



**4T**  
**25**

Release de  
Resultados

MARÇO  
2026

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Destaques .....</b>                         | <b>4</b>  |
| <b>Carta da Administração .....</b>            | <b>6</b>  |
| <b>Mercado de Energia .....</b>                | <b>8</b>  |
| <b>Desempenho por Unidade de Negócio .....</b> | <b>14</b> |
| Geração .....                                  | 14        |
| Participações Minoritárias da Auren.....       | 27        |
| Comercialização .....                          | 29        |
| <b>Desempenho Financeiro Consolidado .....</b> | <b>31</b> |
| <b>Outras Informações Relevantes .....</b>     | <b>40</b> |

## Teleconferência

**04 de março de 2026**

(em português com tradução simultânea para o inglês)

**10:00h** (Brasília) | **08:00h** (Nova Iorque) | **13:00h** (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o *webcast*.

Apresentação de Resultados disponível em: [ri.aurenenergia.com.br](http://ri.aurenenergia.com.br)

## Contatos

### Relações com Investidores

- o **Mateus Ferreira** (Vice-Presidente de Finanças e DRI)
- o **Marcelo Sá** (Diretor de Relações com Investidores)
- o **Juliana Ramirez** (Gerente de Relações com Investidores)
- o **Emille Reckia** (Consultora de Relações com Investidores)
- o **Bruna Freixo** (Analista de Relações com Investidores)
- o **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

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

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

Em 31 de dezembro de 2025:

**AURE3:**  
R\$ 11,87

**Valor de Mercado:**  
R\$ 12,5 bilhões

## Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 1,0 bilhão** no 4T25, alcançando **EBITDA Ajustado recorde de R\$ 4,0 bilhões em 2025**, um **crescimento de 20%** comparado ao 2024 proforma

**Captura de Sinergias:** a Auren seguiu capturando ganhos com sinergias recorrentes em PMSO, que representaram uma economia de R\$ 66,0 milhões no 4T25 e totalizaram **R\$ 278,7 milhões desde a aquisição da AES Brasil**, concluída em 31 de outubro de 2024, superando o patamar de R\$ 250 milhões ao ano indicado anteriormente, e mais que dobrando o valor inicialmente anunciado no momento da transação de R\$ 120 milhões.

**Disponibilidade dos Ativos Eólicos:** em dezembro, registramos uma **disponibilidade média de 94,6% nos ativos eólicos incorporados**, superando o patamar de 95% na última quinzena do mês, um ano antes do planejado durante a diligência. Os ativos eólicos geraram 1,2 GW médio<sup>1</sup>, 4,9% inferior ao mesmo período de 2024 e equivalente a 86,0% da certificação de geração no percentil 90 (P90). **A geração potencial, desconsiderando o curtailment, superou a certificação P50 no trimestre e no ano, reforçando a qualidade dos ativos e a assertividade das certificações atualizadas.** A geração potencial<sup>2</sup>, desconsiderando o *curtailment*, registrada no 4T25 correspondeu a 111,5% do P90 e 101,6% do P50. No ano de 2025, a geração potencial atingiu 109,7% do P90 e 100,2% do P50.

**EBITDA Ajustado e Alavancagem:** a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 1,0 bilhão no 4T25**, um aumento de 13,5% em relação ao mesmo período do ano anterior. No ano de 2025, o **EBITDA Ajustado totalizou R\$ 4,0 bilhões**, um crescimento de 19,9% em relação ao ano de 2024 proforma (R\$ 3,3 bilhões). A alavancagem terminou o trimestre em **4,8x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado** dos últimos 12 meses (UDM). No trimestre, foi registrado o **reconhecimento da indenização dos investimentos prudentes da CESP** no valor de R\$ 498,8 milhões na data base do término dos contratos de concessão, **com um impacto positivo de R\$ 142,8 milhões no EBITDA Ajustado.**

