



# Apresentação de Resultados **1T25**

MAIO 2025

## Aviso Legal

Este material contém informações resumidas e que comportam um certo grau de risco e incerteza com relação às tendências de negócios, finanças, estratégias, economia, entre outras, e são baseadas em premissas, dados ou métodos que, embora considerados pela Companhia, poderão ser incorretos ou imprecisos, poderão não se materializar, ou estão fora do controle da Companhia. Em razão desses fatores, os resultados da Companhia podem diferir significativamente daqueles indicados ou implícitos neste material.

A Companhia não garante, sob qualquer forma ou em qualquer extensão, que as tendências divulgadas neste material se confirmarão. As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação aos atuais e potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos representantes, assessores da Companhia ou partes a eles relacionadas terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo deste material.

Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de março 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Energia e da Companhia desde 01 de janeiro de 2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de março de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

# Agenda

## 1. Destaques 1T25

2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Considerações Finais

## ...: Destaques 1T25

A Auren registrou **EBITDA Ajustado recorde** de **R\$ 1,2 bilhão** no 1T25, **crescimento de 66%** comparado ao 1T24, e **alavancagem de 5,0x** Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses

### 1º Trimestre Completo como Companhia Combinada

A Auren mantém o **foco em duas prioridades estratégicas**: (i) **conclusão da integração** da AES Brasil em 2025; e (ii) **desalavancagem**

### Evolução da Disponibilidade dos Ativos Adquiridos

**Disponibilidade de 90%** no 1T25, **12,4 p.p. superior** ao registrado no 1T24

### Captura de Sinergias

Os ganhos com sinergias recorrentes em PMSO representaram uma **economia de R\$ 56 milhões** no 1T25, em linha com os **R\$ 250 milhões em sinergias** anuais mencionadas no trimestre anterior

### Otimização da Estrutura de Capital

Em abril, a Auren Participações captou **R\$ 2,0 bilhões em debêntures** a CDI-0,5% a.a. com prazo de 10 anos e *rating* AAA pela Moody's. Em seguida, **amortizou R\$ 3,2 bilhões** (59%) do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões usado na aquisição da AES

### Resultados Recordes

Auren registrou **maior EBITDA Ajustado da sua história**. O segmento de geração registrou EBITDA de R\$ 1,1 bilhão, e comercialização totalizou R\$ 165 milhões, **totalizando R\$ 1,2 bilhão**, um **crescimento de 66%** em relação ao 1T24

### Início do Processo de Desalavancagem

A **forte agregação de EBITDA** da Companhia resultou em uma alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA) de 5,0x, **redução de 0,7x** em relação ao encerramento de 2024

# Agenda

1. Destaques 1T25

## 2. Mercado de Energia

3. Desempenho Operacional

4. Desempenho Comercial

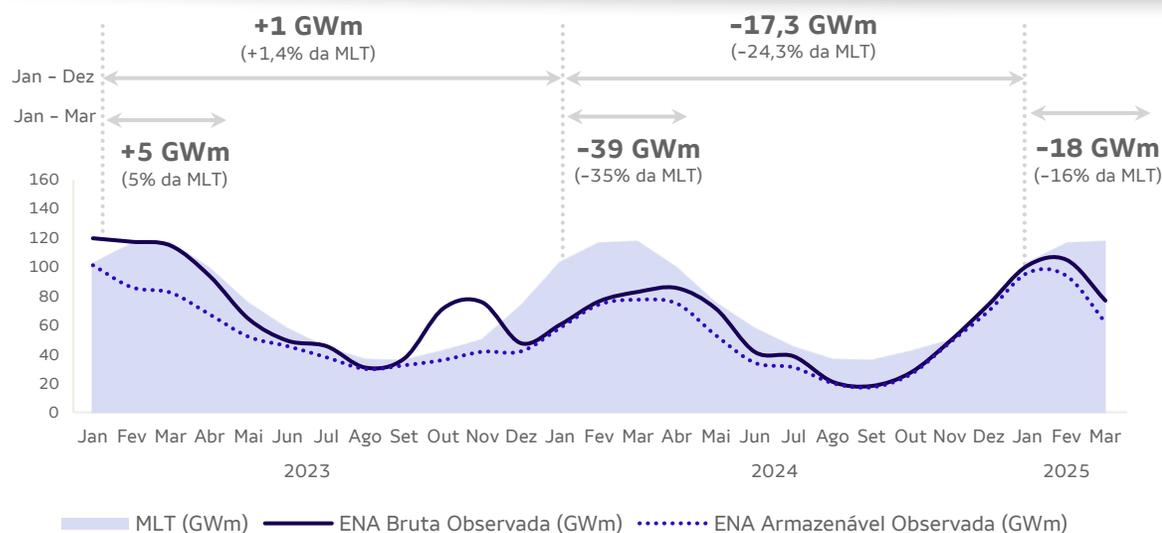
5. Desempenho Financeiro

6. Considerações Finais

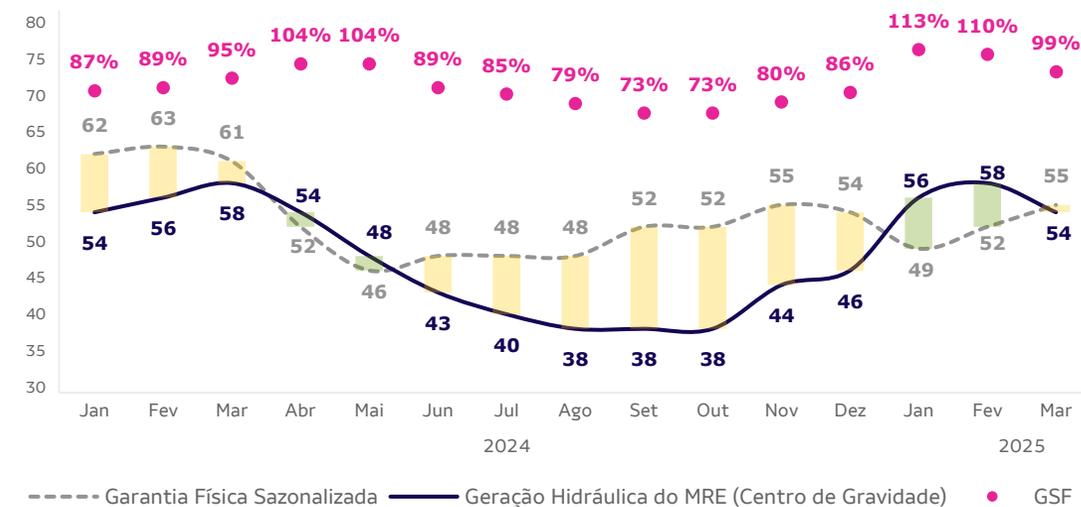
# ...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional - SIN

O nível dos reservatórios atingiu **69,5%** ao final do 1T25, enquanto a geração hidrelétrica foi **7% acima da garantia física** no período

## Energia Natural Afluyente (ENA) – SIN (% MLT)



## Deslocamento Hidrelétrico (GW médio, % GSF)



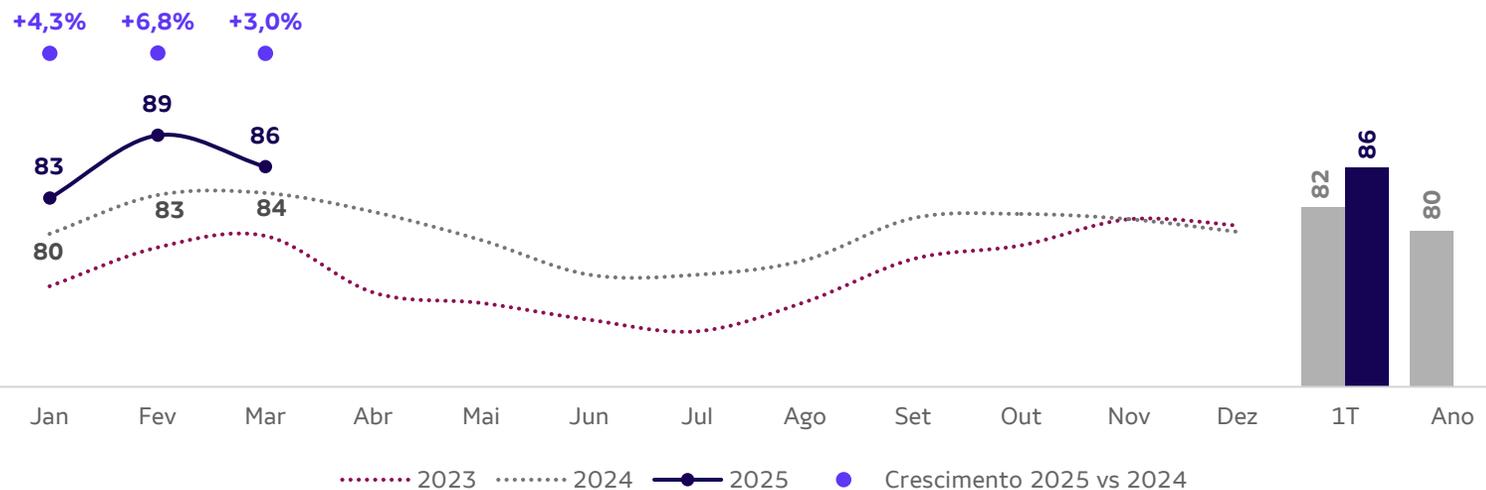
- A ENA do SIN no trimestre foi 16% inferior à MLT. Em março, foi 34 p.p. abaixo da MLT – **o pior registro histórico observado** para o mês
- Apesar da piora frente aos anos anteriores, o **nível dos reservatórios** atingiu **69,5%** ao final do 1T25, 17 p.p. acima da média dos últimos 10 anos **devido a boa hidrologia observada no 4T24**

- A variação do GSF entre os períodos deve-se à sazonalização média da garantia física das usinas do MRE, com **menor alocação no 1T25** quando comparado com o 1T24

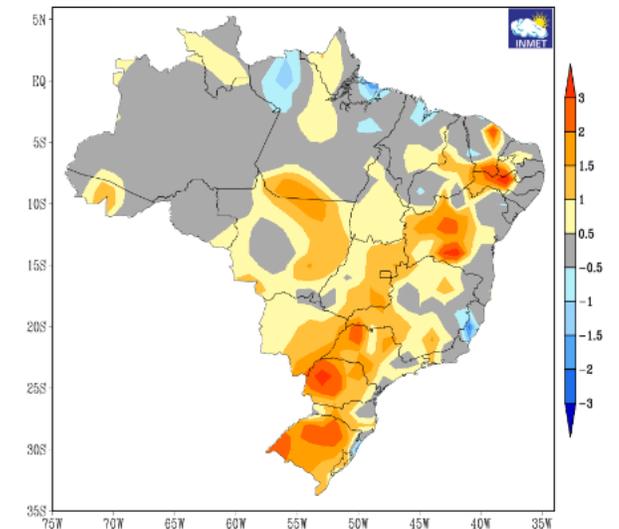
# ...: Perfil de Carga e Temperatura

No 1T25, a **demanda de energia aumentou 5%** quando comparado ao 1T24<sup>(1)</sup>, representando um consumo adicional de 3,9 GW médios

Demanda de Energia<sup>(1)</sup> - SIN (GW médio)



Anomalia de Temperatura<sup>(2)</sup> - 1T25 (°C)

