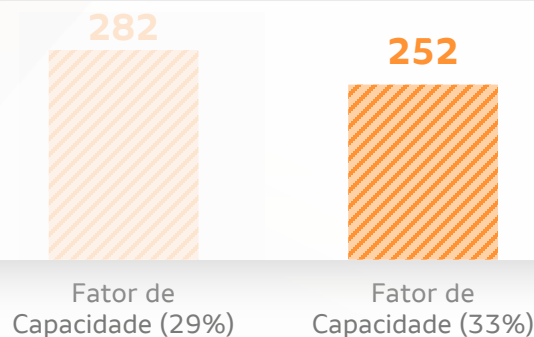
Com 50% desconto de TUST



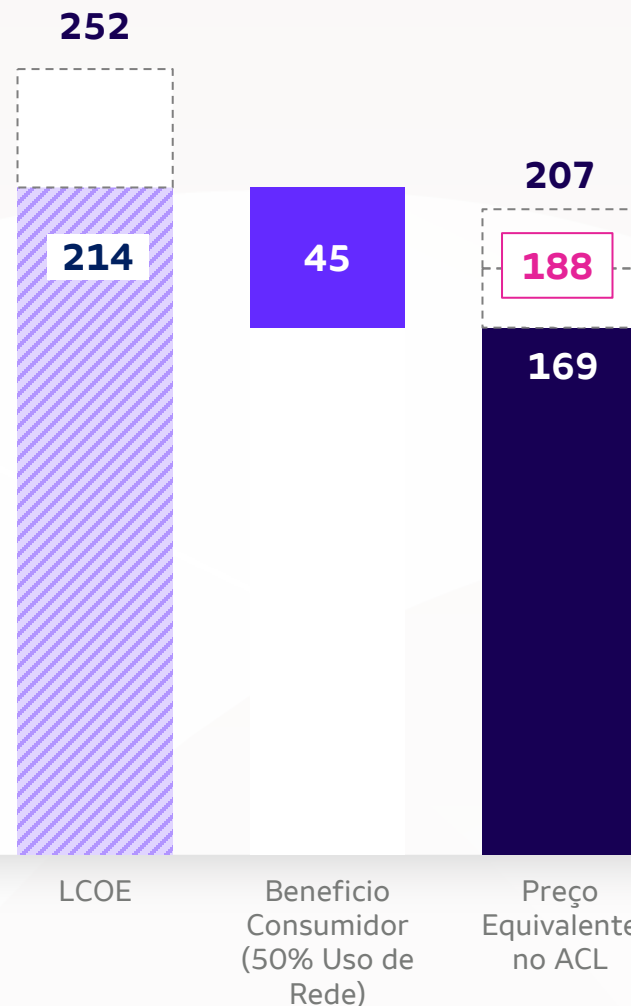
LCOE Solar (SE/CO)

Capex: **R\$ 2,8 MM/MW** - Tx de desc alavanc.: 12%

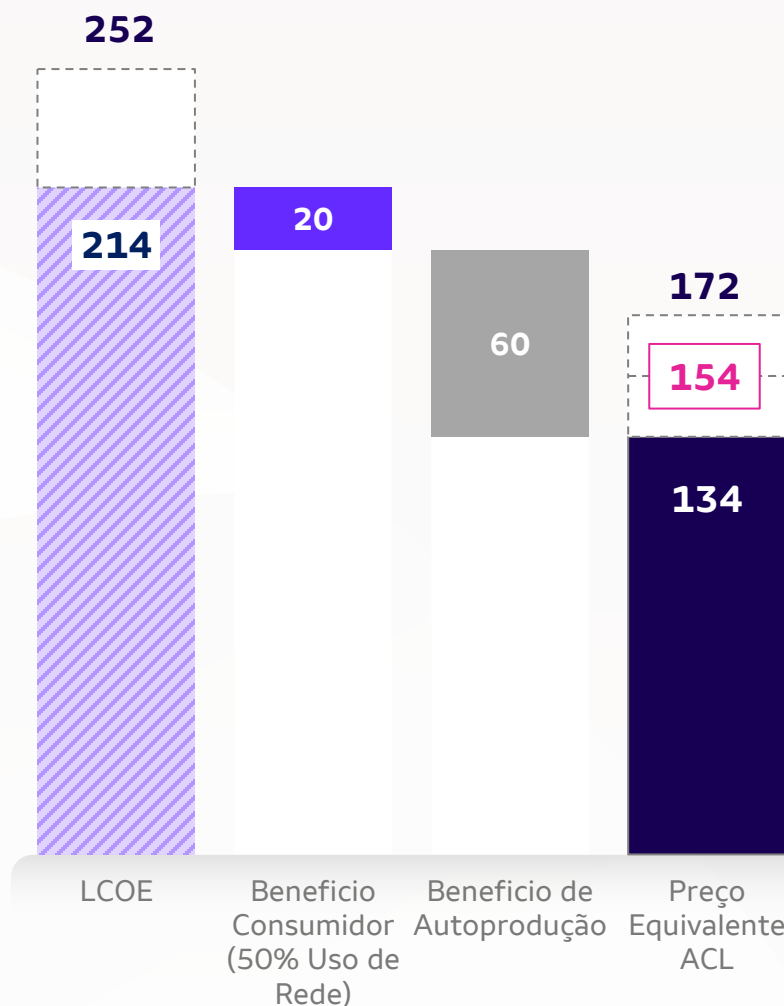
Com 50% desconto de TUST



Venda PPA (R\$/MWh)



Venda Autoprodução (R\$/MWh)

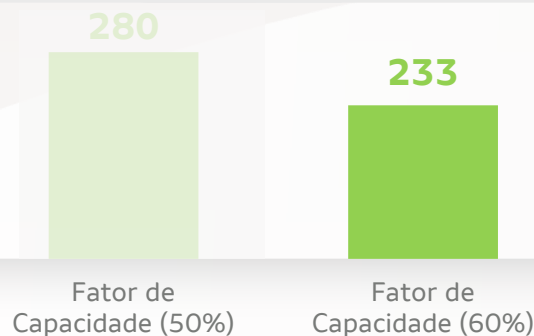


Com o fim dos subsídios a novos projetos outorgados a partir de 2022, o preço de mercado que viabilizará novos projetos, mesmo em autoprodução, varia entre R\$ 173 e R\$ 224 /MWh

LCOE Eólicas (NE)

Capex: R\$ 7,1 MM/MW - Tx de desc alavanc.: 12%

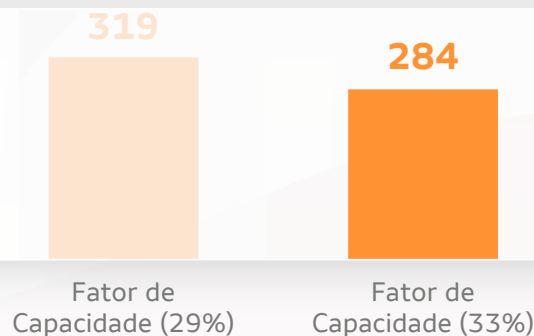
Sem 50% desconto de TUST



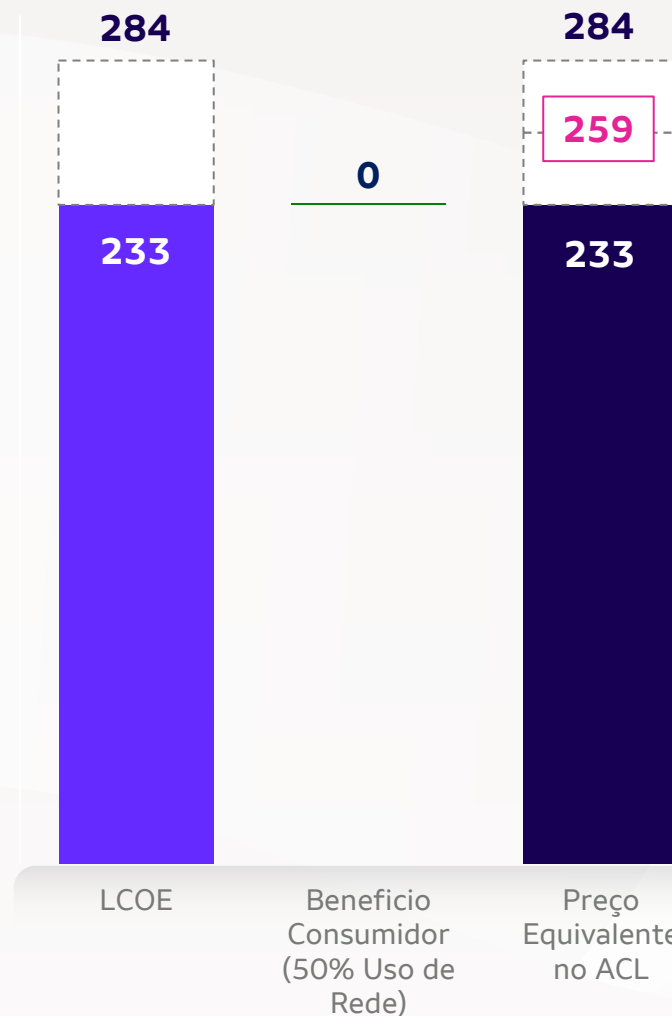
LCOE Solar (SE/CO)