**Benefícios do Portfólio Diversificado:** no 4T25, a Companhia obteve ganhos de modulação de R\$ 70,4 milhões, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica de preços do mercado, **mitigando parte importante do efeito do curtailment.** Já descontados os ganhos com modulação, o impacto líquido do *curtailment* no trimestre totalizou R\$ 137,0 milhões. No acumulado do ano de 2025, **a Companhia totalizou ganhos de R\$ 195,9 milhões com modulação e um impacto líquido negativo do curtailment de R\$ 333,6 milhões.**

**Imunização do Passivo Previdenciário:** aprovação pela Previc da taxa atuarial de 6,28% para o plano da CESP, confirmando a redução do déficit atuarial em **R\$ 879 milhões** e evitando o aumento das contribuições anuais em cerca de **R\$ 47 milhões a partir de 2026.** Assim como feito na CESP, a estratégia de imunização também foi implementada para o plano da Auren Operações, alinhando a rentabilidade e os vencimentos dos ativos aos compromissos futuros. Entre outros benefícios, a estratégia reduz o déficit atuarial da empresa em **R\$ 112 milhões**, evitando o aumento das contribuições anuais em **R\$ 7 milhões a partir de 2026.**

**Lei 15.269/2025 e Consulta Pública 210:** promulgação da lei 15.269/2025 no dia 24 de novembro de 2025. O texto aprovado permite o **reembolso dos cortes de geração (curtailment) relacionados ao risco para a confiabilidade** da operação do Sistema Interligado Nacional. Para regulamentar tais pontos, o Ministério de Minas e Energia (MME) deu início à Consulta Pública nº 210 em 31 de dezembro de 2025. Com o encerramento do período de contribuições, aguardamos a divulgação da versão final da regulamentação pelo MME.

<sup>1</sup> Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

<sup>2</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

## | Tabela 1 | Destaques do Período – Informações Operacionais e Financeiras

### Destaques Operacionais

| Geração (MW médios)                   | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.         | 2025           | 2024<br>proforma | Var.        |
|---------------------------------------|----------------|------------------|--------------|----------------|------------------|-------------|
| Hidro                                 | 1.812,6        | 2.033,1          | -10,8%       | 1.937,7        | 1.831,0          | 5,8%        |
| Eólica <sup>1</sup>                   | 1.178,2        | 1.238,6          | -4,9%        | 1.242,0        | 1.139,6          | 9,0%        |
| Solar <sup>1</sup>                    | 178,2          | 189,4            | -5,9%        | 172,8          | 141,0            | 22,5%       |
| <b>Total Próprios</b>                 | <b>3.169,0</b> | <b>3.461,1</b>   | <b>-8,4%</b> | <b>3.352,5</b> | <b>3.111,6</b>   | <b>7,7%</b> |
| Participações <sup>2</sup>            | 305,0          | 307,7            | -0,9%        | 259,4          | 356,0            | -27,1%      |
| <b>Total Próprios e Participações</b> | <b>3.474,0</b> | <b>3.768,7</b>   | <b>-7,8%</b> | <b>3.611,9</b> | <b>3.467,6</b>   | <b>4,2%</b> |

| Disponibilidade Média Fonte Eólica | 4T25  | 4T24<br>proforma | Var.<br>(p.p.) | 2025  | 2024<br>proforma | Var.<br>(p.p.) |
|------------------------------------|-------|------------------|----------------|-------|------------------|----------------|
| Portfólio Consolidado              | 94,2% | 92,5%            | <b>1,7</b>     | 93,6% | 87,9%            | <b>5,7</b>     |
| Ativos Incorporados                | 93,0% | 90,6%            | <b>2,4</b>     | 92,1% | 84,0%            | <b>8,1</b>     |