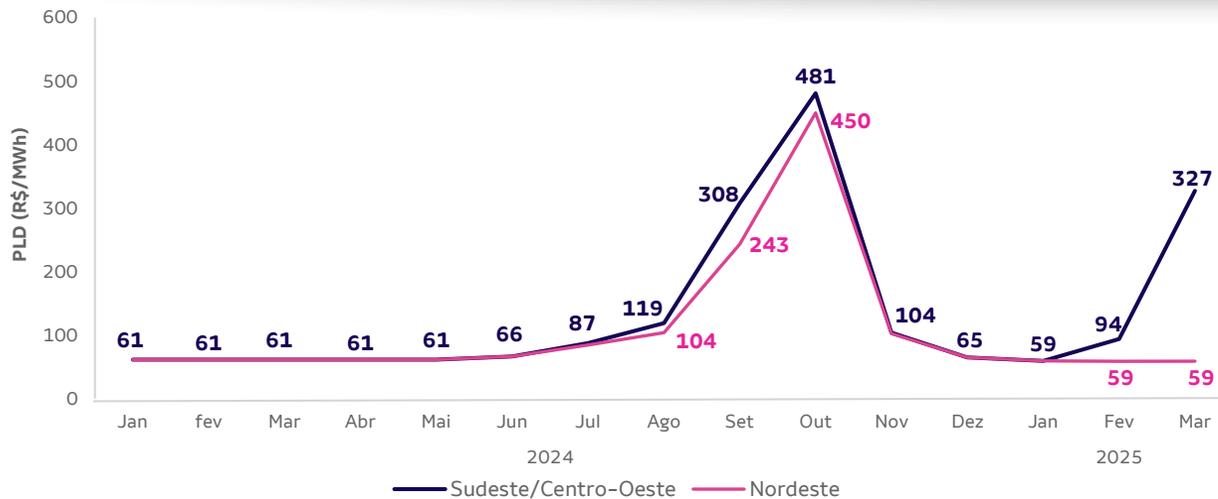


- O **crescimento da carga foi impulsionado pelas temperaturas acima da média**, com destaque para anomalias mais intensas na região Sul, impulsionando o crescimento da carga no período
- Com temperaturas mais altas no 1T25, foram observados **recordes consecutivos de demanda máxima instantânea** no SIN

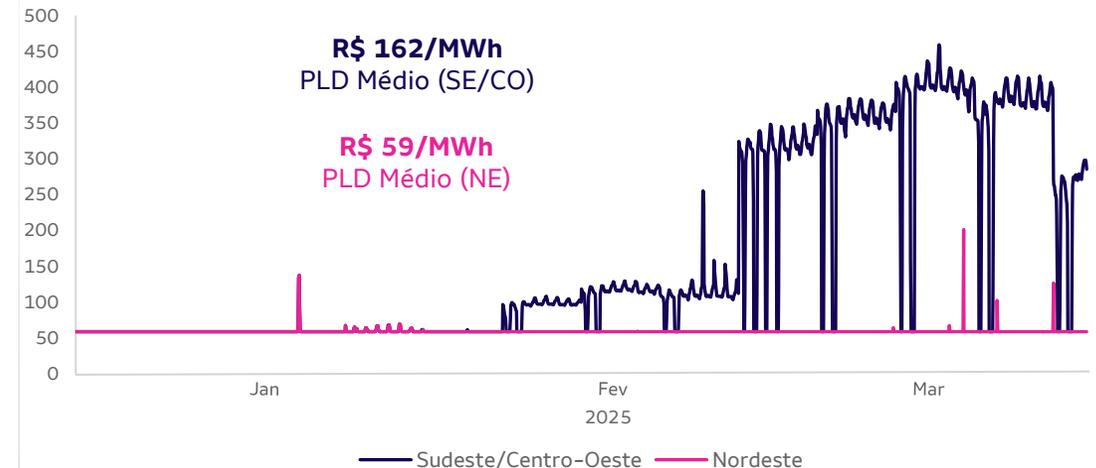
# ...: Evolução do PLD e Descolamento de Preço entre Submercados

O **PLD médio** para o submercado Sudeste/Centro-Oeste foi de **R\$ 162,3/MWh** no 1T25 (ante um PLD médio de R\$ 61,1/MWh no 1T24)

PLD Mensal Submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste (R\$/MWh)



PLD Horário por Submercado no 1T25 (R\$/MWh)



- No 1T25, o **PLD apresentou maior volatilidade** em comparação ao mesmo período de 2024, **principalmente no mês de março**.
- O período também foi marcado por **diversos eventos de descolamento de preços de energia entre os submercados S/SE** em relação aos subsistemas N/NE.

# Agenda

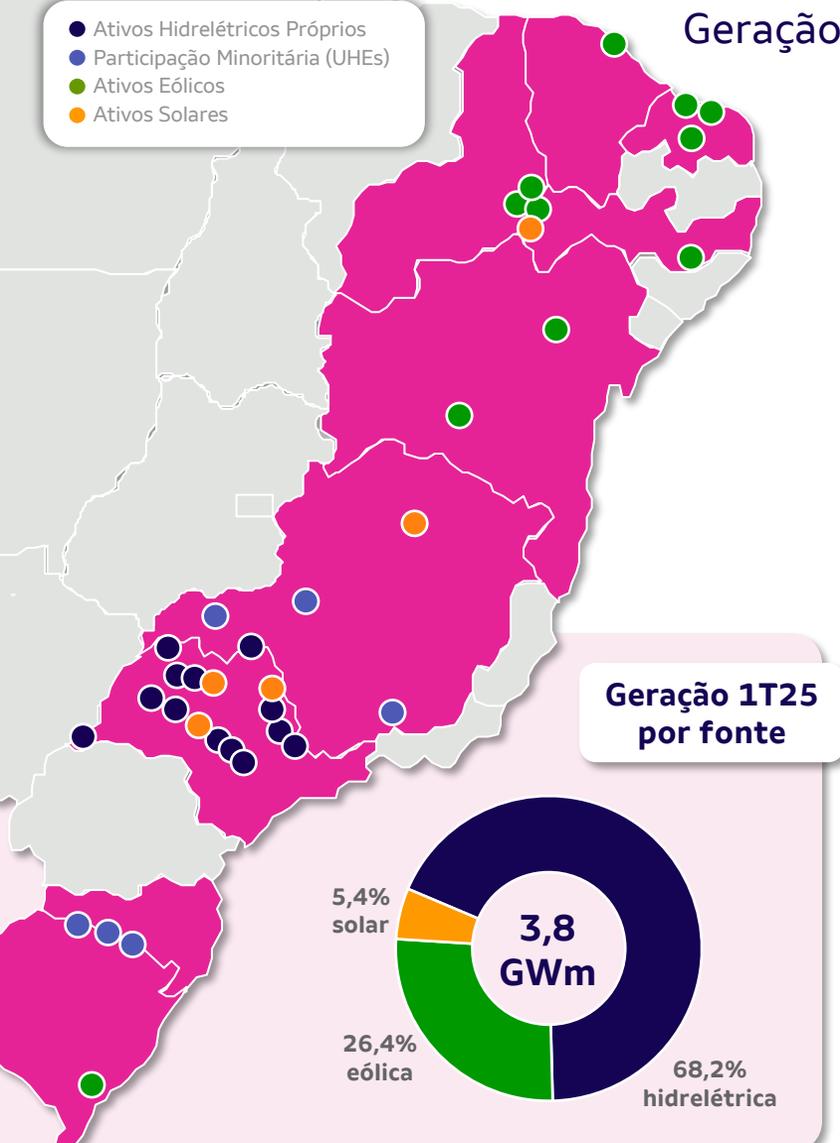
1. Destaques 1T25
2. Mercado de Energia
- 3. Desempenho Operacional**
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Considerações Finais



# ...: Desempenho Operacional Consolidado

Geração total dos ativos próprios da Auren atingiu **3,8 GW médios**, **31% superior** ao 1T24

- Ativos Hidrelétricos Próprios
- Participação Minoritária (UHEs)
- Ativos Eólicos
- Ativos Solares

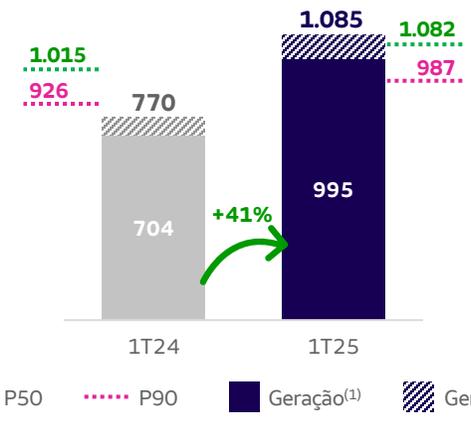


## Hidrelétrica      Eólica      Solar

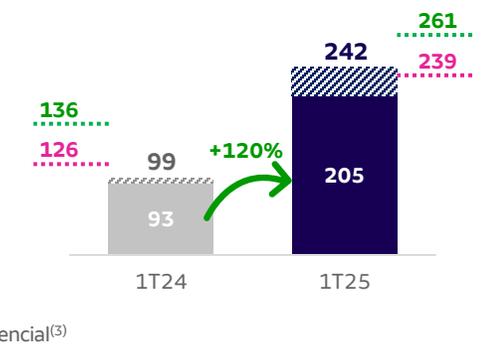
Geração vs. Garantia Física



Geração<sup>(1)</sup> vs. Certificação<sup>(2)</sup>



Geração<sup>(1)</sup> vs. Certificação<sup>(2)</sup>



- Geração de **124%** da garantia física
- Disponibilidade de **96%** vs. Referência ANEEL<sup>(4)</sup> de 93%

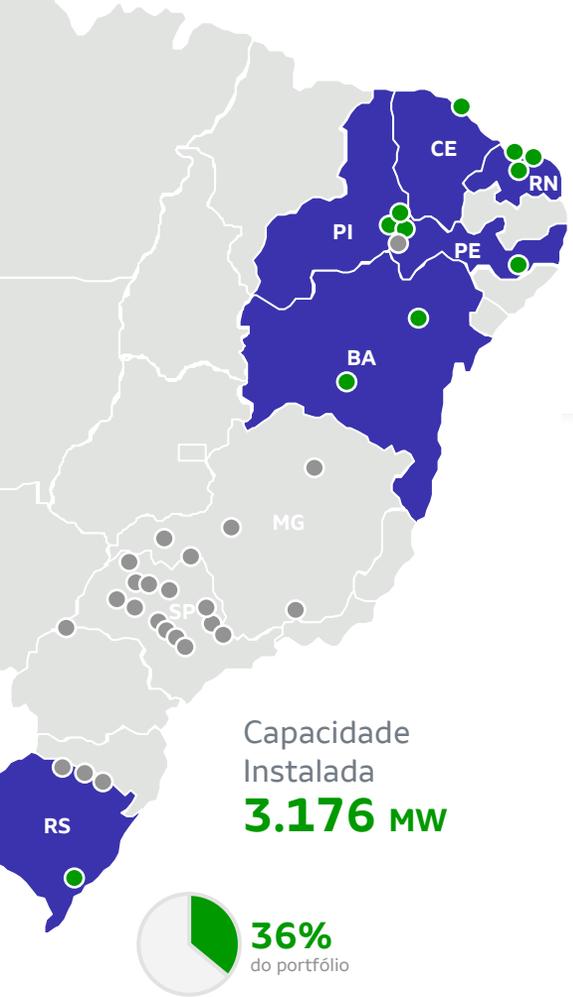
- Geração de **101%** do P90
- Geração potencial de **100%** do P50

- Disponibilidade de **96%** vs. 98% no 1T24
- Geração de **86%** do P90
- Geração potencial de **93%** do P50

(1) Considera a produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento; (2) Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment no portfólio eólico; (3) Certificações mais baixas em 2024, em função do ramp-up de Tucano, Cajuína e Sol do Jaíba; (4) Disponibilidade média ponderada pela capacidade instalada de cada usina.