Capex: R\$ 2,8 MM/MW - Tx de desc alavanc.: 12%

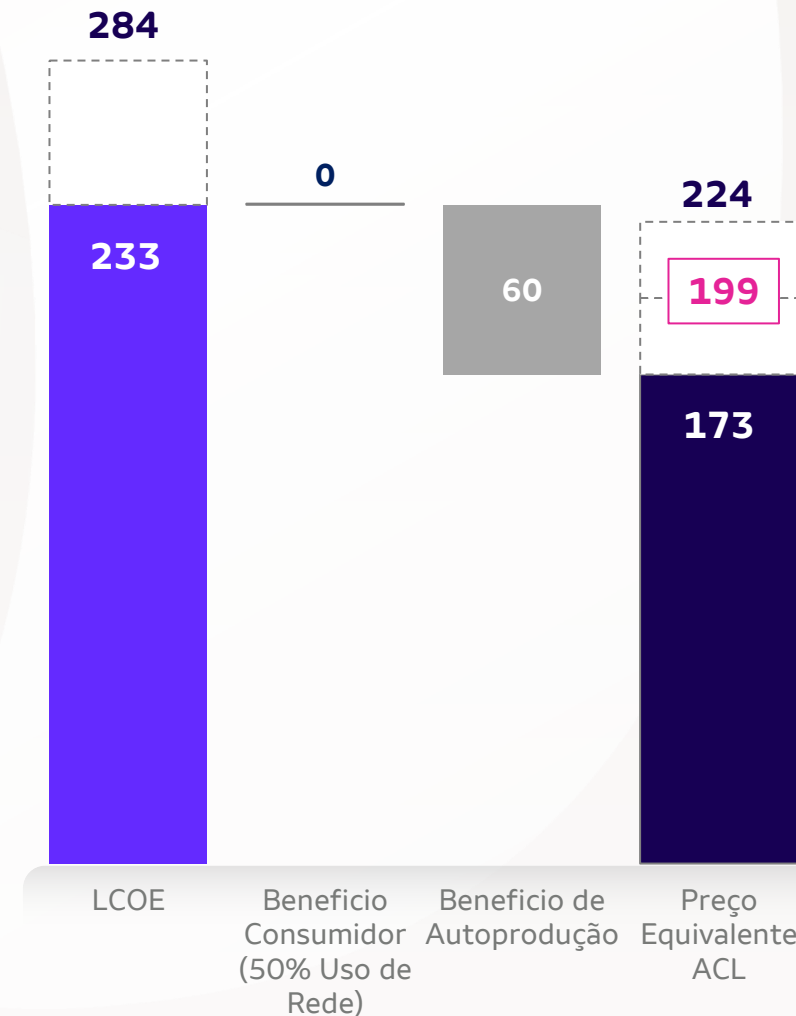
Sem 50% desconto de TUST



Venda PPA (R\$/MWh)

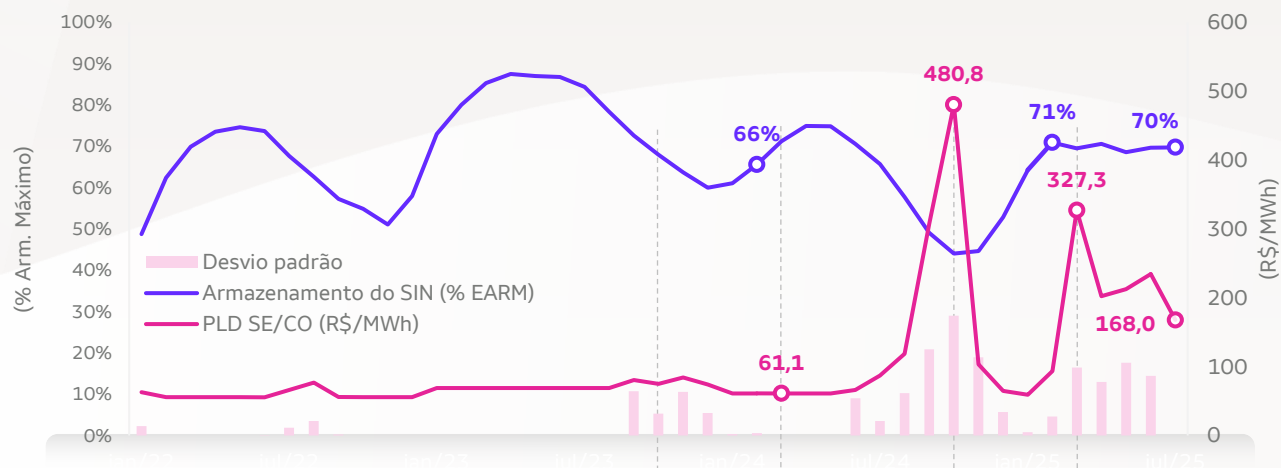


Venda Autoprodução (R\$/MWh)

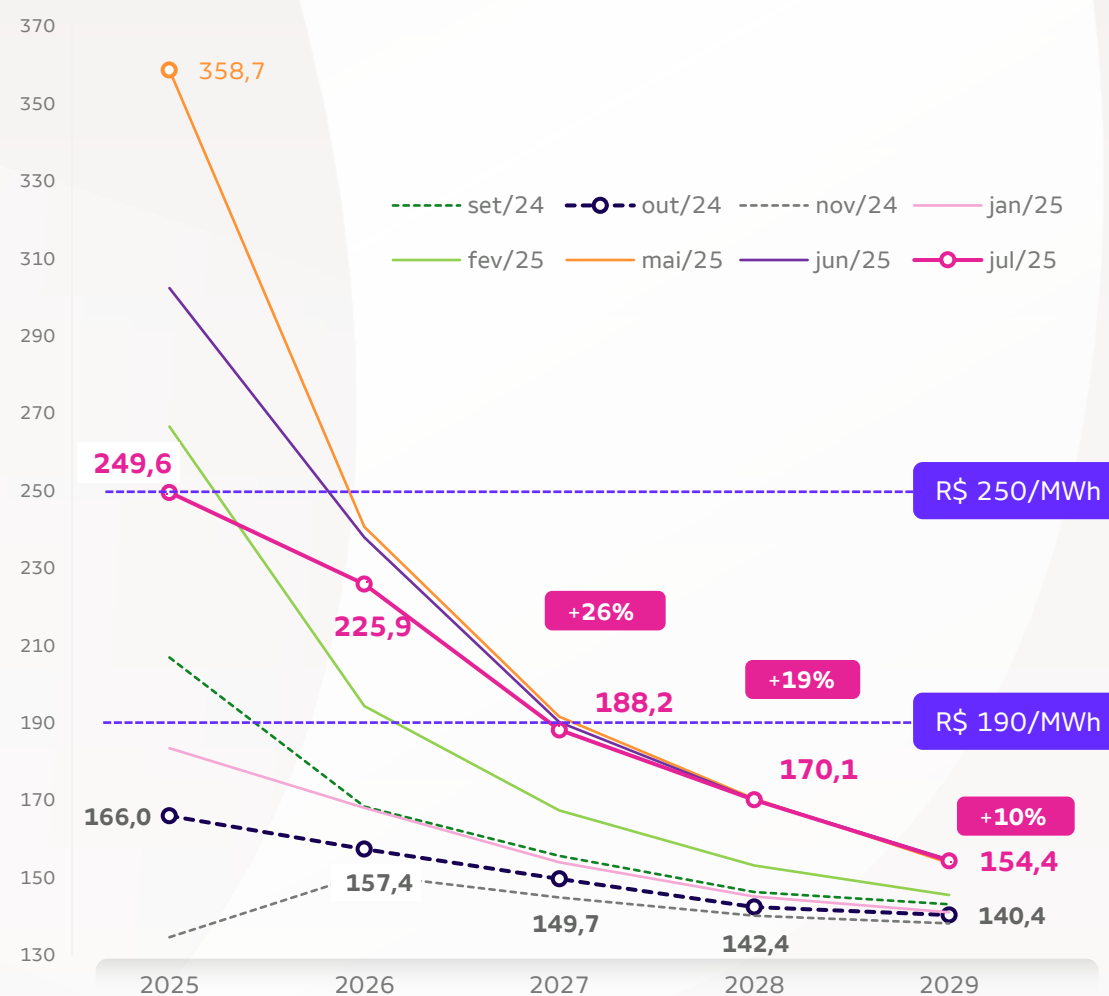


Além da elevação do Custo Marginal de Expansão, a transformação da matriz e mudança na formação de preços de curto prazo já está alinhando os preços de mercado de médio e longo prazos