### Destaques Financeiros

| R\$ milhões  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025            | 2024<br>proforma | Var.          |
|--|----------------|------------------|---------------|-----------------|------------------|---------------|
| <b>Receita Líquida</b>                                   | <b>3.801,7</b> | <b>3.598,9</b>   | <b>5,6%</b>   | <b>13.177,0</b> | <b>11.250,8</b>  | <b>17,1%</b>  |
| Geração  | 1.702,3        | 1.795,5          | -5,2%         | 6.556,1         | 6.088,6          | 7,7%          |
| Comercialização  | 2.916,1        | 2.602,9          | 12,0%         | 9.244,4         | 7.079,8          | 30,6%         |
| Eliminações  | (816,7)        | (799,5)          | 2,2%          | (2.623,6)       | (1.917,6)        | 36,8%         |
| <b>EBITDA Ajustado<sup>3</sup></b>                       | <b>1.009,7</b> | <b>889,8</b>     | <b>13,5%</b>  | <b>3.968,3</b>  | <b>3.309,9</b>   | <b>19,9%</b>  |
| Geração  | 1.075,4        | 954,1            | 12,7%         | 3.940,8         | 3.238,3          | 21,7%         |
| Comercialização  | (22,8)         | (31,3)           | -27,1%        | 170,9           | 202,1            | -15,4%        |
| Holding e Pipeline                                       | (42,9)         | (33,0)           | 30,0%         | (143,5)         | (130,6)          | 9,8%          |
| Margem EBITDA Ajustada                                   | 26,6%          | 24,7%            | 1,8 p.p.      | 30,1%           | 29,4%            | 0,7 p.p.      |
| <b>Resultado Líquido</b>                                 | <b>354,7</b>   | <b>(363,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557,9)</b>  | <b>(32,7)</b>    | <b>n.a.</b>   |
| <b>Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida</b> | <b>154,3</b>   | <b>508,5</b>     | <b>-69,7%</b> | <b>1.321,5</b>  | <b>1.658,9</b>   | <b>-20,3%</b> |
| Índice de Conversão de Caixa                             | 15,3%          | 57,1%            | -41,9 p.p.    | 33,3%           | 50,1%            | -16,8 p.p.    |
| Dívida Líquida   | 19.237,0       | 18.919,2         | 1,7%          | 19.237,0        | 18.919,2         | 1,7%          |
| <b>Alavancagem</b>                                       | <b>4,8x</b>    | <b>5,7x</b>      | <b>-0,9x</b>  | <b>4,8x</b>     | <b>5,7x</b>      | <b>-0,9x</b>  |

**Importante:** A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 4T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil Energia S.A. e da Companhia desde 01/01/2024 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 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.

<sup>1</sup> Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida dado o curtailment classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 100% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), joint-venture entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

<sup>2</sup> A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre os valores para os anos completos de 2024 e 2025 deve-se a geração extraordinária no 1S24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

<sup>3</sup> Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

## Carta da Administração

O ano de 2025 foi transformacional para a Auren, sendo marcado pelo sucesso na execução e conclusão do processo de integração da AES Brasil, adquirida em 31 de outubro de 2024, e que resultou na criação de uma das maiores comercializadoras e da terceira maior empresa de geração de energia elétrica do país, com capacidade instalada de 8,7 GW<sup>1</sup> e um portfólio equilibrado entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar. O processo de integração foi concluído em apenas 10 meses, com ganhos maiores do que o originalmente planejado e com antecipações importantes no cronograma.