# ...: Desempenho Operacional – Ativos Eólicos

Mesmo em um cenário ainda de disponibilidade inferior a meta de 95%<sup>(4)</sup> e com impacto do *curtailment* de 8,3%, a geração eólica totalizou **995 MW médios** no trimestre, equivalentes a **101% da expectativa de geração P90**



### GERAÇÃO<sup>(1)</sup>

**995 MWm** no 1T25  
+41% vs. 1T24

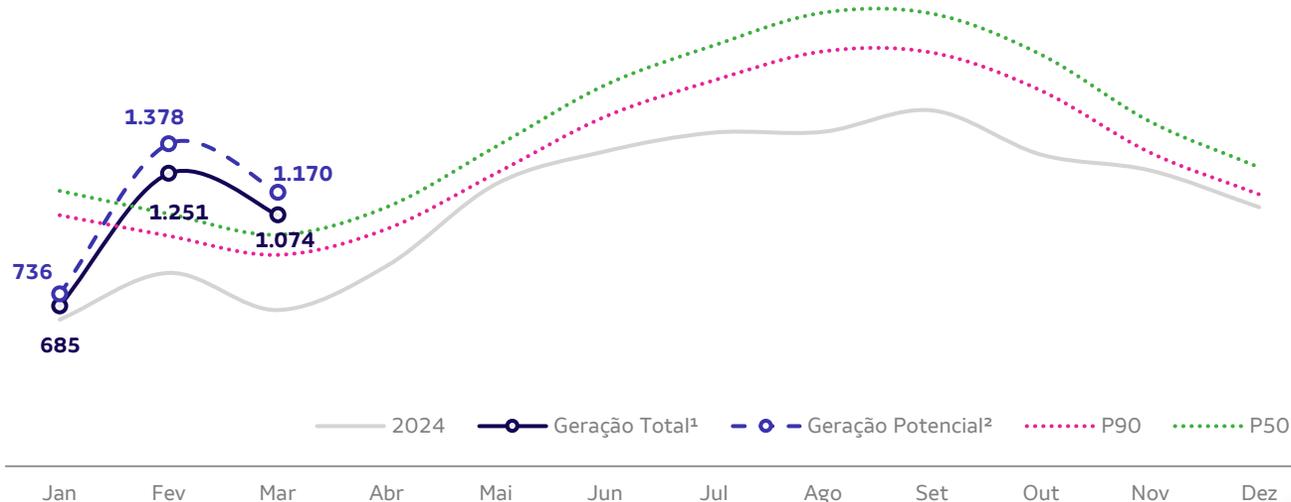
### GERAÇÃO<sup>(1)</sup> VS CERTIFICAÇÃO

**101%** do P90 no 1T25  
**92%** do P50 no 1T25

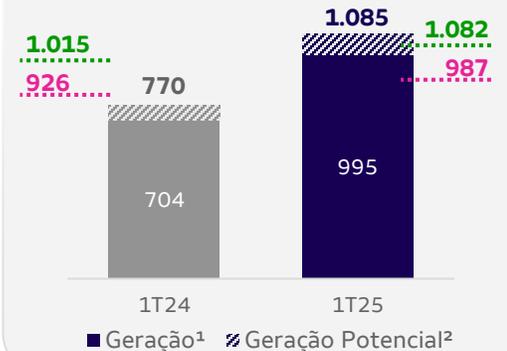
### GERAÇÃO POTENCIAL<sup>(2)</sup>

**110%** do P90 no 1T25  
**100%** do P50 no 1T25

### Geração<sup>(1)</sup>, Geração Potencial<sup>(2)</sup> e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médio)



### Geração<sup>(1)</sup> vs. Certificação<sup>(3)</sup>

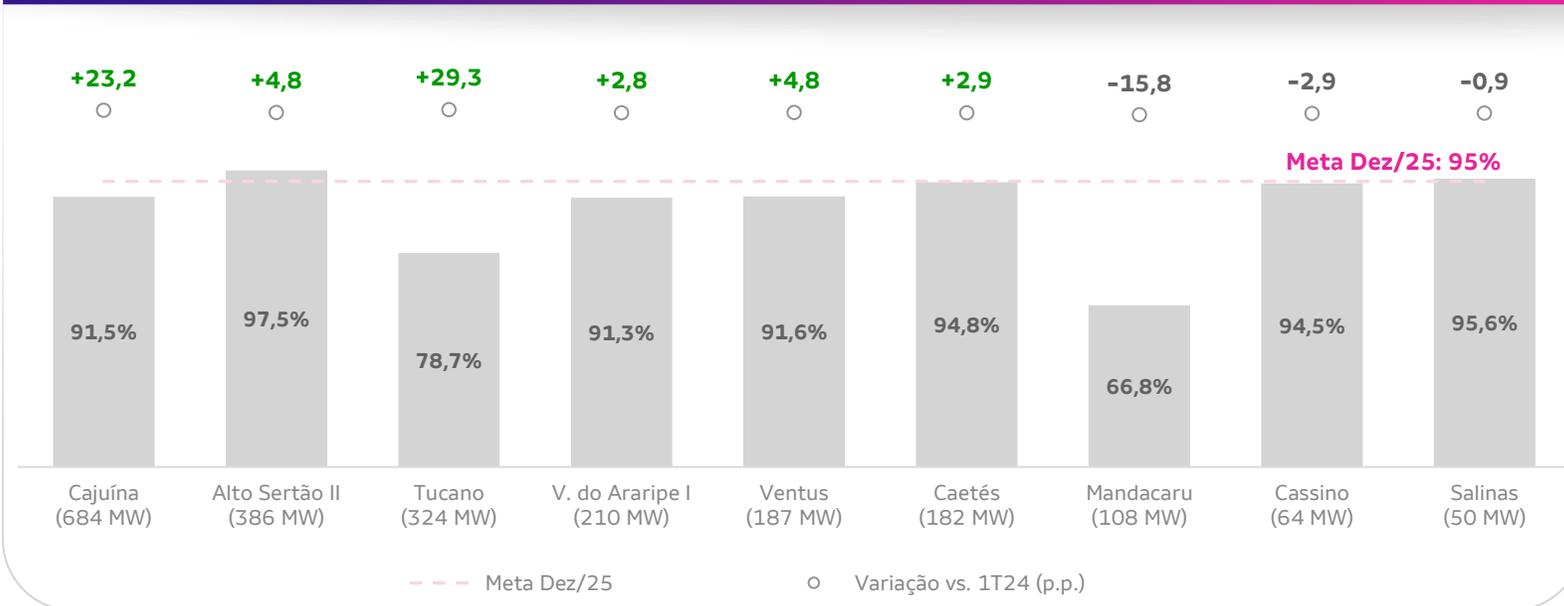


(1) Considera a produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia, passível de ressarcimento;  
 (2) Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment* no portfólio eólico; (3) Certificações mais baixas em 2024, em função do ramp-up de Tucano e Cajuína;  
 (4) Refere-se apenas aos ativos incorporados.

# ...: Desempenho Operacional – Disponibilidade dos Ativos Eólicos

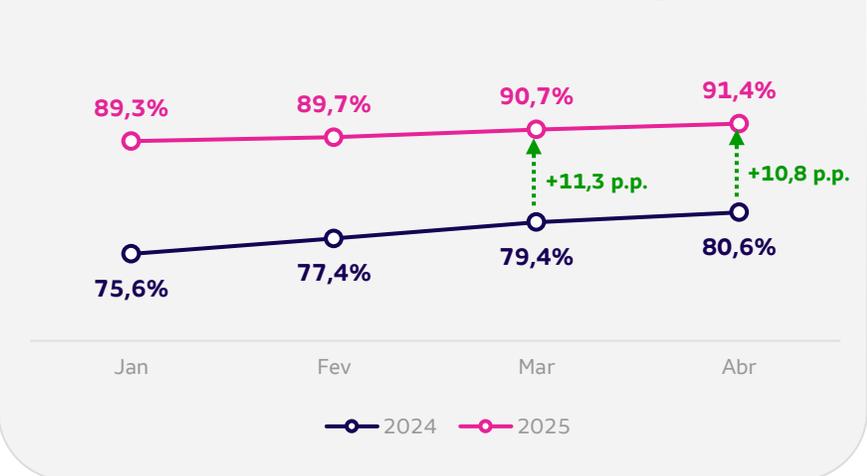
A Companhia avança na **recuperação da disponibilidade** e **otimização da performance**, atuando para que os aerogeradores alcancem eficiência próxima ao seu potencial máximo

## Disponibilidade dos Ativos Eólicos Incorporados – 1T25



## Evolução Mensal da Disponibilidade Média

(ativos incorporados incluindo Tucano e Cajuína)



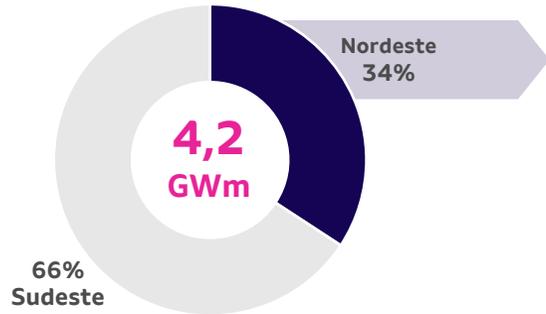
- Recuperação dos ativos incorporados avança conforme o plano, rumo à **meta de 95% de disponibilidade até o final de 2025**
- Tucano (324 MW) e Cajuína (684 MW) apresentaram **evolução substancial da disponibilidade**, embora ainda abaixo dos níveis de referência do projeto
- Mandacaru (108 MW) passa por manutenção de grandes componentes, conforme **plano estruturado desde a aquisição**

# ... Os Benefícios de um Portfólio Ótimo

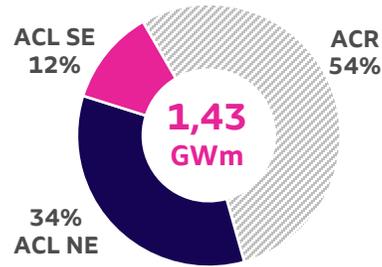
Nosso **portfólio de geração**, diversificado tanto em fontes como em localização, gerou **ganhos expressivos** no 1T25: **+R\$ 60 milhões** com a diferença de preços entre submercados e **+R\$ 18 milhões** com modulação horária

## Portfólio e Balanço Energético por Submercado

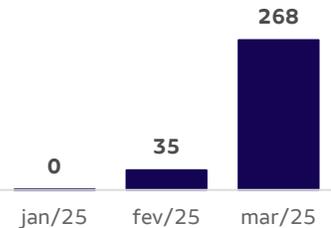
### Portfólio Auren (Garantia Física)



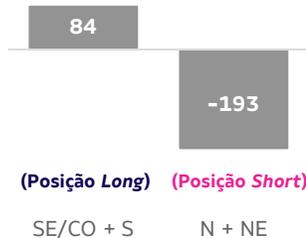
### Vendas Nordeste<sup>(1)</sup>



### Spread Submercado (SE/CO vs. N/NE, R\$/MWh)



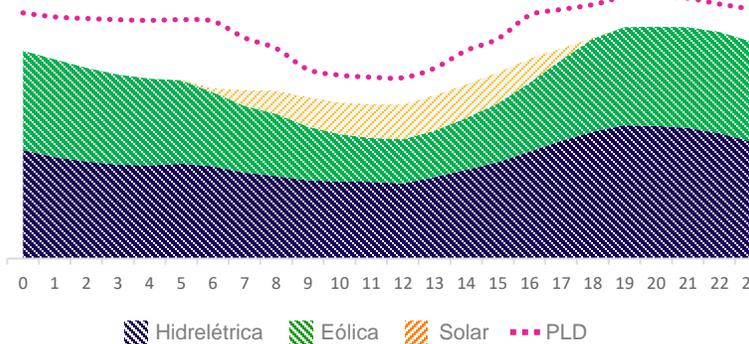
### Portfólio Consolidado (Balanço Energético 1T25 por Submercado)



**Ganhos com Diferença de Preços**  
**R\$ 60 MM**

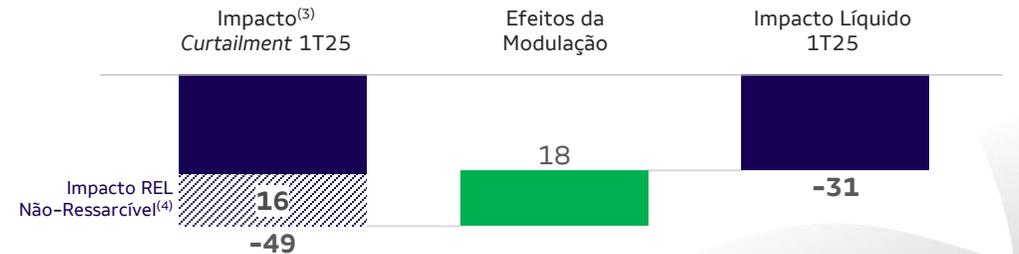
## Efeito da Modulação e Curtailment<sup>(2)</sup>

### Perfil Médio Diário 1T25 Geração e PLD



**Ganhos com Modulação**

**R\$ 18 MM**



(1) Visão anual 2025 do portfólio consolidado; (2) Considera dados ONS para volume de curtailment; (3) Líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL) sujeita à ressarcimento; (4) Parcela não ressarcível relativa aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL) antes do atingimento da franquia anual.