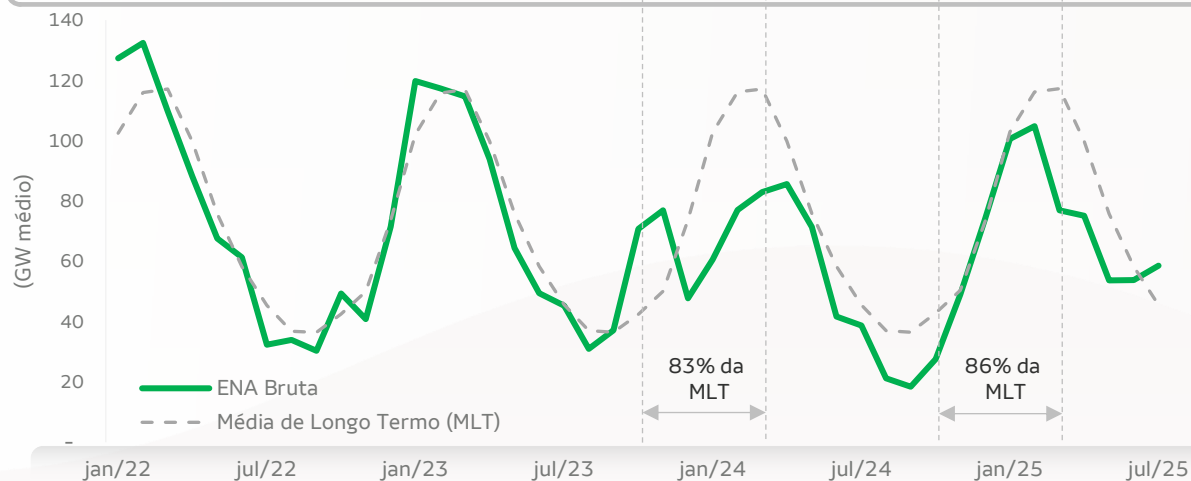
Evolução do Preço de Curto Prazo (PLD) (R\$/MWh)



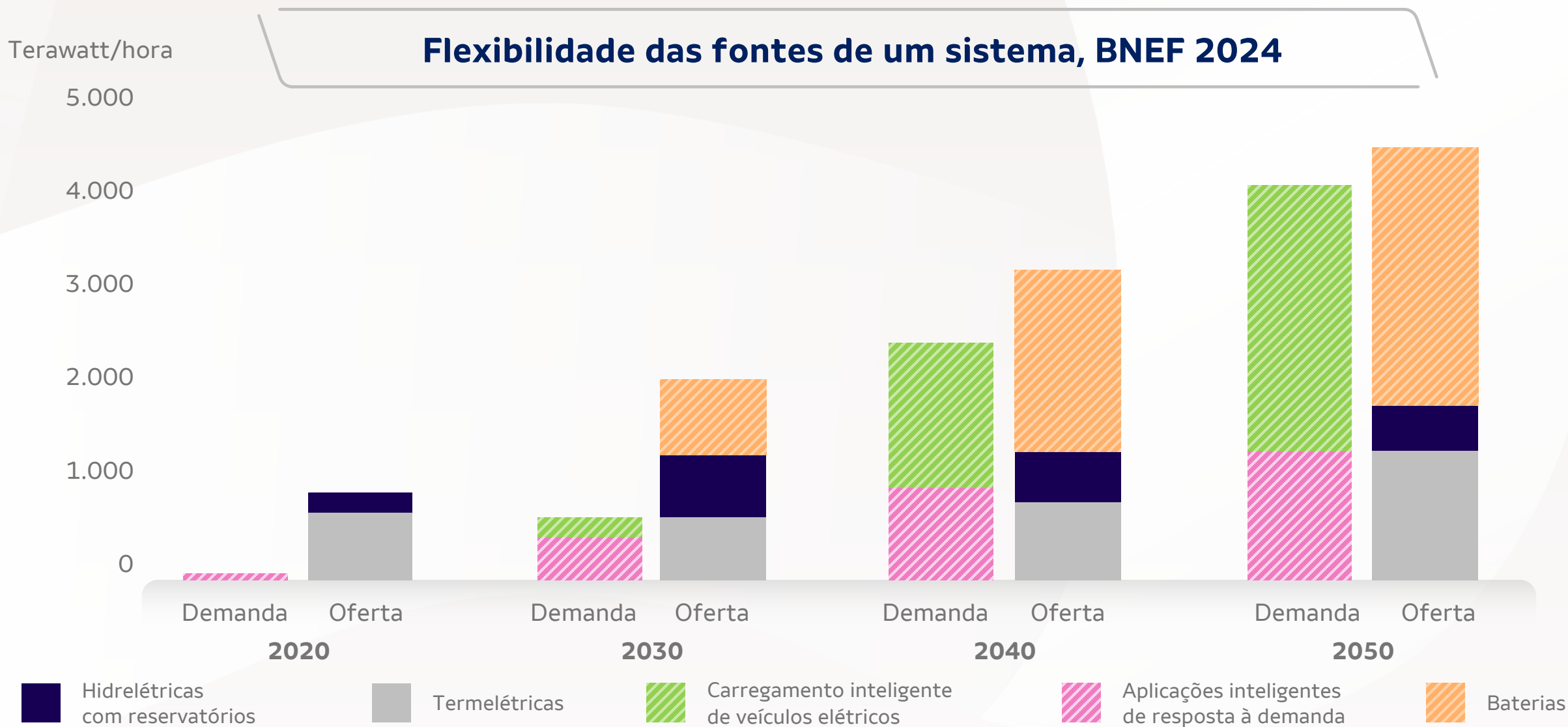
Evolução do Preço de Curto Prazo (PLD) (R\$/MWh)



Evolução da Energia Natural Afluyente (ENA) (GW médio)



Sistemas integrados com grande participação de **energia eólica e solar** demandaram fontes de flexibilidade, segundo a BloombergNEF





Mario Bertoncini

VP de Clientes e Comercialização

O papel da Comercializadora na Auren

Mitigação
de Riscos

Geração de
Resultados

Agregação de
Valor ao Cliente

Suporte Estratégico
Geração

Comercializadora

Provedora de Soluções
para **Clientes**

- Como se **destacar** em um contexto de geração **diversificada e intermitente**, volatilidade e demanda crescente por **flexibilidade**?
- Como oferecer a **melhor proposta de valor** para nossos clientes atendendo a uma **diversidade de necessidades**?
- Como atender o cliente de forma **rentável e eficiente** em um mercado **pulverizado** e em **rápido crescimento**?
- Como obter **retorno atraente** em um mercado **complexo e competitivo**?



Corporate

A atuação multissegmentada é alavanca para crescimento rentável e diferencial competitivo em um mercado cada vez mais dinâmico

Capilaridade que fomenta inteligência de mercado

Presença multissegmentar amplia visão sobre tendências e oportunidades
Capacidade de originação e precificação com inteligência de portfólio

Abrangência comercial e alocação eficiente de energia

Parcerias estratégicas ampliam o portfólio de produtos e serviços
Diversificação de clientes reduz risco e agiliza atuação tática

Rentabilidade e valor no longo prazo

Corporate combina previsibilidade, relacionamento e resultados
Atacado oferece escala, liquidez e agilidade nas negociações
Varejo como opcionalidade para novas oportunidades



Atacado



Varejo

GUD
energia

esfera

waj2
technology

Proposta de valor ao cliente baseada em quatro pilares



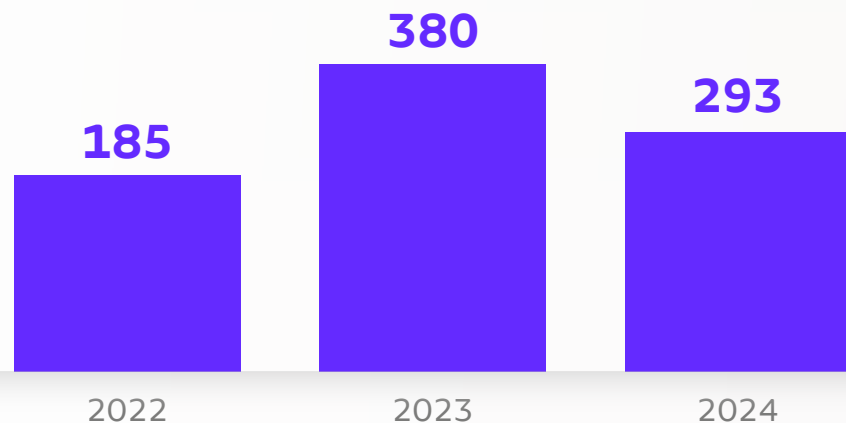
Track record consistente em um mercado complexo e competitivo

Geração de valor da comercializadora

Consistência em resultados anuais e margem futura agregada

Resultados realizados anualmente

Margem Realizada¹ (R\$ milhões)