No primeiro trimestre de 2025, começamos a observar a melhora da disponibilidade dos ativos eólicos adquiridos, fruto da estratégia de *turnaround* implementada pela Companhia, e iniciamos o processo de *Liability Management*, com o pré-pagamento de 59% do *acquisition financing* de R\$ 5,4 bilhões. No segundo trimestre, realizamos a integração de todos os ativos incorporados ao sistema de gestão de performance da Auren e concluímos a unificação do Centro de Operações em Bauru. No terceiro trimestre, realizamos o *go-live* do SAP unificado, a integração do Centro de Serviços Compartilhados e a conclusão do *Liability Management*, com a liquidação antecipada integral do *acquisition financing*, o alongamento do prazo médio da dívida para 6,9 anos e uma redução importante do custo médio da dívida (atualmente equivalente a CDI-2,8% a.a.). No quarto trimestre, concluímos a captura de sinergias recorrentes de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros), atingindo o patamar de R\$ 278,7 milhões, acima do valor anual esperado de R\$ 250,0 milhões, o qual já representava mais que o dobro dos R\$ 120 milhões inicialmente anunciados no momento da transação. Em dezembro, atingimos 94,6% de disponibilidade média nos ativos eólicos incorporados, um aumento de 10,6 p.p. em relação à disponibilidade média de 2024, alcançando o patamar de 95% um ano antes do planejado na avaliação dos ativos.

Adicionalmente, o ano de 2025 também foi marcado pelo agravamento da questão dos cortes de geração (*curtailment*), resultado de uma combinação de fatores, dentre os quais destacamos as restrições na rede básica de transmissão, a carga abaixo do previsto devido a temperaturas mais amenas, a maior participação de micro e minigeração distribuída (MMGD), que atingiu o patamar de 10% da carga no 4T25, e o maior despacho térmico em função dos novos parâmetros de aversão a risco e dos aperfeiçoamentos técnicos realizados nos modelos de formação de preços. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a média anual de cortes registrada, excluindo-se a parcela associada à Razão de Indisponibilidade Externa (REL) ressarcível, atingiu 14,5% para a fonte eólica e 21,0% para a fonte solar em 2025 no Sistema Interligado Nacional (vs. 6,1% e 11,2%, respectivamente, observados em 2024).

Importantes avanços regulatórios marcaram o ano, com destaque para a tramitação da MP nº 1.304/2025 e a promulgação da Lei 15.269/2025, que estabeleceu diretrizes para temas estruturantes do setor, como ajustes no modelo de autoprodução por equiparação, abertura do mercado de baixa tensão e, pela primeira vez, o reconhecimento formal da compensação dos cortes de geração por confiabilidade do SIN. Para a Auren, esse tipo de *curtailment* representou cerca de 50% dos cortes do período contemplado pela lei (setembro de 2023 a novembro de 2025), com impacto estimado em aproximadamente R\$ 312,0 milhões considerando compensação integral. Em 31 de dezembro, o MME abriu a Consulta Pública nº 210 para estabelecer o Termo de Compromisso que viabilizará essa compensação, detalhando critérios de classificações dos cortes, regras para ocorrências simultâneas de cortes de geração de naturezas distintas, reavaliação da base de apuração pelo ONS e cronograma de compensação.

Neste cenário desafiador, destaca-se mais uma vez o portfólio diversificado da Auren. Concebido para lidar com a crescente complexidade do setor elétrico e a maior demanda por flexibilidade, nosso conjunto de ativos tem se mostrado continuamente resiliente. Durante o trimestre, a composição de nosso portfólio possibilitou a captura de ganhos de modulação no valor de R\$ 70,4 milhões, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica e maior volatilidade de preços do mercado. O impacto dos cortes sobre o resultado foi de R\$ 207,5 milhões no trimestre ante R\$ 195,5 milhões no 3T25. Descontando-se os ganhos de modulação, o efeito líquido totalizou R\$ 137,0 milhões no quarto trimestre. No ano, o impacto do *curtailment* totalizou R\$ 529,5 milhões, sendo parcialmente mitigado pelos ganhos de modulação de R\$ 195,9 milhões registrados no período, resultando num impacto líquido negativo de R\$ 333,6 milhões.