# Agenda

1. Destaques 1T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
- 4. Desempenho Comercial**
5. Desempenho Financeiro
6. Considerações Finais

# ...: Balanço de Energia – Gestão Integrada do Portfólio

A posição *long* do portfólio consolidado para 2027 a 2029 foi reduzida em 88 MW médios. Principais movimentações no 1T25:

- redução de ~55 MWm da posição *long*** para o período de 2027 a 2029, com contratações a preço médio de R\$ 163/MWh
- venda de 33 MWm em autoprodução** na planta Sol de Jaíba

Nível de Contratação  
do Portfólio Consolidado

95%

95%

86%

83%

66%

60%

Nível de contratação  
do Portfólio de Geração

92%

90%

83%

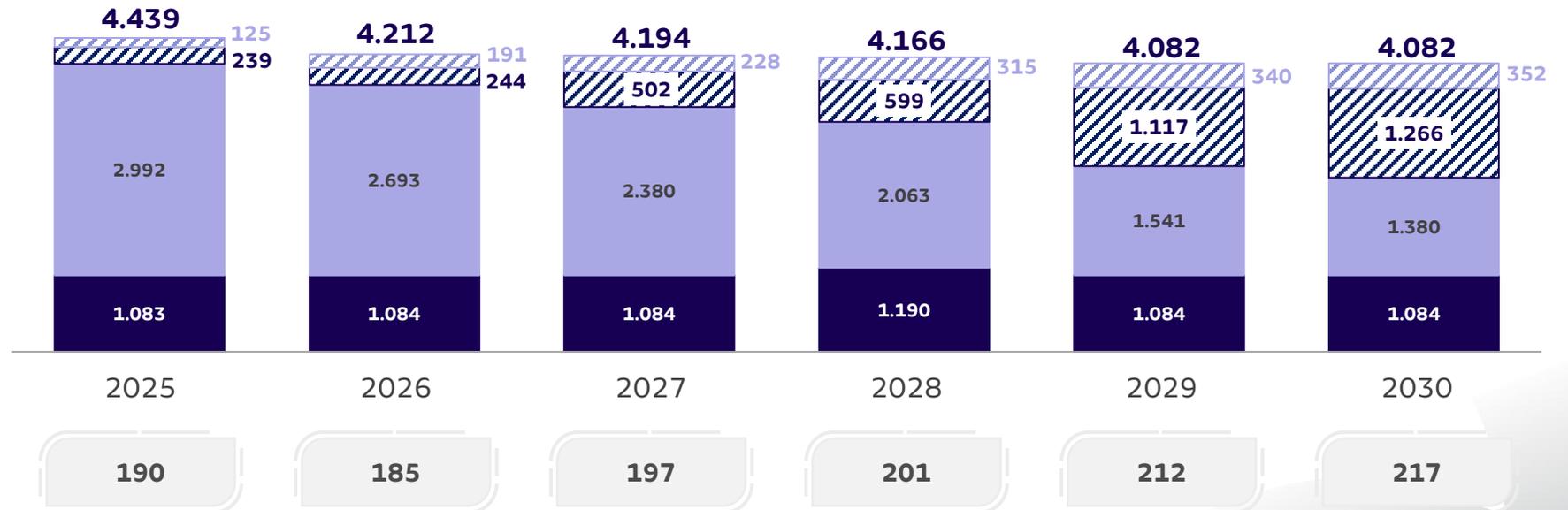
78%

64%

60%

Balanço Energético  
de Geração<sup>(2)</sup> (MWm)

-  Energia Incentivada Descontratada
-  Energia Convencional Descontratada
-  Requisito (Energia Contratada no ACL)
-  Requisito (Energia Contratada no ACR)



Preço Médio de Venda<sup>(1)</sup>  
da Geração (R\$/MWh)

190

185

197

201

212

217

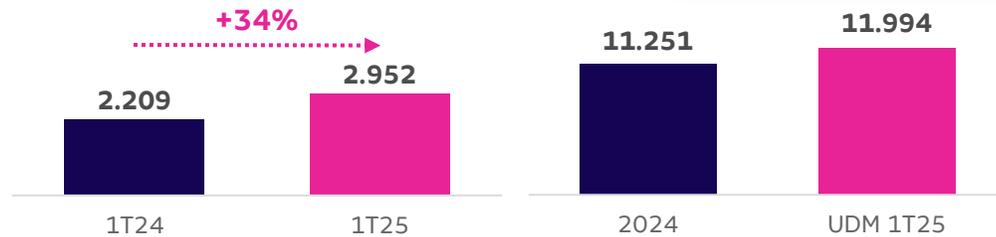
# Agenda

1. Destaques 1T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
- 5. Desempenho Financeiro**
6. Considerações Finais

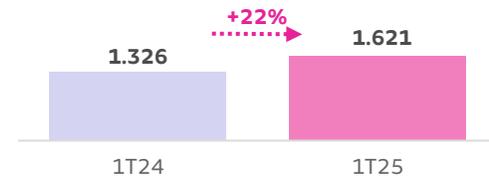
## ...: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

Com a aquisição da AES Brasil em out/24, os números relativos a 2024 estão apresentados em uma **visão proforma não auditada**, considerando a operação combinada de ambas as empresas para fins comparativos

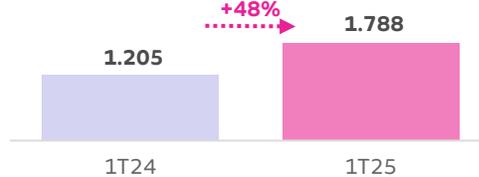
### Receita Líquida (R\$ milhões)



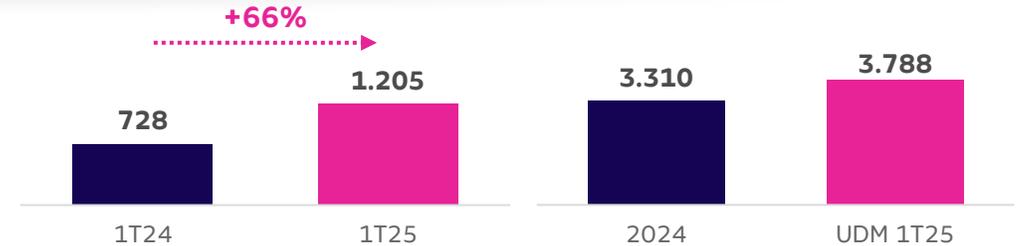
### Geração



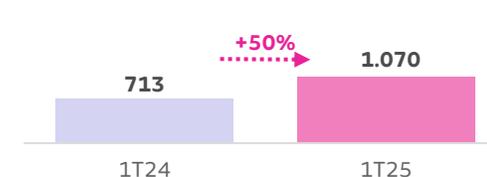
### Comercialização



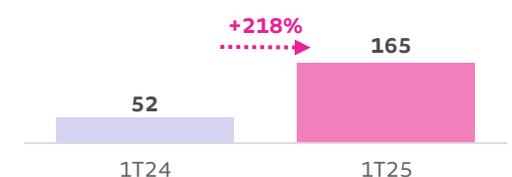
### EBITDA Ajustado (R\$ milhões)



### Geração



### Comercialização



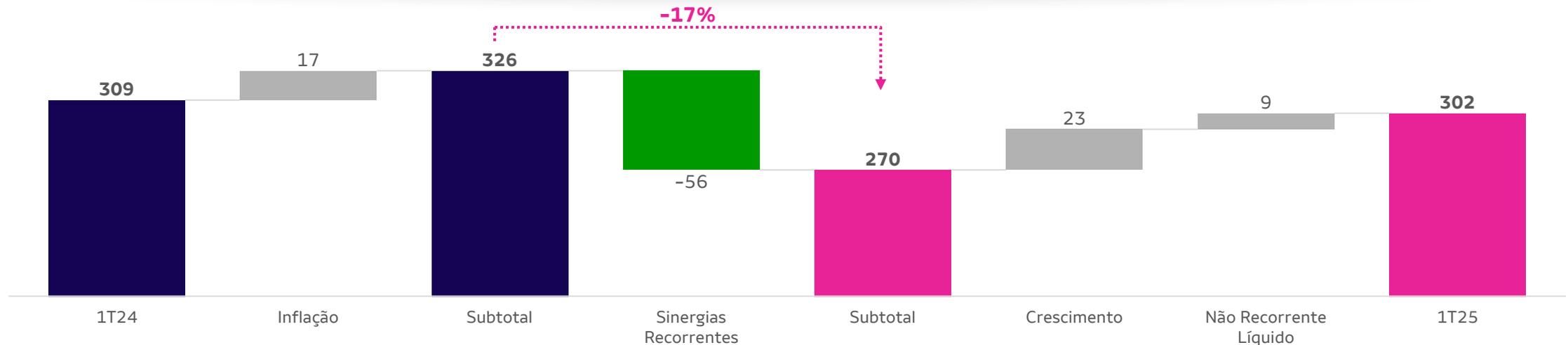
- **Geração:** (i) entrada em operação comercial do **complexo solar Jaíba** e dos **complexos eólicos Tucano e Cajuína**; (ii) **melhor disponibilidade** e aderência à curva de potência; (iii) melhor fator **GSF**; e (iv) ganhos de **R\$ 18 milhões** com modulação horária
- **Comercialização:** (i) **aumento do volume** de energia vendida; (ii) **maior preço médio** de venda; e (iii) ganhos de **R\$ 60 milhões<sup>(1)</sup>** com diferença de preços entre submercados
- **Redução do PMSO:** **redução de R\$ 56 milhões** no trimestre com a captura de sinergias recorrentes
- **JV Tucano Unipar:** EBITDA de **R\$ 10 milhões** no 1T25
- **Dividendos das participações:** **R\$ 58 milhões** no 1T25
- **Índice de conversão de caixa:** **45%** no trimestre

(1) Parte relevante dos ganhos alocados no segmento de comercialização.

## ...: Desempenho Financeiro – Sinergias de PMSO

**R\$ 56 milhões em sinergias capturadas no 1T25**, em linha com os **R\$ 250 milhões em sinergias anuais** mencionadas na última divulgação de 2024 – mais que o dobro do montante anunciado na combinação de negócios

PMSO (R\$ milhões)



### Sinergias recorrentes:

- **Despesas de Pessoal:** sinergia alcançada com redução de posições na estrutura no âmbito do processo de integração entre Auren e AES Brasil
- **Despesas com Materiais, Serviços e Outros:** ações de otimização dos escopos, com captura de ganhos em tecnologia, otimização de consultorias, renegociação de seguros, revisão da programação de viagens, publicação e auditoria das DFs, entre outros

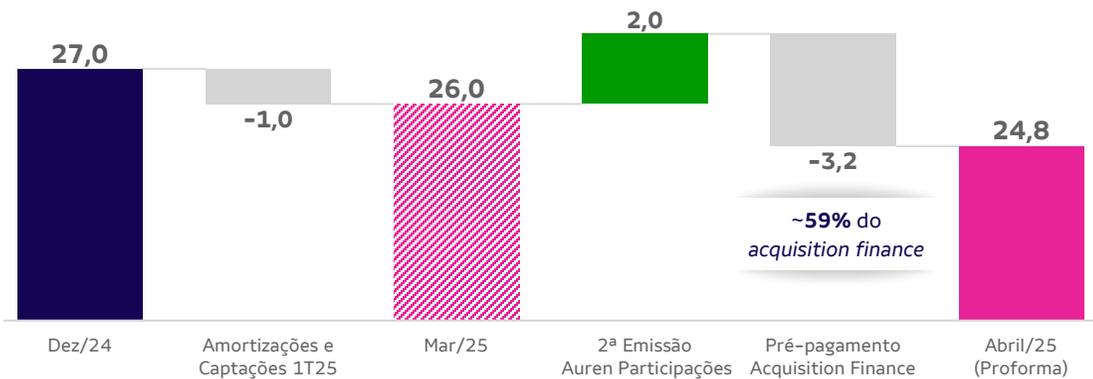
**Crescimento:** variação relacionada ao início das operações de Jaíba, Tucano e Cajuína, além das operações de GUD e Esfera

**Não Recorrente Líquido:** gastos não recorrentes relacionados à aquisição da AES Brasil (desmobilização de pessoas e do escritório, fees jurídicas e financeiras, escritório de integração, descomissionamento de sistemas)

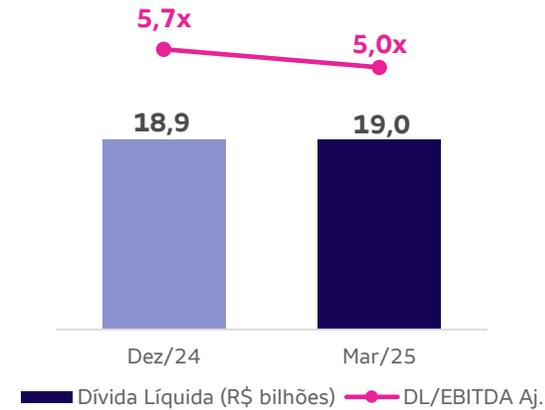
# ...: Desempenho Financeiro – Gestão Eficiente da Estrutura de Capital