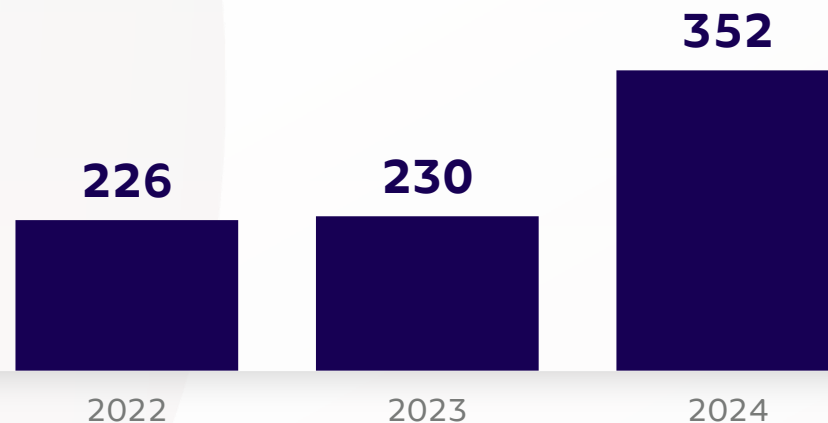


Margem ² (R\$/MWh)	9	10	6
Volume (GWm)	2,3	4,2	6,1



Agregação de margem futura

Margem Futura Agregada³ (R\$ milhões)



VaR (R\$ milhões)	24,0	19,6	41,1
----------------------	------	------	------

Limite VaR atual: R\$ 120 milhões

Comercializadora como mitigadora de riscos, atuando na viabilização de projetos

Oportunidade de **otimização de lastro** ao integrarmos o portfólio AES aos demais ativos Auren

Viabilização de **+441 MW** da **capacidade instalada** operacional em **contratos de autoprodução**

Celebração de **novos contratos de autoprodução** com mais de 10 parceiros nos 5 projetos abaixo

Mais de **R\$ 330 milhões** em **valor adicional agregado** com a conclusão da otimização de lastro

Otimização de Lastro



Viabilização de *greenfields*

Projetos operacionais envolvidos na otimização de lastro

VdP I (206 MW)

VdP II (212 MW)

Tucano (322 MW)

Jaíba (500 MW)

Cajuína (684 MW)

Parque Eólico Cajuína

Capacidade Instalada em APE
1,8 GW

~40% do portfólio
eólico e solar em APE

50% do portfólio
eólico e solar no ACR

João Guillaumon

Diretor Executivo de
Estratégia, Inovação
e Realização de Valor



Daniel Marrocos

VP de Geração



Mateus Ferreira

CFO e DRI





João Guillaumon

Estratégia, Inovação
e Realização de Valor

Estamos avançando de forma acelerada na captura de valor com a integração da AES Brasil

	Redução do PMSO	Turnaround dos eólicos	Liability Management
Anunciado	R\$ 120 milhões/ano	2 anos para disponibilidade de 95%	-
O que entregamos	R\$ 250 milhões/ano	1 ano	R\$ 300 milhões VPL

Diligência + Planejamento + Execução



Trabalhamos para acelerar a captura de valor com a integração da AES Brasil desde a *due diligence*

UHE Água Vermelha

Diligência

Dez 2023

- Previsão de **valor potencial**
- **Recertificação dos ativos**
- **Plano de captura:**
 - Estrutura organizacional
 - Desempenho dos ativos
 - Processos & Sistemas

80%

Assinatura e Anúncio

Mai 2024

- **Escritório de integração**
- **Planos D1, D100 e D365**
- Redefinição da **aspiração de valor**
- Plano detalhado de **turnaround das eólicas**

D1 (pós closing) até D100

Nov 2024

- **Nova estrutura implementada**
- **Captura de quick wins em MSO**
- Início da **execução do plano de turnaround** das eólicas
- Início da execução da **gestão de dívidas**

D100 até Hoje

Fev 2025

- **Consolidação dos Centros de operações**
- Principais **sinergias de PMSO** implantadas
- **Descomissionamento de 66%** dos sistemas

Julho até Dezembro

Jul 2025

- Conclusão da **migração do SAP**
- **Unificação do CSC**
- Conclusão do **liability management**

Dez 2025

Integração 100% concluída
95% de disponibilidade das eólicas

O **Plano de Integração** teve início na **due diligence**, se intensificou após a assinatura e está atualmente na **última fase**

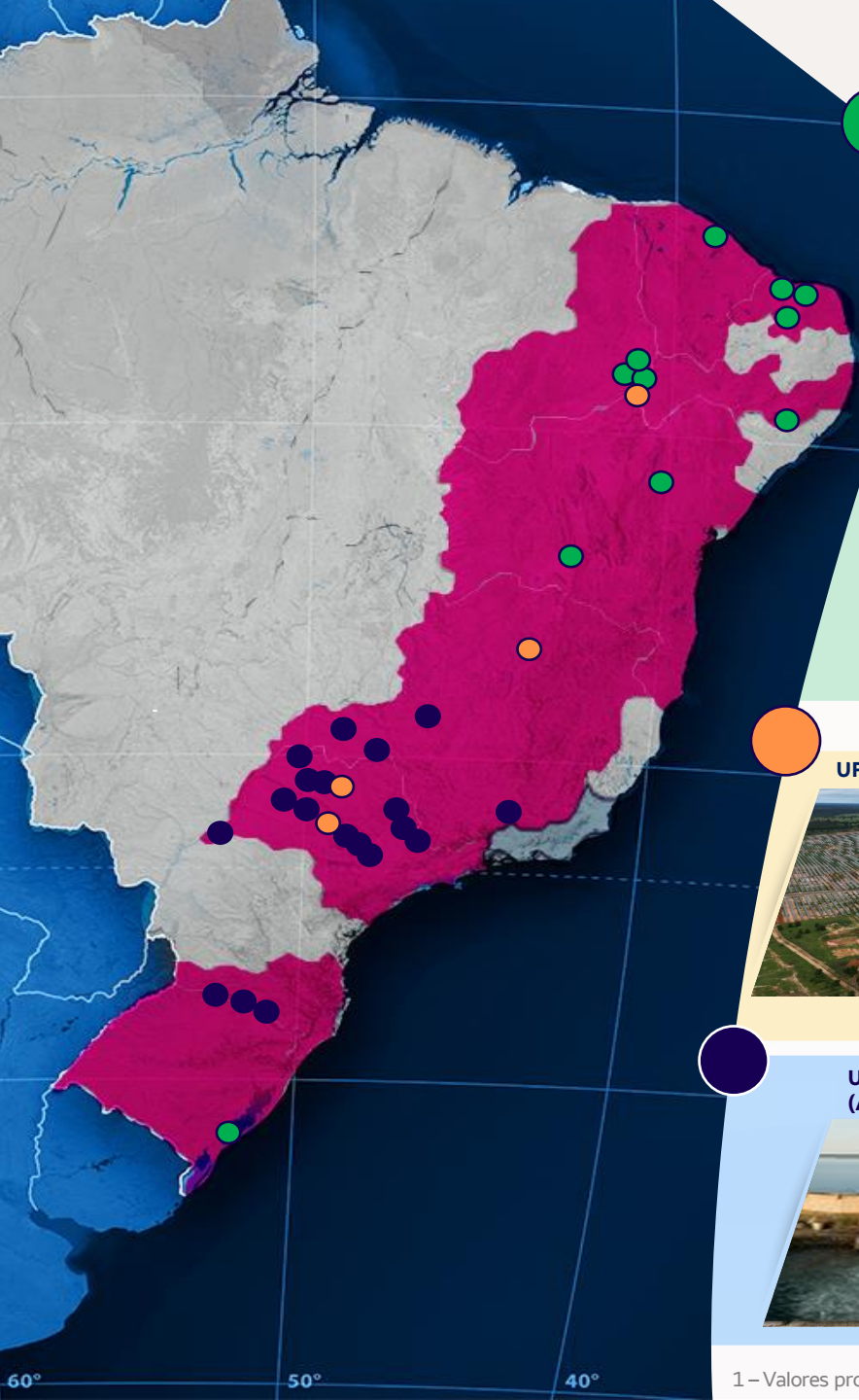




Daniel Marrocos

VP de Geração

Visão geral dos ativos



EOL Ventos do Araripe

EOL Ventos do Piauí I, II e III
EOL Ventos do Araripe III

EOL Mandacaru



EOL Ventus e Salinas



EOL Cajuína



EOL Caetés



EOL Tucano



EOL Alto Sertão II



EOL Cassino



UFV Sol de Jaíba



UFV Sol do Piauí



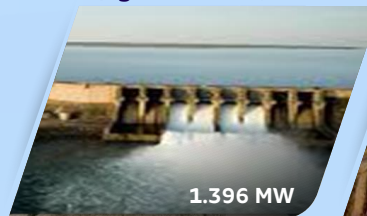
UFV Boa Hora, Guaimbê, AGV



Participações minoritárias em ativos de autoprodução



UHE A. Aguiar I	240 MW
UHE A. Aguiar II	210 MW
UHE Igarapava	210 MW
UHE Picada	50 MW
UHE Barra Grande	690 MW
UHE Campos Novos	880 MW
UHE Machadinho	1.140 MW