Vale destacar o desempenho operacional dos ativos eólicos no ano de 2025, cuja produção de energia atingiu 1.242 MW médios<sup>2</sup> no ano, 9,0% superior ao ano de 2024 e equivalente a 92,9% do percentil 90 (P90) da curva de certificação de produção dos ativos. Ao analisar a geração potencial, expurgando-se o impacto do *curtailment*, a geração de 2025 totalizaria 1.469 MW médios ou 100,2% do percentil 50 (P50) e 109,7% do percentil 90 (P90), demonstrando a qualidade e resiliência dos ativos da Companhia.

Em relação ao desempenho financeiro, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 1,0 bilhão no 4T25, um aumento de 13,5%, ou R\$ 119,9 milhões, em relação a igual período do ano anterior. Somado ao EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões alcançado no 9M25, a Companhia apresentou um EBITDA Ajustado de R\$ 4,0 bilhões em 2025, um crescimento de 19,9% em relação ao ano de 2024, resultado da entrada em operação completa de Tucano, Cajuína, Jaíba e Água Vermelha VII, da melhora da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados e das sinergias de PMSO capturadas. Encerramos o trimestre com uma alavancagem de 4,8x (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado).

<sup>1</sup> Capacidade instalada considera 50% da capacidade de Tucano Holding III (77 MW), *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbochloro S.A. (50%/50%). A capacidade instalada total de Tucano Holding III é 155 MW.

<sup>2</sup> Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

Excluindo-se o efeito do reconhecimento da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP (R\$ 142,8 milhões), teríamos um EBITDA Ajustado de R\$ 866,9 milhões no 4T25, um decréscimo de 2,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, tendo como maiores detratores o *curtailment* e o GSF (67% vs. 80% no 4T24), ambos registrando níveis piores em relação às expectativas da Companhia e do mercado em geral. Nessa mesma base, em relação ao 3T25, tivemos um crescimento de 12,2% do EBITDA Ajustado, explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com um aumento de 13,9% na geração alocada no trimestre, já computado a garantia física alocada no MRE, além do impacto do GSF.

Na busca por otimizações constantes, a Companhia explorou também outras avenidas para destravar sinergias adicionais, dentre as quais o remanejamento de lastro de modo a viabilizar a assinatura de autoproduções de longo prazo, a imunização dos planos de previdência da CESP e da Auren Operações e a reorganização societária.

Ao longo de 2025, tivemos avanços importantes no equacionamento do déficit previdenciário, tanto da CESP quanto da Auren Operações, com a implementação da estratégia de imunização do plano de previdência (VIVEST), alinhando a rentabilidade e os vencimentos dos ativos aos compromissos futuros, aproveitando o cenário de juros mais elevados. Entre os benefícios da estratégia, destacam-se a redução do déficit atuarial em R\$ 879 milhões na CESP e R\$ 112 milhões na Auren Operações (antiga AES Operações) ao final de 2025, e a redução da necessidade de aportes pela Companhia em R\$ 47 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente, em relação aos valores anteriormente projetados.

Os atos preparatórios para a reorganização societária, por sua vez, foram iniciados no 3T25, com o processo para obtenção dos *waivers* necessários, visando à concentração dos ativos hidrelétricos em um mesmo veículo (CESP), à simplificação da estrutura societária com a diminuição do número de companhias de capital aberto e o aumento da eficiência na gestão de caixa e alocação do endividamento. Esperamos a conclusão do processo da reestruturação ao longo do ano de 2026.

Por fim, recebemos a aprovação em Reunião de Diretoria da ANEEL, no dia 14 de outubro de 2025, do direito da CESP ao recebimento de indenização no valor de R\$ 498,8 milhões, referente aos investimentos prudentes realizados ao longo das concessões das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna e Jaguari. Em seguida, o MME definirá a fonte dos recursos, o cronograma e o índice de correção monetária aplicável para o pagamento da indenização, temas que também tem sido objeto de discussão no âmbito da Consulta Pública MME nº 190, de julho de 2025. Nossa expectativa é que essa etapa final seja concluída também durante o ano de 2026.