Com o **crescimento do EBITDA ajustado** dos últimos 12 meses, a Auren apresentou uma **redução de 0,7x na alavancagem** no trimestre se comparado à dezembro de 2024, reforçando **seu compromisso com a desalavancagem**

## Movimentação e Perfil da Dívida Bruta Proforma<sup>(1)</sup> (R\$ bilhões)



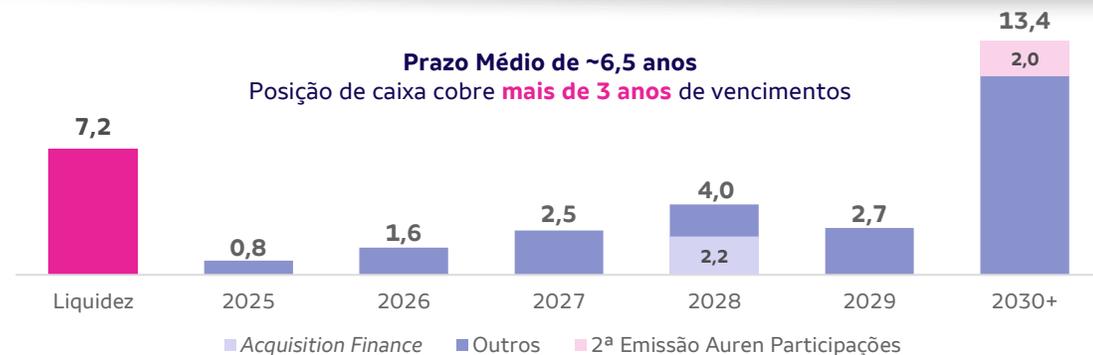
## Alavancagem



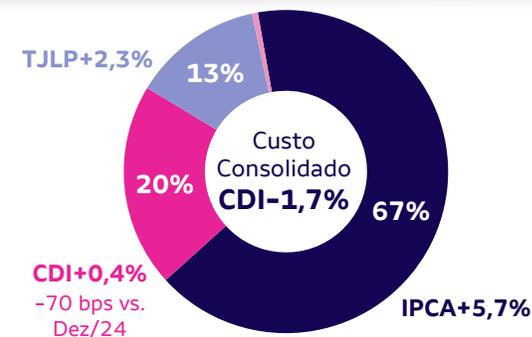
## Principais Indicadores

Indicador	4T24	1T25	Δ
Prazo Médio (anos)	5,9	6,5	+0,6
Custo Médio (% a.a.)	CDI -0,7%	CDI -1,7%	-100 bps
Alavancagem (DL/EBITDA)	5,7x	5,0x	-0,7x

## Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma<sup>(1)</sup> (R\$ bilhões)



## Perfil da Dívida Líquida



## Ratings

FitchRatings

MOODY'S RATINGS

**AAA**

Auren Energia e Subsidiárias

# Agenda

1. Destaques 1T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
- 6. Considerações Finais**

## ...: Principais *Takeaways*

**Resultados Recordes:** Auren apresenta primeiro trimestre de resultados combinados com EBITDA recorde de R\$ 1,2 bilhão

**Portfólio de Geração Resiliente:** o portfólio robusto, equilibrado e diversificado em termos de fontes de geração e localização geográfica, combinado à atuação estratégica da maior comercializadora do país, reforça a resiliência operacional da Companhia e contribui de forma eficaz para a mitigação de riscos, além de gerar resultados positivos

**Maior Comercializadora de Energia do País:** com atuação estratégica em diferentes segmentos de clientes, mitigando riscos e gerando valor através da antecipação de movimentos de mercado

**Integração e Captura de Sinergias:** conclusão da integração prevista para o 2S25, com captura de valor a partir das sinergias da integração com AES Brasil nas frentes de PMSO, recuperação da disponibilidade e gestão financeira

**Início da Desalavancagem:** 0,7x de redução da alavancagem (Dívida Líquida/ EBITDA) no trimestre, atingindo uma alavancagem de 5,0x no 1T25 em função da forte agregação de EBITDA do trimestre





## Relações com Investidores



[ri.aurenenergia.com.br](http://ri.aurenenergia.com.br)



[ri@aurenergia.com.br](mailto:ri@aurenergia.com.br)



# 1Q25

## Results Presentation

MAY 2025

## Legal Disclaimer

This material contains summarized information that involves a certain degree of risk and uncertainty regarding business, financial, strategic, and economic trends, among others. It is based on assumptions, data, or methods that, although considered reasonable by the Company, may be incorrect or inaccurate, may not materialize, or may be beyond the Company's control. As a result, the Company's actual results may differ significantly from those indicated or implied in this material.

The Company does not guarantee, in any form or to any extent, that the trends disclosed in this material will be confirmed. The information and opinions contained herein should not be construed as recommendations to current or potential investors, and no investment decision should be based on the timeliness or completeness of such information or opinions. None of the Company's representatives, advisors, or related parties shall be held liable for any losses that may arise from the use of or reliance on the content of this material.

Given the completion of the transaction with AES Brasil Energia on October 31, 2024, and in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 1Q25 data, the figures related to the March 2024 Quarterly Financial Information are presented on an unaudited pro forma basis, reflecting the combined operations of AES Brasil Energia and the Company as of January 1, 2024, for comparative purposes only. Accordingly, the financial results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A. disclosed in the March 2024 Quarterly Financial Information were consolidated by summing the figures of both companies and eliminating intercompany transactions. In addition, reclassifications between line items in the income statement (P&L) were made to enhance comparability and improve presentation.

# Agenda

## 1. 1Q25 Highlights

2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Closing Remarks

# ...: 1Q25 Highlights

Auren reports record-high **Adjusted EBITDA of R\$ 1.2 billion** in 1Q25, **growth of 66%** compared to 1Q24, and leverage of 5.0x Net Debt/Adjusted EBITDA

## First Full Quarter as a Combined Company

Auren remains focused on strategic priorities centered around two fundamental objectives: (i) **completion of the AES Brasil's integration**; and (ii) **deleveraging**

## Improved Availability of Acquired Assets

**Availability of 90%** in 1Q25, an increase of **12.4 p.p.** when compared to 1Q24

## Synergies Capture

Gains from recurring synergies in PMSO represented **savings of R\$ 56 million** in 1Q25, in line with the annual **synergies of R\$ 250 million** mentioned in the previous quarter

## Liability Management

Auren Participações announced its 2<sup>nd</sup> debentures issuance<sup>(2)</sup> of **R\$ 2.0 billion**, 10-year term, cost of CDI-0.50% p.a. and AAA rating by Moody's. Also announced the **extraordinary amortization of R\$ 3.2 billion** (59%) of the R\$ 5.4 billion acquisition finance for the acquisition of AES

## Record Results

Auren recorded its **highest Adjusted EBITDA ever**. The Generation segment reached an Adjusted EBITDA of R\$ 1.1 billion, and the Trading segment R\$ 165 million, **totaling R\$ 1.2 billion**, an **increase of 66%** compared to 1Q24

## Start of the Deleveraging Process

The **strong EBITDA aggregation** resulted in a leverage (Net Debt/Adjusted EBITDA) of 5.0x, a **reduction of 0.7x** compared to December 2024

# Agenda

1. 1Q25 Highlights

## 2. Energy Market

3. Operational Performance

4. Commercial Performance

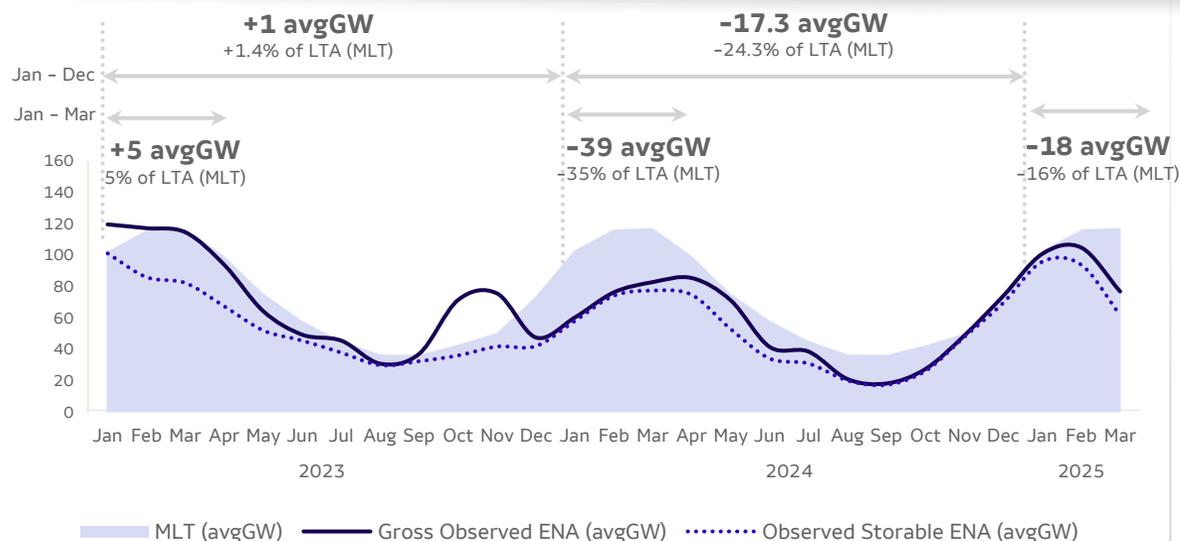
5. Financial Performance

6. Closing Remarks

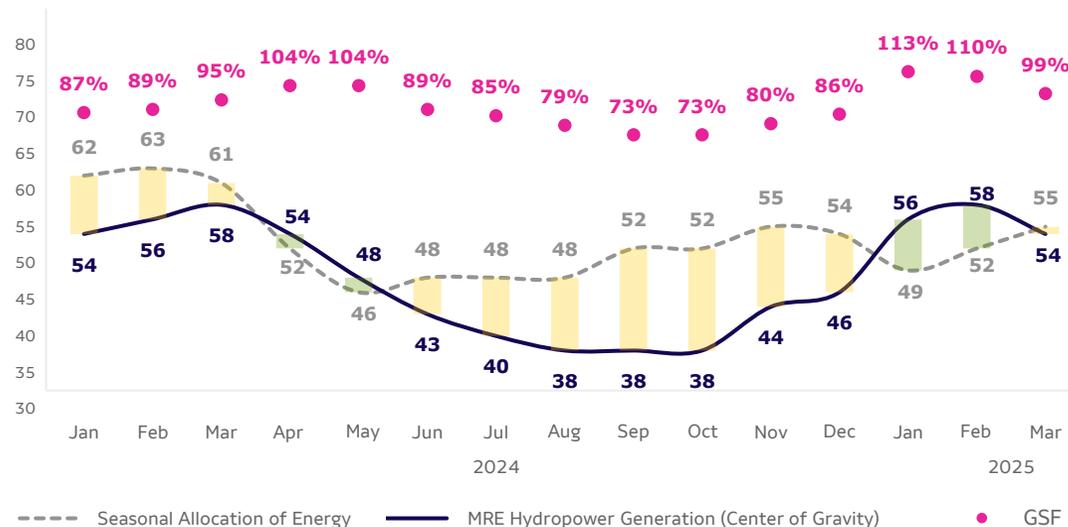
# ... Performance of the National Interconnected System- SIN<sup>(1)</sup>

Reservoir levels reached **69.5%** at the end of **1Q25**, while hydroelectric generation was **7% above the firm energy** in the period