UHE José Ermirio de Moraes
(Água Vermelha)

UHE Porto Primavera



Hidrelétricas no Estado de São Paulo



UHE Barra Bonita	141 MW
UHE Bariri	137 MW
UHE Ibitinga	131 MW
UHE Promissão	264 MW
UHE N. Avandava	347 MW
UHE Caconde	80 MW
UHE E. da Cunha	109 MW
UHE Limoeiro	32 MW
UHE Mogi Guaçu	7 MW
PCH São Jose	5 MW
PCH S. Joaquim	3 MW

Evolução da disponibilidade dos ativos adquiridos

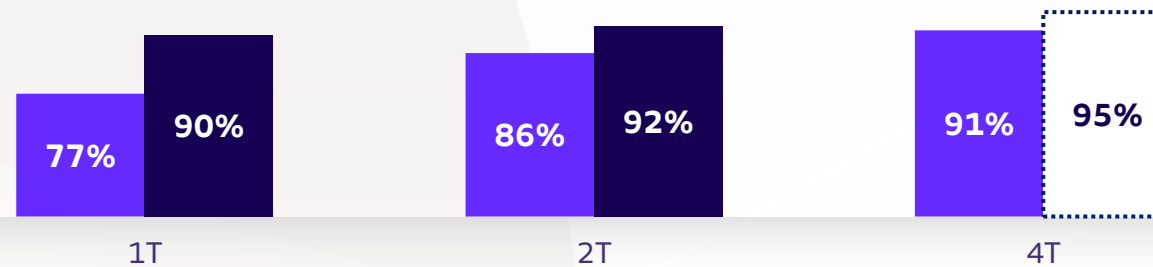
Vetores de melhoria

- Filosofia de manutenção
- Sistema de gestão de performance
- Engajamento dos times
- Proximidade das equipes de O&M, engenharia e corporativo
- Disponibilidade de capital

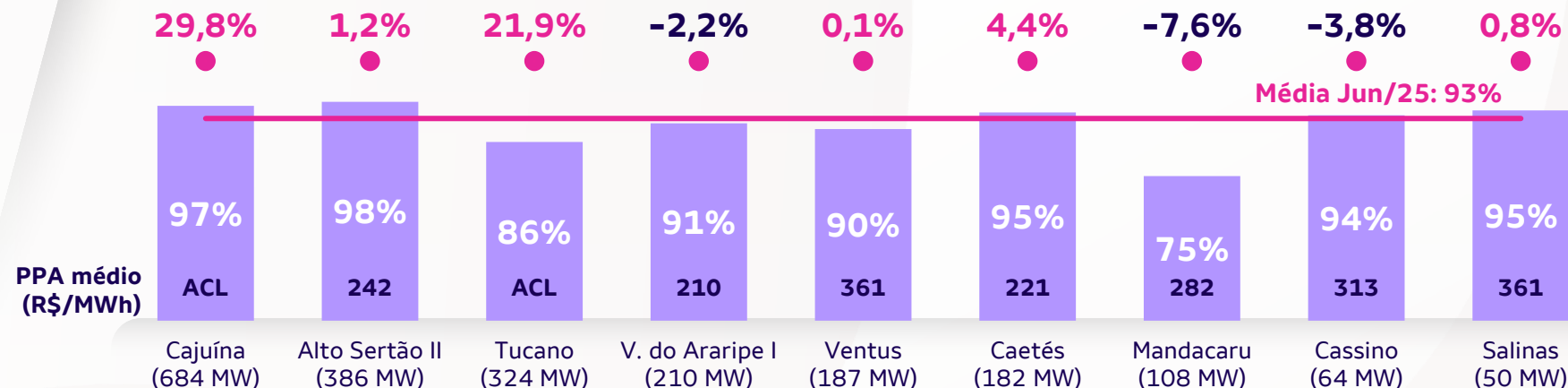
Para cada ponto percentual de aumento na disponibilidade média, há um incremento de R\$ 20 milhões em receita equivalente ao ano

Evolução da disponibilidade em linha com a meta de atingir 95% até dezembro, **1 ano antes do planejado** durante a diligência

■ 2024 ■ 2025



Junho 2025



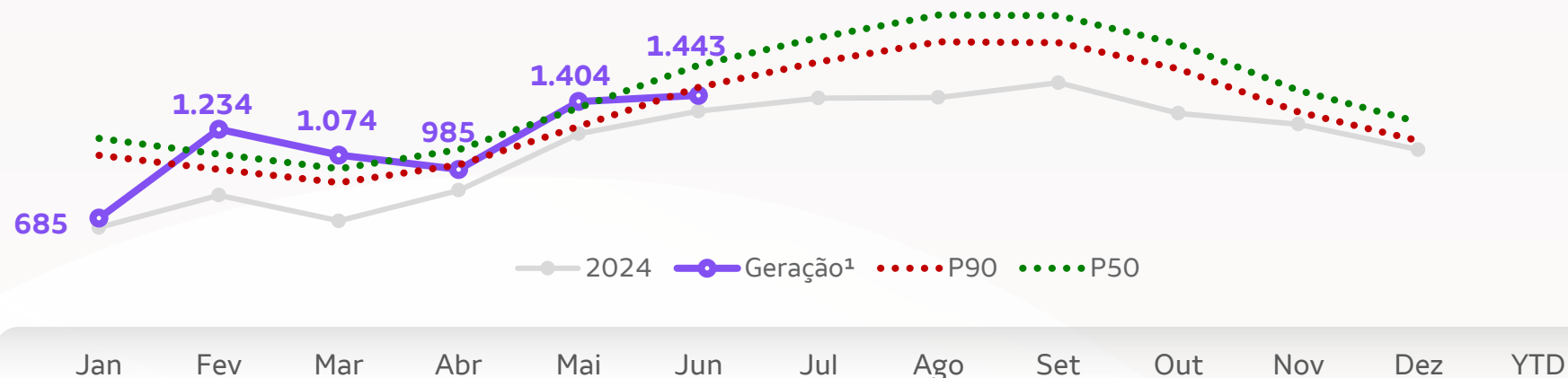
Receita equivalente à recuperação de 1 p.p. na disponibilidade (R\$ MM/ano)

6,4 3,6 2,7 1,7 1,6 1,8 1,0 0,5 0,7

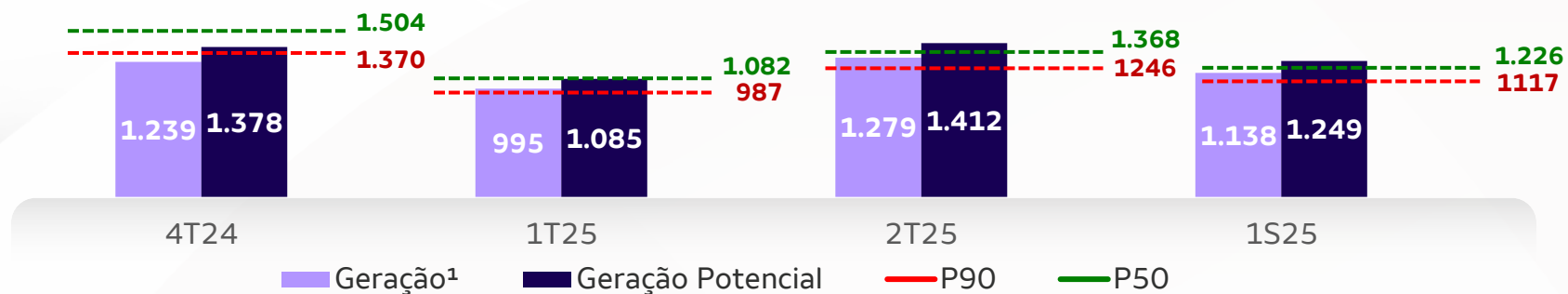
— Disponibilidade Jun/25 ● Variação (p.p. vs abr/24)

Geração do portfólio eólico Auren atingiu **102%** do P90 no semestre, com disponibilidade acima de **94%** em junho

Geração de energia eólica e valores certificados P50 e P90 (MW médio)



Geração eólica no trimestre vs certificação P50 e P90 (MW médio)



A Geração Potencial atingiu **102%** do P50 para o portfólio Auren no semestre

(1) Considera a produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia, passível de ressarcimento.