A Auren mantém uma visão altista para os preços de energia de longo prazo, projetando sua convergência ao custo marginal de expansão à medida que a sobreoferta se reduz no horizonte até 2030. Esse cenário tende a beneficiar a Companhia no médio e longo prazo, especialmente considerando seu portfólio mais descontratado a partir de 2028. Ao longo de 2025, observou-se um aumento relevante na curva futura de preços de médio e longo prazo de energia, acompanhado de revisões substanciais das premissas de longo prazo por parte de analistas e investidores, que passaram a trabalhar, em média, com valores acima de R\$ 200/MWh.

Após um 2025 marcado por intensa atividade regulatória e pelo aumento expressivo do prêmio de risco do setor elétrico, um ambiente que evidenciou a urgência de soluções definitivas para desafios estruturais, o início de 2026 sinaliza avanços concretos nesse caminho. A proximidade de uma solução para o tema do *curtailment* representa um avanço relevante. Acreditamos que a redução das incertezas regulatórias é fundamental para que o setor elétrico recupere sua capacidade de planejamento de longo prazo e mobilize os investimentos necessários para garantir sua sustentabilidade econômica e a expansão da matriz energética.

Embora 2026 ainda reflita parte das pressões operacionais e regulatórias recentes, o ano se configura como um período de transição importante, em que os fundamentos começam a apontar para um horizonte mais equilibrado. A partir de 2027, esperamos um crescimento mais forte de EBITDA e de geração de caixa, refletindo de forma mais ampla os efeitos das iniciativas estruturantes implementadas desde a integração com a AES Brasil e acelerando o processo de desalavancagem da Companhia.

Ao longo de 2026, dedicaremos nossos esforços ao refinamento de processos internos, à conclusão da reestruturação societária, à implementação de um orçamento base zero e à busca contínua por eficiências, preparando a Companhia para capturar plenamente as oportunidades que emergirão.

Seguimos confiantes na atratividade do setor e comprometidos a contribuir para sua evolução com rigor técnico, inovação, sustentabilidade e excelência operacional. Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos clientes, colaboradores, acionistas e parceiros.

**Fabio Zanfelice**  
Diretor Presidente

**Mateus Ferreira**  
Vice-Presidente de Finanças e DRI

## Mercado de Energia

O 4T25 foi marcado por uma combinação de fatores que influenciaram a operação do SIN, com destaque para a condição hidrológica adversa, resultando em recomposição dos níveis de reservatórios abaixo do esperado para o início do período úmido e na geração hidrelétrica inferior à sazonalidade estimada do volume da garantia física alocada pelos agentes do MRE, o que colaborou para uma piora no GSF. Além disso, o trimestre foi marcado por um *curtailment* mais elevado com relação ao ano de 2024, ainda que com uma leve redução em comparação com o 3T25. O PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) ficou ligeiramente acima do registrado no trimestre anterior, com níveis similares de descolamento de submercado e volatilidade.

Como reflexo de um início do período úmido com chuvas inferiores à média histórica, os reservatórios encerraram dezembro com 45% da capacidade máxima, nível 10 p.p. acima da média dos últimos dez anos, porém inferior em 7 p.p. e 10 p.p. em relação ao mesmo período de 2024 e ao encerramento de setembro de 2025, respectivamente.

As temperaturas mais amenas levaram a uma carga abaixo das previsões do ONS pelo terceiro trimestre consecutivo. Ainda assim, a variação de 13 p.p. do GSF ano contra ano (67% no 4T25 vs. 80% no 4T24) se deve principalmente à maior alocação de garantia física do MRE no período (8 p.p. de variação), somado ao menor despacho hidrelétrico do sistema (5 p.p.). O 4T25 apresentou uma geração de 40 GW médios (vs. 43 GW médios no 4T24).