## Affluent Natural Energy<sup>(2)</sup> (ENA) – SIN (% MLT)



## Evolution of Stored Energy – SIN (avgGW, % GSF)



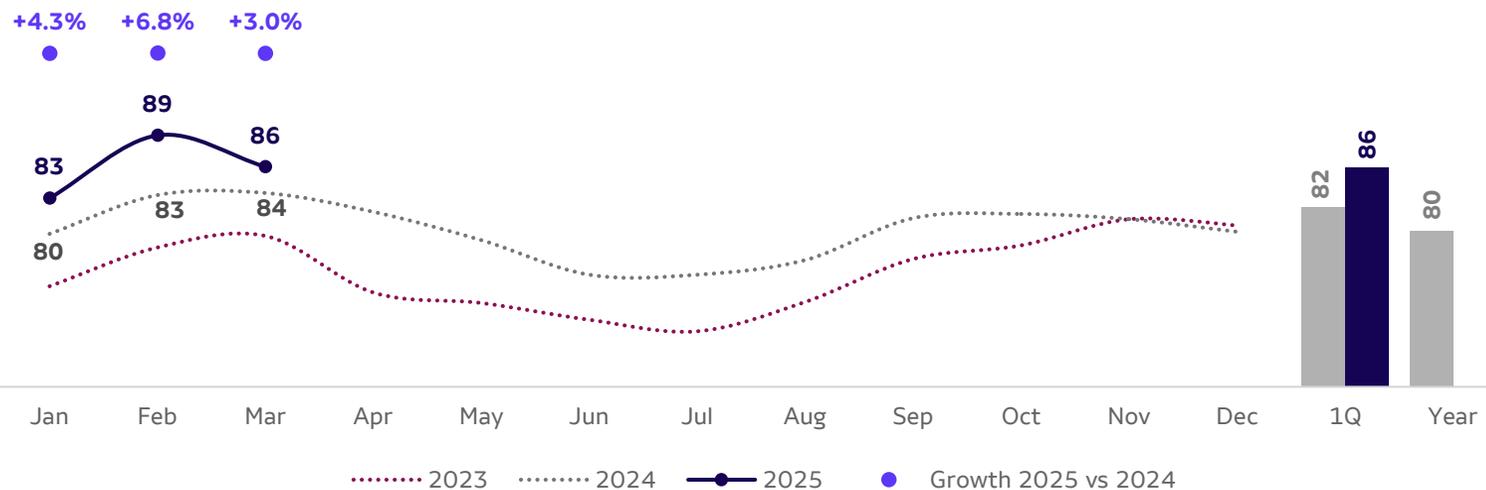
- The SIN's ENA for the quarter was 16% below the LTA. In March, it was 34 p.p. below the LTA – the **worst historical record ever observed** for the month
- Despite the deterioration compared to previous years, **reservoir levels** reached **69.5%** at the end of 1Q25, 17 p.p. above the average of the past 10 years **due to the favorable hydrology observed in 4Q24**

- The variation in the GSF between the periods is due to the average seasonal allocation of the assured energy of the MRE power plants, with **lower allocation** in 1Q25 compared to 1Q24

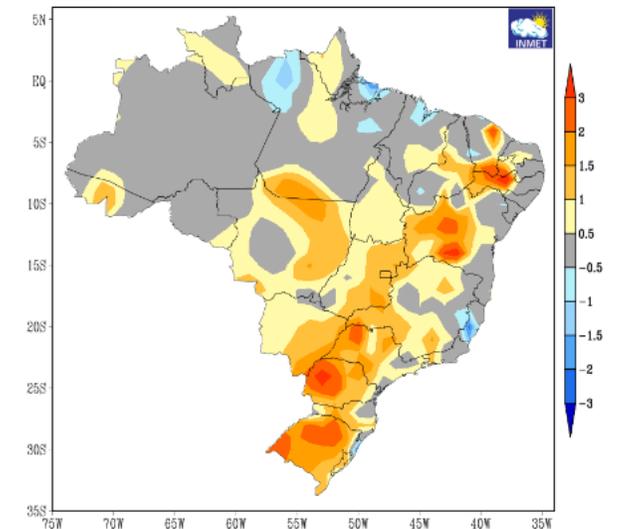
# ...: Energy Load and Temperature Profile

Energy demand increased by 5% in 1Q25 compared to 1Q24<sup>(1)</sup>, representing an additional average consumption of 3.9 GW

## Energy Demand<sup>(1)</sup> - SIN (avgGW)



## Temperature Anomaly<sup>(2)</sup> - 1TQ5 (°C)



- **Load growth was driven by above-average temperatures**, with particularly strong anomalies in the South region, which boosted demand during the period
- With higher temperatures in 1Q25, **consecutive records of peak instantaneous demand** were observed in the SIN

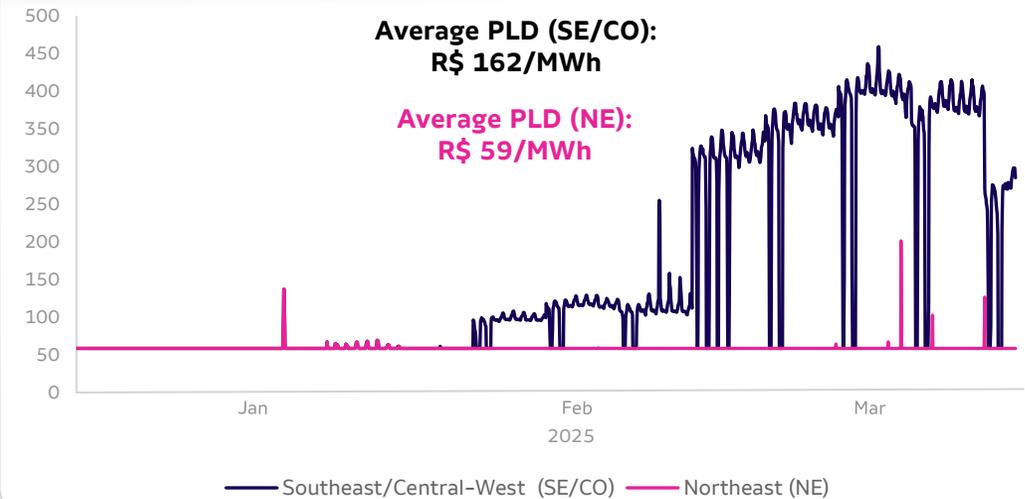
# ...: PLD Evolution and Price Spread Between Submarkets

The **average PLD** for the Southeast/Central-West submarket was **R\$ 162.3/MWh** in 1Q25 (compared to an average PLD of R\$ 61.1/MWh in 1Q24)

Monthly PLD – Southeast/Middle-West and Northeast Submarkets (R\$/MWh)



Hourly PLD by Submarket in 1Q25 (R\$/MWh)



- In 1Q25, the PLD showed greater volatility compared to the same period in 2024, especially in the month of March
- Additionally, 1Q25 was marked by several instances of price divergence between the S/SE submarkets and the N/NE subsystems

# Agenda

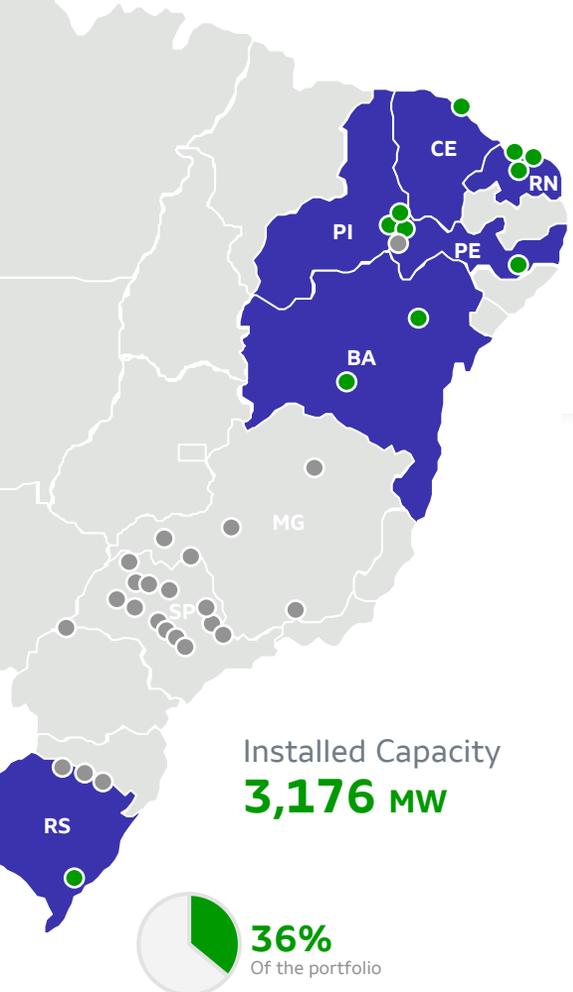
1. 1Q25 Highlights
2. Energy Market
- 3. Operational Performance**
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Closing Remarks





# ...: Operational Performance – Wind Assets

Even in a scenario where availability is still below the target of 95%<sup>(4)</sup> and with the impact of curtailment of 8.3%, wind generation totaled **995 avgMW** in the quarter, equivalent to **101% of the P90** expectation



### GENERATION<sup>(1)</sup>

**995 avgMW** in 1Q25  
+41% vs. 1Q24

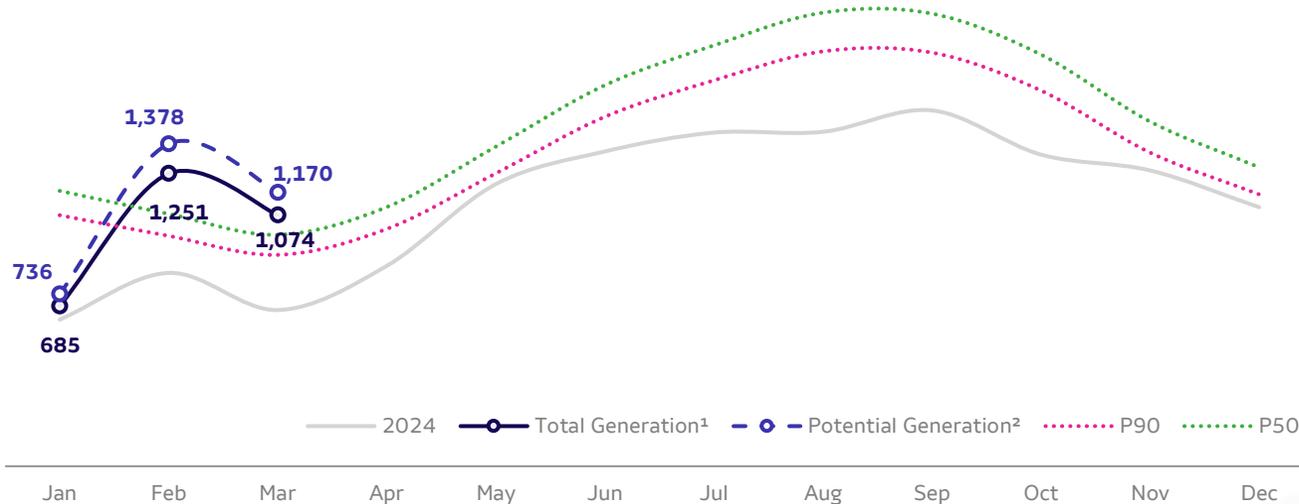
### GENERATION<sup>(1)</sup> VS CERTIFICATION

**101%** of P90 in 1Q25  
**92%** of P50 in 1Q25

### POTENTIAL GENERATION<sup>(2)</sup>

**110%** of P90 in 1Q25  
**100%** of P50 in 1Q25

Generation<sup>(1)</sup>, Potential Generation<sup>(2)</sup> and P50 and P90 Certification (avgMW)