Desafios encontrados e plano de recuperação

Status dos Aerogeradores

37 parados no D1 + 28 pós D1

- 57 retornaram à operação
- 08 com retorno até set/2025

Desafios encontrados

 **24x**
pás

 **12x**
eixos
principais

 **40x**
gearboxes

 **10x**
geradores

Plano de Recuperação

- Implantação da Governança focada na disponibilidade
- Aceleração da troca dos grandes componentes
- Aproximação dos times de campo e de engenharia
- Gestão ativa suportada por tecnologia e dados

Performance

Governança

184

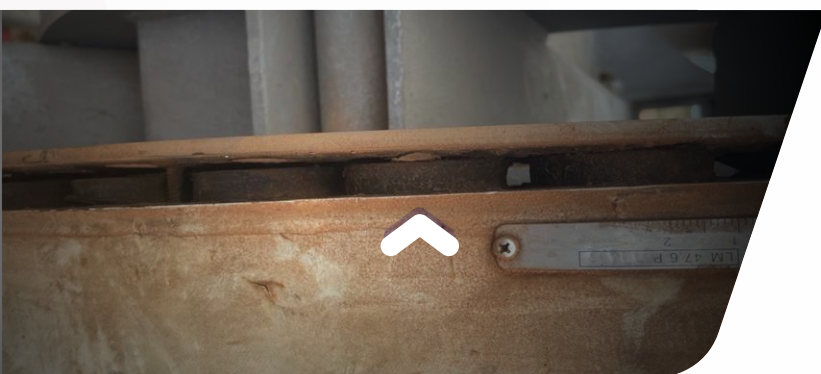
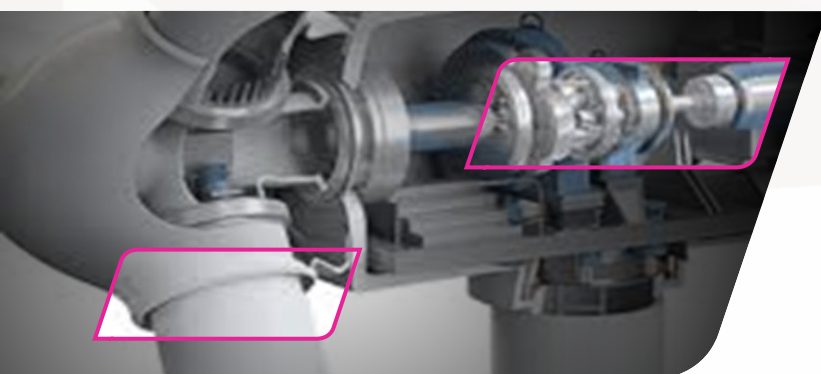
iniciativas

Confiabilidade

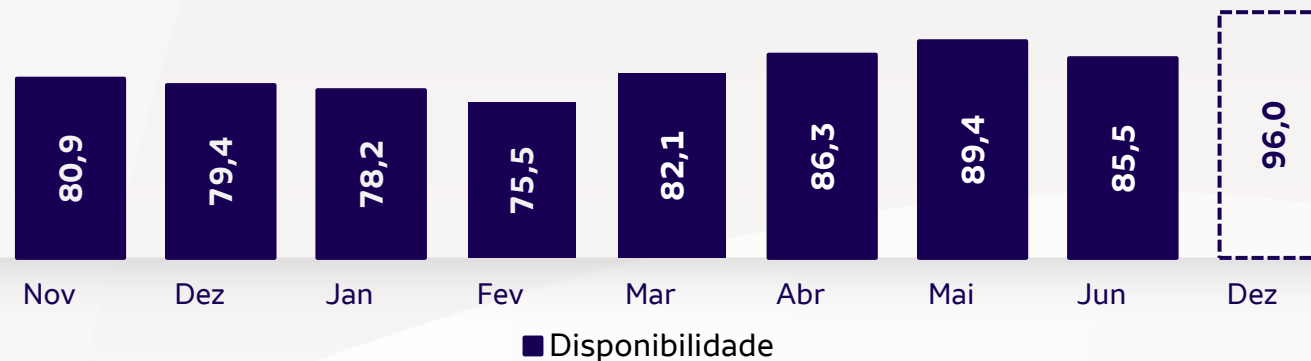
Disponibilidade

Complexo Eólico Ventus

Casos de recuperação da disponibilidade em andamento

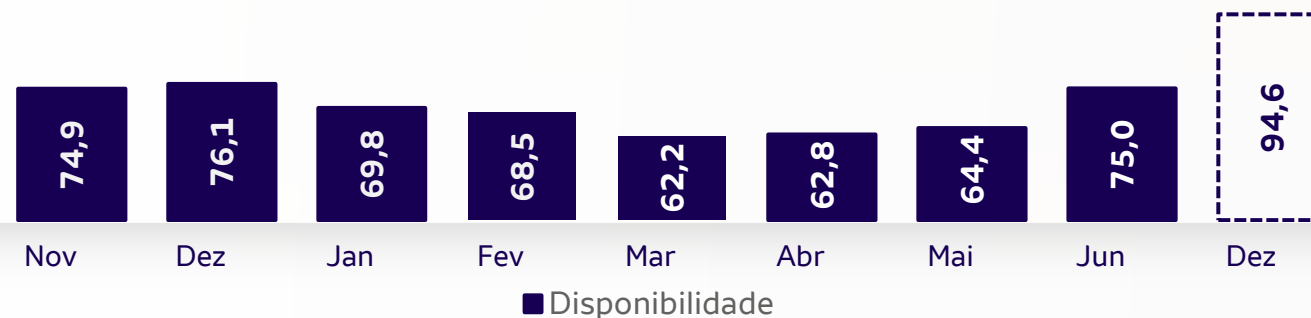


Plano de Ação Complexo Tucano



Em Tucano o foco foi troca dos **eixos rápidos das gearboxes** (HSS – High Speed Shafts) e inspeções em pás.

Plano de Ação Complexo Mandacaru



Em Mandacaru efetuamos reparos relativos a **folga em raízes de pás**, com retorno de máquinas a partir de abril e previsão de conclusão em setembro

Impacto financeiro da performance em 2024 totalizou **~R\$137MM**

As principais causas foram:

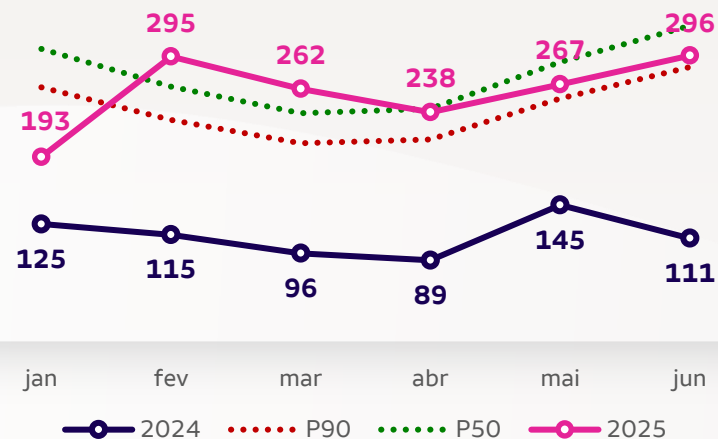
- Falta de foco na disponibilidade
- Ausência de sistema para monitoramento em tempo real
- **Baixa aderência à curva de potência** da máquina

Principais iniciativas para solução:

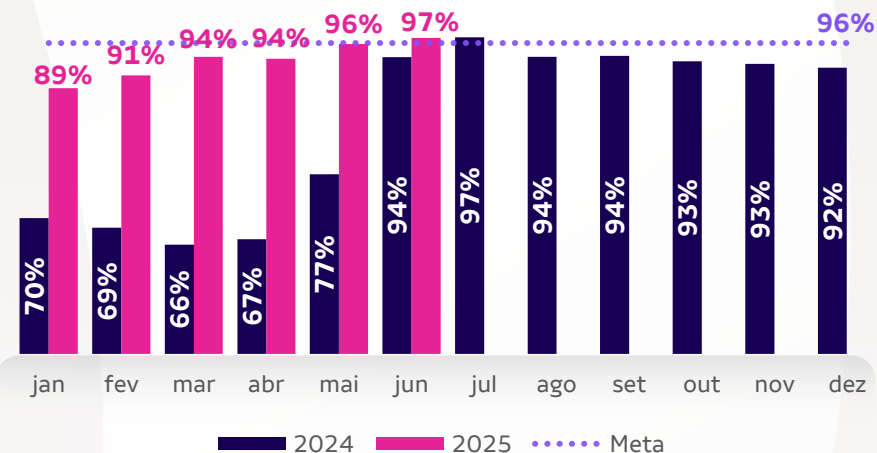
- Implementação de rotina de acompanhamento do contrato FSA para garantir aderência
- **Go live de ferramenta** para gestão de performance
- **Gestão ativa** da disponibilidade e performance
- Capacitação dos profissionais