Em relação ao *curtailment*, o 4T25 apresentou uma leve redução quando comparado ao 3T25, mantendo trajetória decrescente ao longo dos meses: outubro registrou o maior patamar de toda a série histórica, enquanto dezembro apresentou o menor nível de cortes desde abril de 2025. No trimestre, o *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 23,1% (3,9 GW médios), significativamente superior aos 7,7% registrados no 4T24 e aos 20,6% registrados no terceiro trimestre de 2025. Para a fonte solar, o *curtailment* total no SIN foi de 23,8% (1,2 GW médios) no 4T25, também superior à restrição de 12,2% no 4T24, mas substancialmente inferior quando comparado ao terceiro trimestre de 2025 (33,2%).

Por fim, o PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 265/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 36%, ligeiramente acima do PLD médio de R\$ 252/MWh registrado no 3T25, com volatilidade *intraday* similar (38%), e do preço médio de R\$ 218/MWh e volatilidade *intraday* de 33% observado no 4T24. Apesar do PLD mais elevado, o submercado SE/CO apresentou níveis similares de descolamento com relação ao submercado Nordeste, com diferença média de R\$ 12/MWh ao longo do terceiro e quarto trimestres de 2025, ante R\$ 11/MWh no 4T24.

Os aspectos abordados acima demonstram tanto os desafios do trimestre, especialmente impostos pelo GSF e *curtailment*, quanto as oportunidades de ganho de modulação em função da dinâmica do PLD. Os efeitos serão detalhados nos parágrafos a seguir.

## Climatologia

Pelo terceiro trimestre consecutivo, as temperaturas no Sul e Sudeste/Centro-Oeste permaneceram, em geral, abaixo da média climatológica, influenciadas por passagens frequentes de frentes frias. Esse padrão contrasta com o observado no ano anterior, quando ondas de calor predominaram durante a primavera, sustentando temperaturas mais elevadas.

Assim como nos trimestres anteriores, o comportamento das temperaturas continuou impactando significativamente a demanda do SIN. A carga global registrada no 4T25 foi de 80 GW médios, uma redução de 4,2% em relação ao valor projetado pelo ONS (PLAN 2025-29<sup>1</sup>). Na comparação entre os períodos, a carga recuou 0,6% em relação ao 4T24, enquanto registrou alta de 3,1% em relação ao 3T25.

Considerando o ano completo, o SIN registrou uma carga global de 81 GW médios em 2025, aumento de 1,2% em relação a carga média observada em 2024. Ainda assim, houve um desvio negativo de 2,1% comparado ao previsto pelo ONS no PLAN 2025-29. Essa frustração se deve, principalmente, às temperaturas mais baixas registradas ao longo do ano no centro-sul do país. Além disso, o fraco desempenho do setor industrial, com crescimento de 0,6% no acumulado do ano até novembro, também contribuiu para o desvio negativo da carga em relação à previsão.

## Energia Natural Afluente – ENA

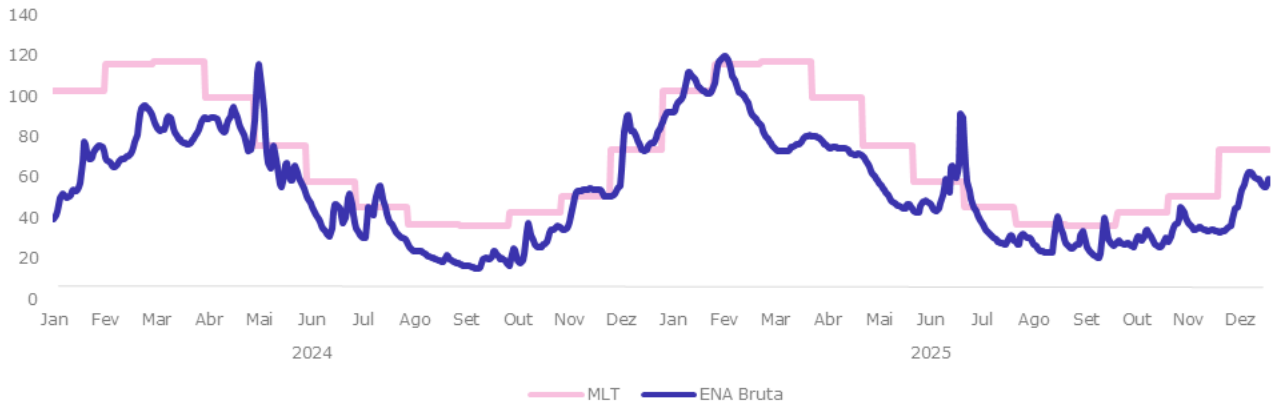
No 4T25, todos os subsistemas registraram chuva abaixo da média climatológica, fazendo com que a ENA do SIN performasse em 68% da Média de Longo Termo (MLT), desempenho que representa o 3º pior da série histórica de 94 anos para o trimestre e caracteriza um início desfavorável do período úmido.