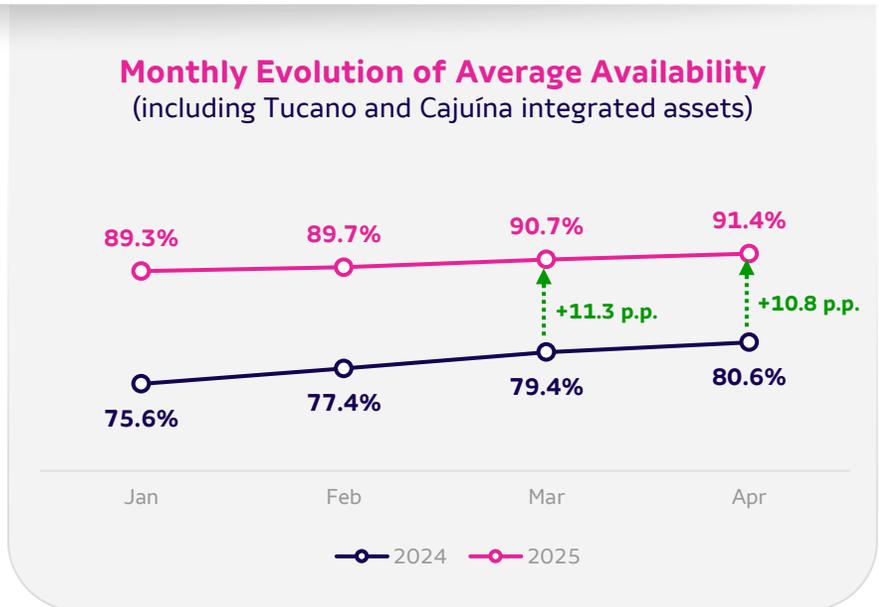
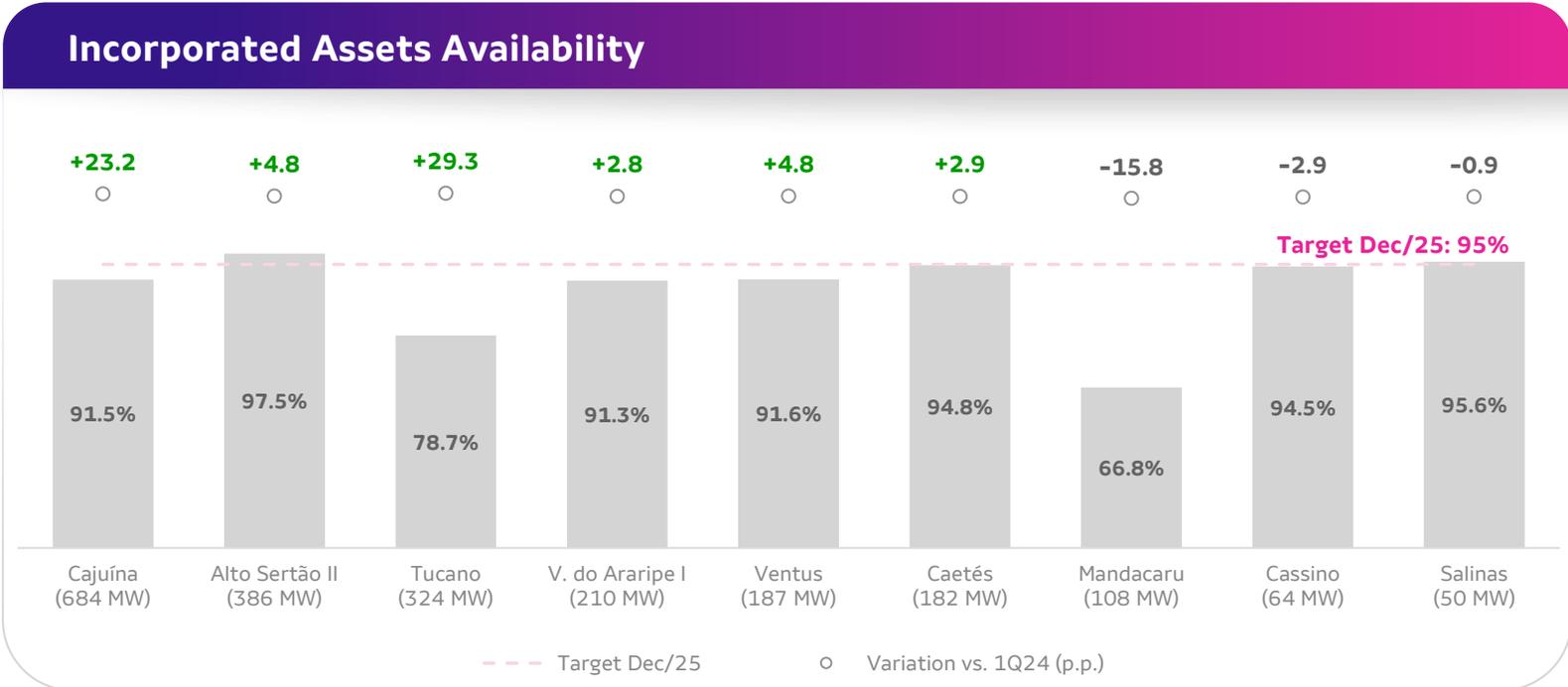
### Generation<sup>(1)</sup> vs. Certification<sup>(3)</sup>



Notes: (1) Considers the energy production of wind assets combined with the generation restriction due to External Unavailability Reason (REL) beyond the deductible, subject to reimbursement; (2) Considers the sum of the total volume of energy generated and the total volume of curtailment in the wind portfolio; (3) Lower certifications in 2024 due to the ramp-up of Tucano and Cajuína; (4) Refers only to the incorporated assets.

# Operational Performance – Wind Assets Availability

With an **integrated approach**, the Company is making progress in **restoring availability and optimizing performance**, working to ensure that wind turbines operate close to their maximum potential efficiency

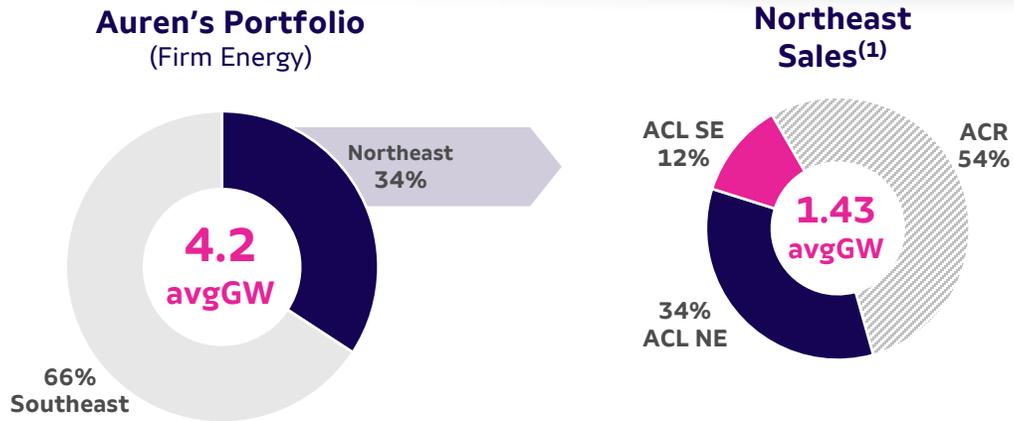


- Recovery of the integrated assets is progressing as planned, aiming to **reach the target of 95% availability by the end of 2025**
- Tucano (324 MW) and Cajuína (684 MW) showed substantial improvement in availability, although still below the project's reference levels
- Mandacaru (108 MW) is undergoing major component maintenance, in line with the structured plan established since the acquisition

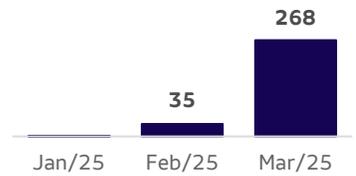
# ...: The Benefits of an Optimum Portfolio

Our generation portfolio, diversified in sources and location, generated significant gains in 1Q25: **+R\$ 60 million** with price spreads between submarkets and **+R\$ 18 million** with hourly modulation

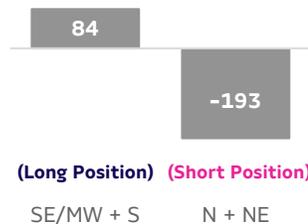
## Portfolio and Energy Balance by Submarket



### Submarket Spread (SE/MW vs. N/NE, R\$/MWh)



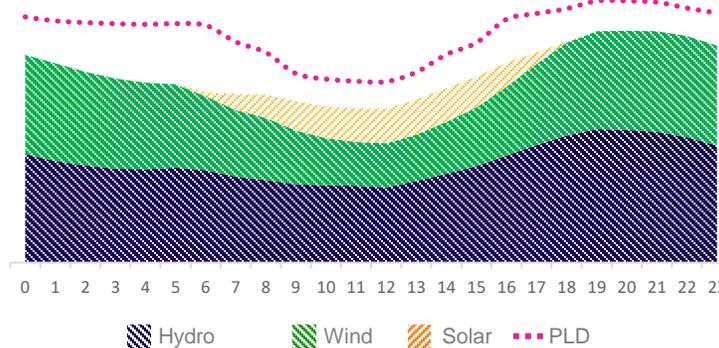
### Consolidated Portfolio (1Q25 Energy Balance per Submarket)



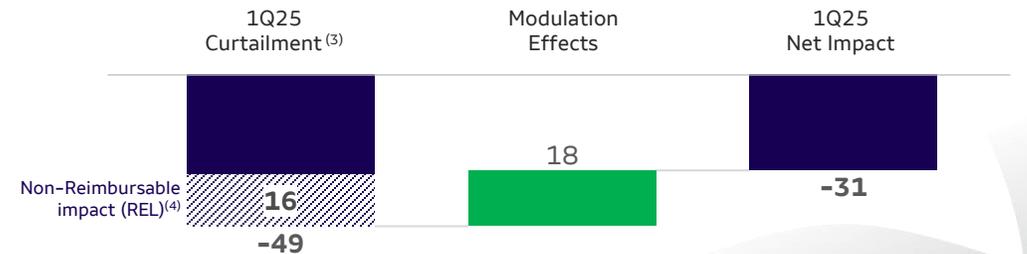
**Gains from Price Spreads**  
**R\$ 60 MM**

## Modulation and Curtailment Effects<sup>(2)</sup>

### 1Q25 Average Daily Profile Generation and PLD



**Modulation Gains**  
**R\$ 18 MM**



Notes: (1) 2025 annual view of the consolidated portfolio. ACR = Regulated Contracting Environment from Portuguese 'Ambiente de Contratação Regulado'; ACL = Free Contracting Environment from Portuguese 'Ambiente de Contratação Livre'; (2) Considers ONS data for curtailment volume; (3) Net of the reimbursable portion related to cuts due to External Unavailability (REL), subject to reimbursement; (4) Non-reimbursable portion related to cuts due to External Unavailability (REL) before reaching the annual deductible.

# Agenda

1. 1Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
- 4. Commercial Performance**
5. Financial Performance
6. Closing Remarks

# Energy Balance – Integrated Portfolio Management

The long position of the consolidated portfolio for 2027 to 2029 was reduced by 88 average MW. Main movements in 1Q25:

- i. **Reduction of ~55 avgMW of the long position** for 2027 to 2029, with an average price contracted of R\$ 163/MWh
- ii. **Sale of 33 avgMW at Sol de Jaíba solar complex in self-generation**

Contracted Level of the Consolidated Portfolio

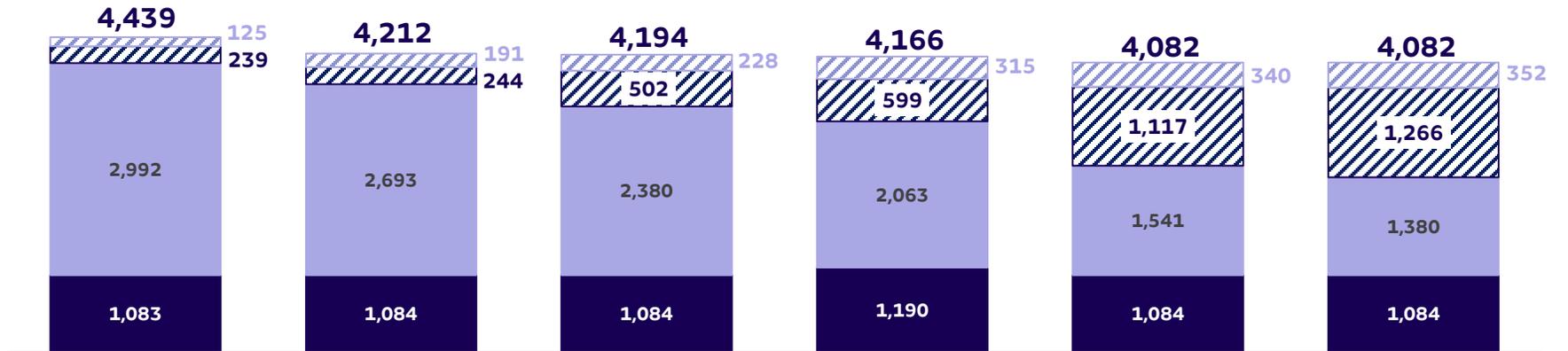


Contracted Level of Generation Portfolio



Generation's Energy Balance<sup>(1)</sup> (avgMW)

- Decontracted Incentivized Energy
- Decontracted Conventional Energy
- Requirements (Energy Contracted at ACL)
- Requirements (Energy Contracted at ACR)



Sale Average Price<sup>(2)</sup> Generation (R\$/MWh)



Notes: (1) Includes own assets and 50% of the physical guarantee of Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro. Physical guarantees are net of losses in the basic network for all years and net of GSF only for the period already realized (1Q25); (2) Price before taxes, reference date: Mar/25.