Caso de sucesso: Complexo Eólico Cajuína

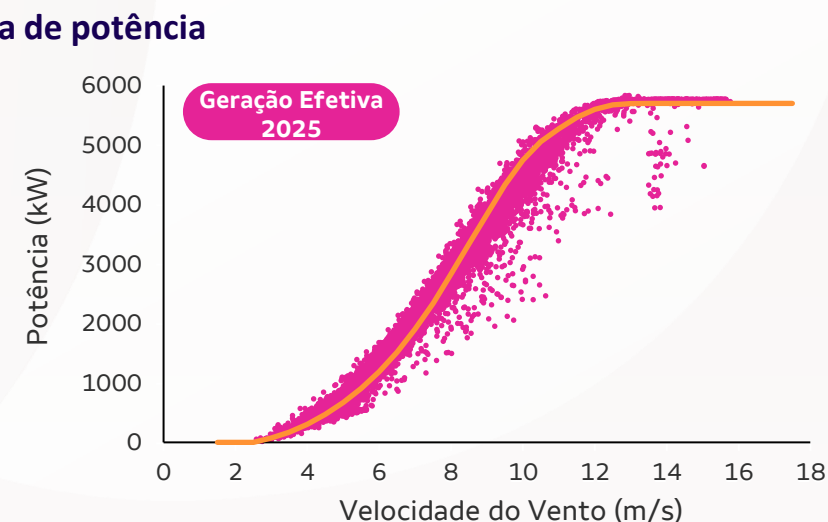
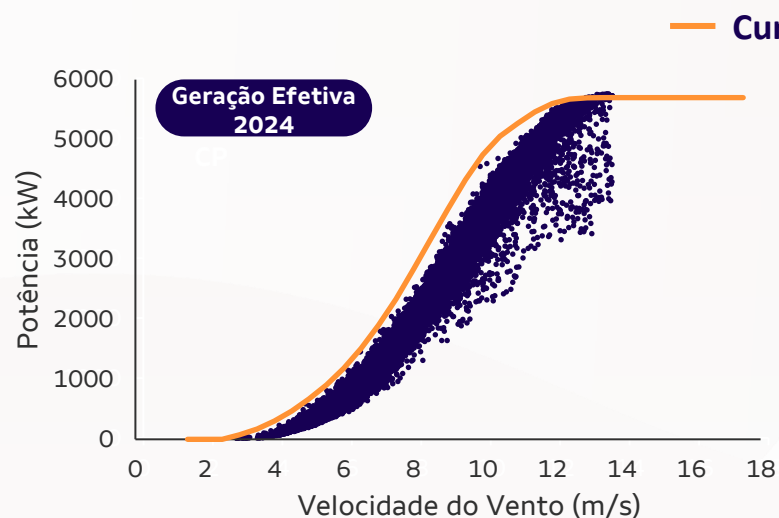
Evolução Geração de Cajuína 2024 e 2025



Disponibilidade (%)



Aderência à Curva de Potência Contratual – 2024 X 2025





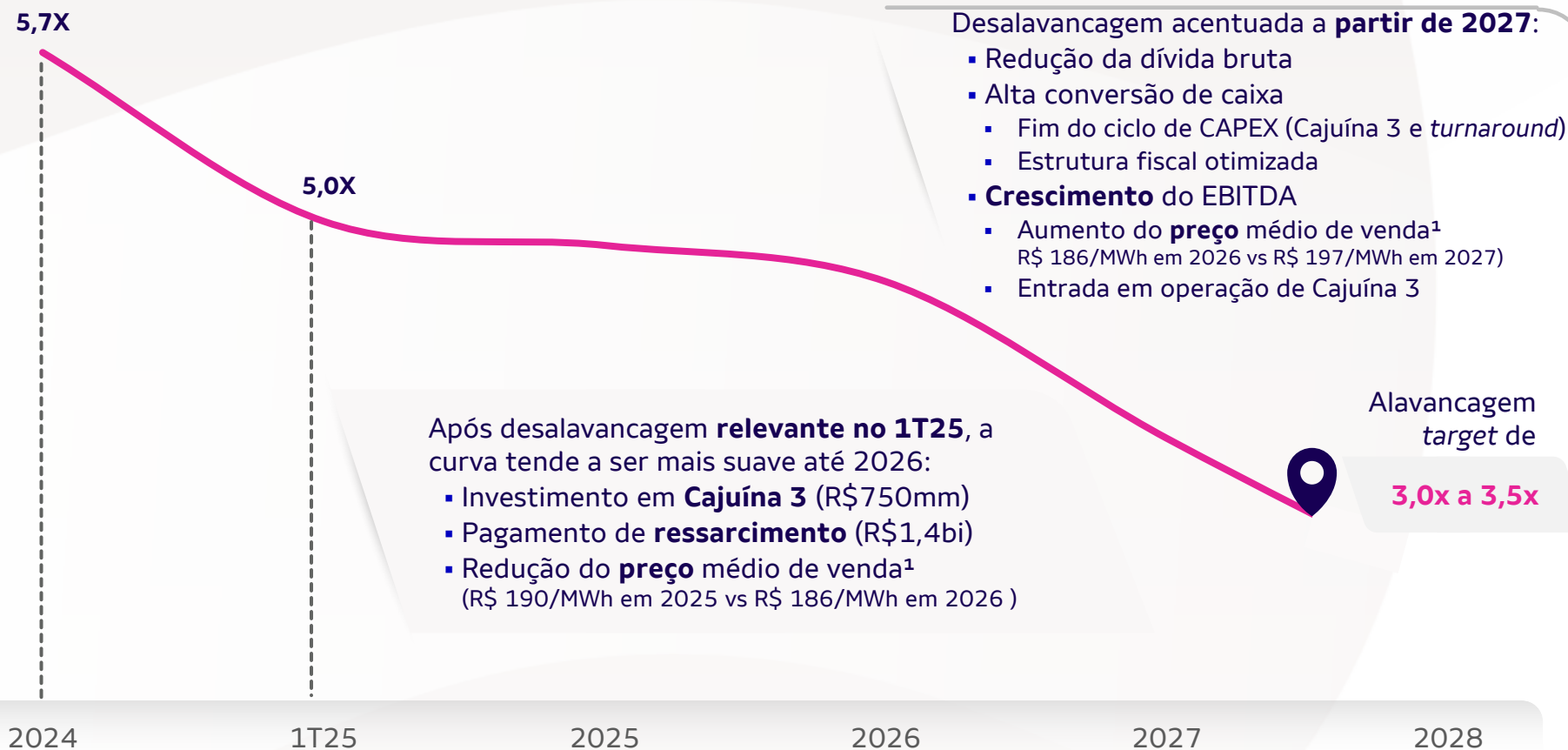
Mateus Ferreira

CFO e DRI

Processo de Desalavancagem

UHE José Ermirio de Moraes
(Água Vermelha)

Desalavancagem em linha com o plano, com forte redução inicial pela **geração de caixa incremental** dos ativos que entraram em operação em 2024 (+1,5 GW), combinada às **sinergias da aquisição da AES Brasil**



Liability Management da aquisição da AES Brasil

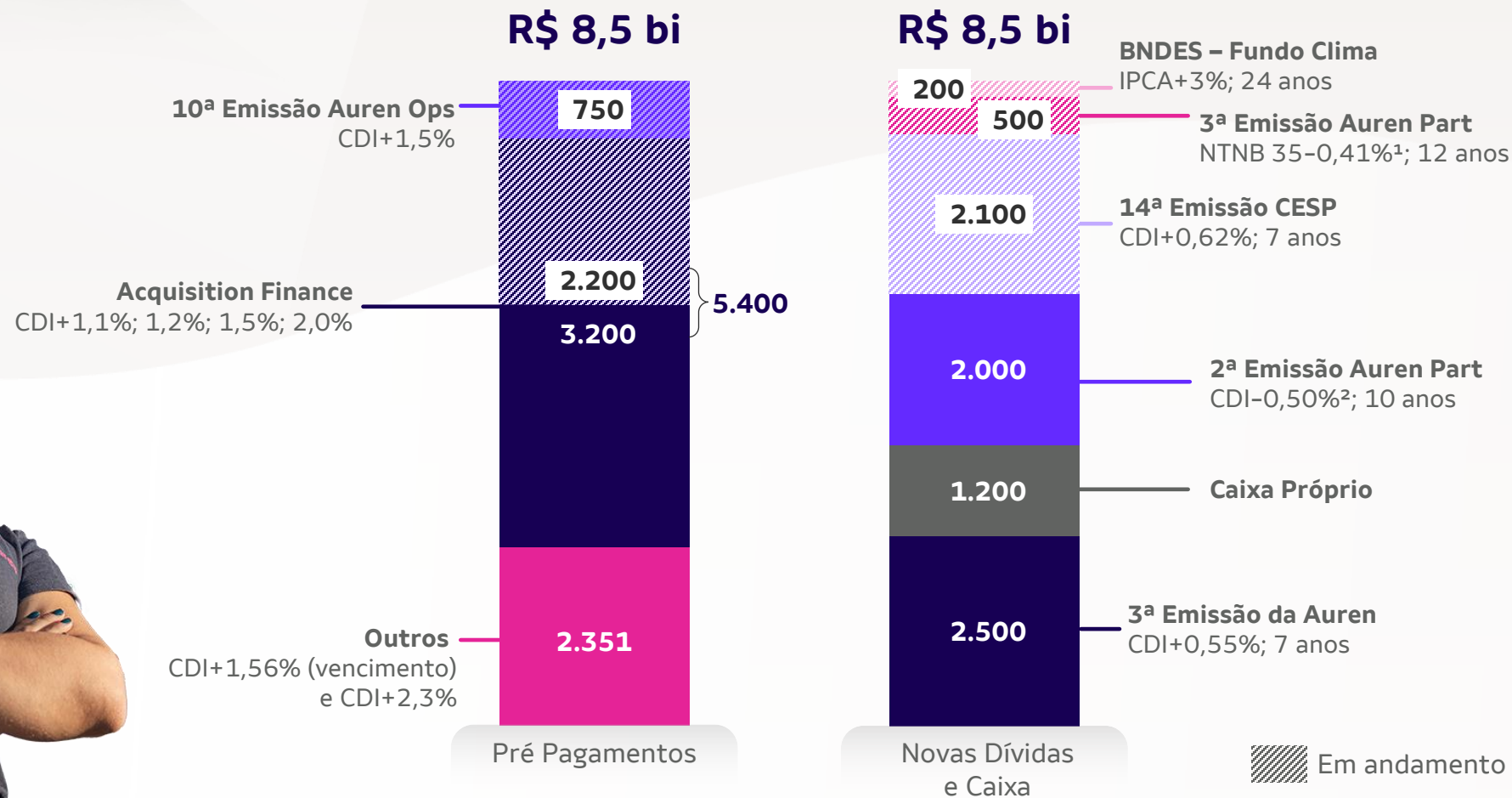
~R\$ 300 milhões
em VPL de trocas de
dívidas e renegociação
das ações preferenciais³

Alongamento do
prazo médio e
redução do custo

FitchRatings **MOODY'S**
RATINGS
AAA

A Auren finalizará o plano de *Liability Management* durante o 3T25,
com a emissão de R\$ 2,8 bilhões

(R\$ milhões)



R\$ 13 bilhões em emissões desde outubro de 2024

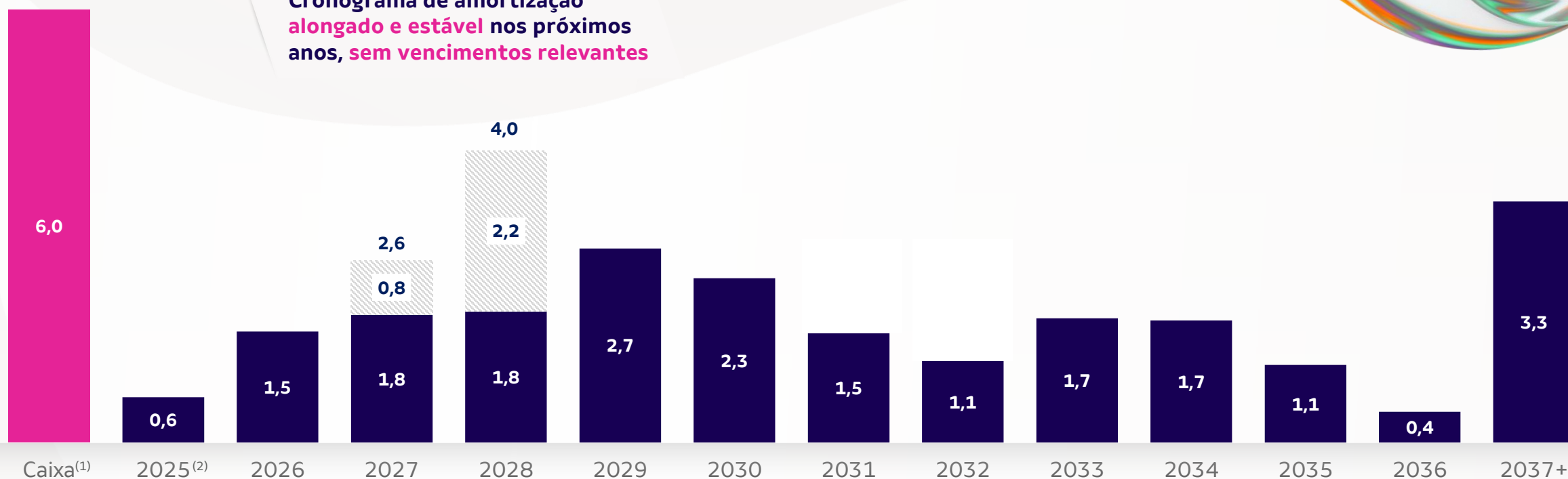
(1) Emissão contará com *swap* para CDI, com condições a serem confirmadas na precificação da operação; (2) Custo final após operações de SWAP, desconsideram custos de transação; (3) As ações preferenciais do Itaú, sócio da Guaimbê Holding, possuía fator de correção da *call* de CDI+1,7% e foi negociado para CDI, sem *spread*, com exercício até 2031.

Cronograma de Amortização da Dívida Bruta (no 1T25)

Caixa e Amortização de Principal Proforma (R\$ bilhões)

■ Posição de Caixa – Março/25
 ■ Amortizações Previstas
 ▨ Liquidação do *Acquisiton Finance* e da 10ª Emissão Auren Operações
 ■ Amortizações das Novas Captações

**Cronograma de amortização
alongado e estável nos próximos
anos, sem vencimentos relevantes**



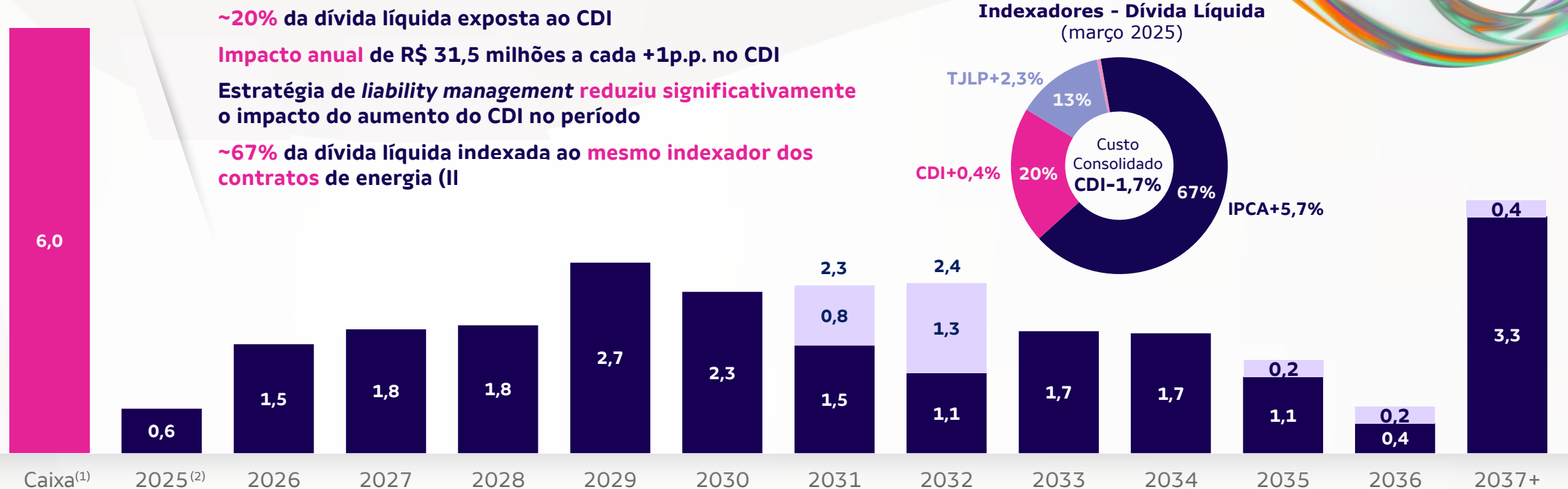
(1) Posição divulgada no 1T25. Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.;

(2) 2025 considera os pagamentos de principal em aberto de jul/25 até dez/25.

Cronograma de Amortização da Dívida Bruta (pós novas emissões)

Caixa e Amortização de Principal Proforma (R\$ bilhões)

■ Posição de Caixa – Março/25
 ■ Amortizações Previstas
 ■ Liquidação do *Acquisiton Finance* e da 10ª Emissão Auren Operações
 ■ Amortizações das Novas Captações



(1) Posição divulgada no 1T25. Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.;

(2) 2025 considera os pagamentos de principal em aberto de jul/25 até dez/25.

aurenday 2025

Auren do futuro: resultados consistentes, transformando desafios em oportunidades

Preparada para os desafios do setor com seguintes pilares:

- Portfólio robusto, resiliente e diversificado
- Flexibilidade nos segmentos de geração e comercialização
- Proposta de valor única para nossos clientes
- Excelência operacional e disciplina financeira

O que esperar da Auren nesse contexto?

Curto Prazo

- Conclusão da integração até dez/2025
- Gestão do endividamento
- Excelência operacional

Longo Prazo

- Captura de valor nos diferentes cenários de mercado
- Flexibilidade para atender todo o mercado
- Alocação inteligente de capital (crescimento ou distribuição)

A flexibilidade se consolida como elemento-chave no novo contexto do setor elétrico



aurenday 2025



aurenday
2025

J u l h o d e 2 0 2 5

UHE José Ermirio de Moraes
(Água Vermelha)