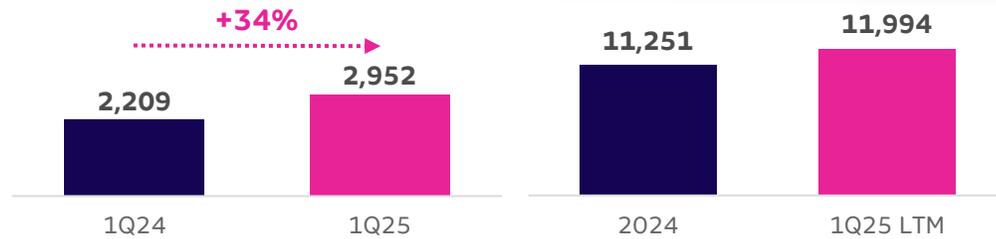
# Agenda

1. 1Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
- 5. Financial Performance**
6. Closing Remarks

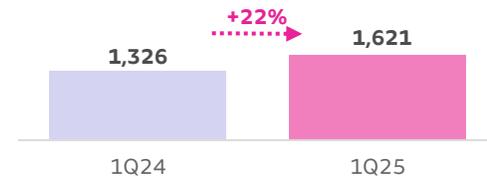
## ...: Financial Performance – Revenue and EBITDA

Following the acquisition of AES Brasil in Oct/24, the 2024 figures are presented on an **unaudited proforma basis**, reflecting the combined operations of both companies for comparative purposes

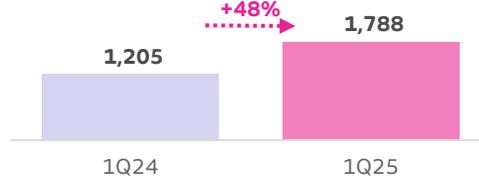
### Net Revenue (R\$ million)



### Generation



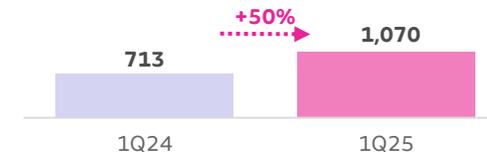
### Energy Trading



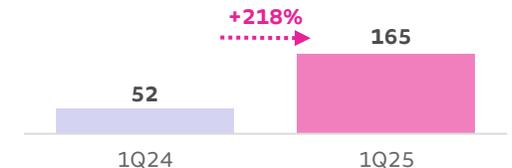
### Adjusted EBITDA (R\$ million)



### Generation



### Energy Trading



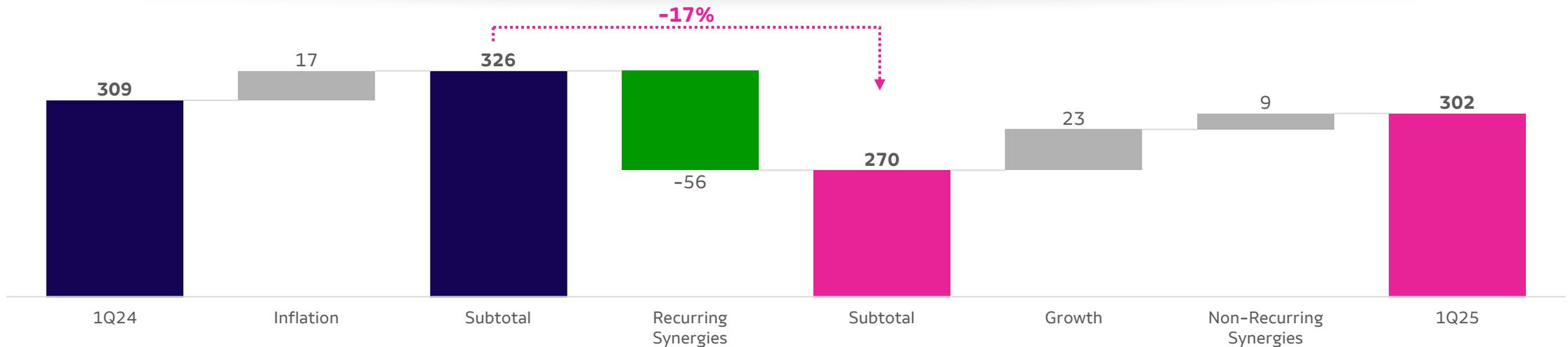
- **Generation:** (i) start of commercial operations at the **Jaíba solar complex** and the **Tucano and Cajuína wind complexes**; (ii) **improved availability** and adherence to the power curve; (iii) improved **GSF** factor; and (iv) **R\$ 18 million gains** from hourly modulation.
- **Energy trading:** (i) **increase** in energy sales volume; (ii) **higher** average selling price; and (iii) **R\$ 60 billion<sup>(1)</sup> in gains** from price differences between sub-markets.
- **PMSO reduction:** **R\$ 56 million reduction** in the quarter through the capture of recurring synergies.
- **JV Tucano Unipar:** **R\$ 10 million EBITDA** in 1Q25
- **Dividends from equity interests:** **R\$ 58 million** in 1Q25.
- **Cash conversion ratio:** **45%** in the quarter.

(1) A relevant portion of the gains was allocated to the trading segment.

## ...: Financial Performance – PMSO Synergies

RR\$ 56 million in synergies captured in 1Q25, in line with the R\$ 250 million in annual synergies mentioned in the last disclosure of 2024 — more than twice the amount announced at the time of the business combination

PMSO (R\$ million)



### Recurring Synergies:

- **Personnel expenses:** synergies achieved through workforce reduction as part of the integration process between Auren and AES Brasil.
- **Materials, Services and Other expenses:** scope optimization initiatives, capturing gains in technology, consulting optimization, insurance renegotiations, travel planning review, publication and auditing of financial statements, among others.

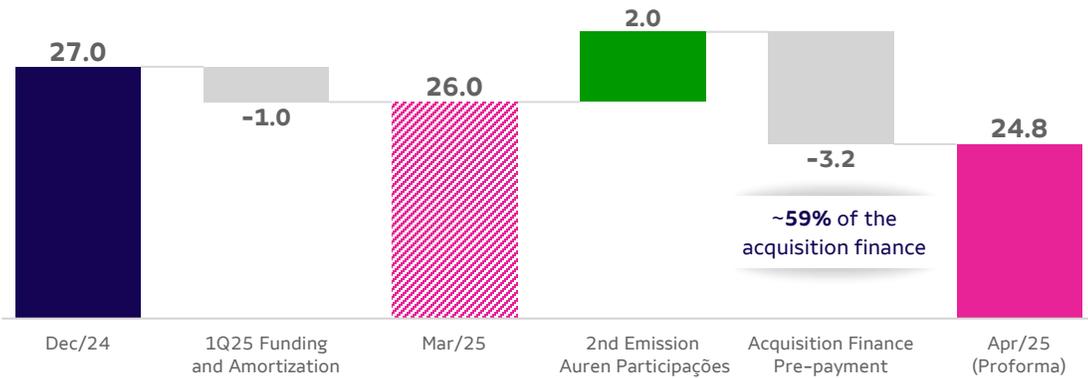
**Growth:** variation related to the start of operations at Jaíba, Tucano and Cajuína, as well as the GUD and Esfera operations.

**Net Non-Recurring:** non-recurring expenses related to the acquisition of AES Brasil (staff and office downsizing, legal and financial fees, integration office, and decommissioning of systems).

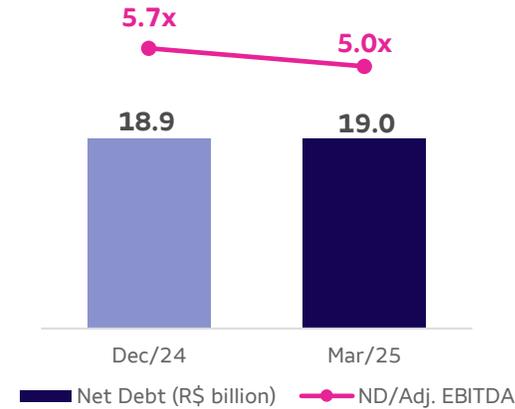
# ...: Financial Performance – Efficient Capital Structure Management

With the **growth in adjusted EBITDA** over the past 12 months, Auren reported a **0.7x reduction in leverage** during the quarter compared to December 2024, reinforcing its **commitment to deleveraging**

## Proforma Gross Debt Evolution and Profile<sup>(1)</sup> (R\$ billion)



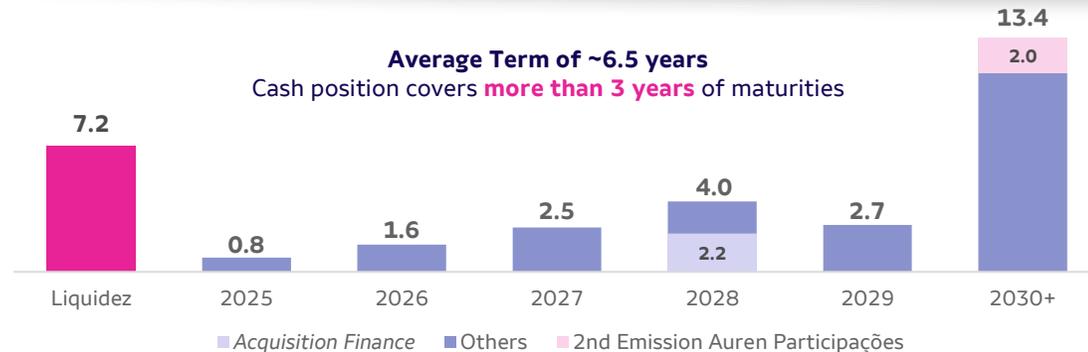
## Leverage



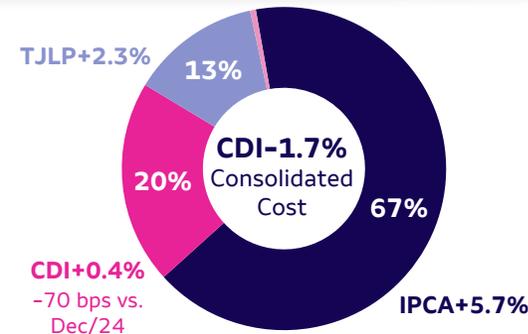
## Main Indicators

Indicator	4Q24	1Q25	Δ
Average Term (years)	5.9	6.5	+0.6
Average Cost (% p.a.)	CDI -0.7%	CDI -1.7%	-100 bps
Leverage (ND/EBITDA)	5.7x	5.0x	-0.7x

## Proforma Gross Debt Principal Amortization<sup>(1)</sup> (R\$ billion)



## Net Debt Profile



## Ratings

FitchRatings  
MOODY'S RATINGS  
**AAA**  
Auren Energia e Subsidiaries



(1) Proforma view as of March 31, adjusted for the prepayment of R\$ 3.2 billion from Auren Energia's 4th Debenture Issuance (acquisition finance) and R\$ 2.0 billion from Auren Participações' 2nd Debenture Issuance

# Agenda

1. 1Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
- 6. Closing Remarks**

## ...: Main Takeaways

**Record Results:** Auren reports first quarter of combined results with record EBITDA of R\$ 1.2 billion

**Resilient Generation Portfolio:** the robust, balanced, and diversified portfolio — in terms of generation sources and geographic location — combined with the strategic performance of the country's largest energy trader, reinforces the Company's operational resilience and effectively contributes to risk mitigation while generating positive results

**Largest Energy Trader in Brazil:** strategic presence across different customer segments, mitigating risks and creating value through the anticipation of market movements

**Integration and Synergy Capture:** integration process expected to conclude in 2H25, with value creation through synergies from the AES Brasil integration across SG&A, availability recovery, and financial management

**Start of Deleveraging:** Leverage (Net Debt/EBITDA) reduced by 0.7x in the quarter, reaching 5.0x in 1Q25 driven by strong EBITDA contribution





## Investor Relations



[ri.aurenenergia.com.br](http://ri.aurenenergia.com.br)



[ri@aurenenergia.com.br](mailto:ri@aurenenergia.com.br)