O subsistema Sul, apesar de também registrar precipitações abaixo da média, registrou chuvas mais intensas em comparação às demais regiões, com ENA bruta equivalente a 88% da MLT. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a ENA bruta atingiu 70% da MLT (ante 93% no 4T24 e 71% no 3T25). Já os subsistemas Nordeste e Norte registraram 38% e 57% da MLT, respectivamente, repetindo o padrão mais seco predominante no país. Esse comportamento hidrológico é

<sup>1</sup> Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2025-2029, publicado em dezembro de 2024.

explicado pela atuação de sistemas anômalos de alta pressão, além da influência de águas mais frias do que o normal na região equatorial do Atlântico, reduzindo o transporte de umidade do oceano para o continente e contribuindo para a piora das condições hidrológicas no período.

**| Gráfico 1 | Energia Natural Afluyente (ENA) Diária Bruta no Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médios)**



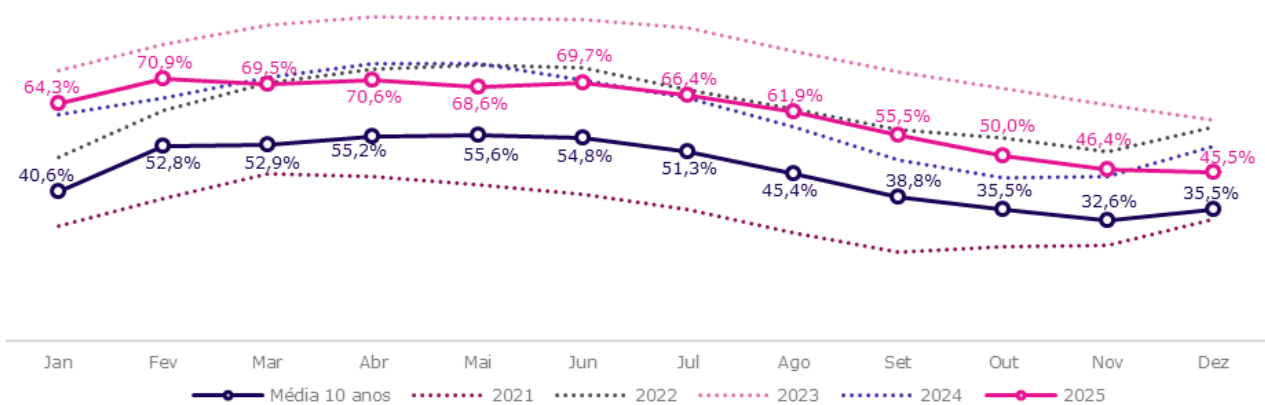
| ENA Bruta/MLT | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez  | 4T         | Ano        |
|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------------|------------|
| <b>2024</b>   | 59% | 66% | 71% | 86% | 95% | 72% | 85% | 57% | 50% | 64% | 97% | 101% | <b>90%</b> | <b>76%</b> |
| <b>2025</b>   | 98% | 90% | 66% | 75% | 71% | 92% | 83% | 77% | 75% | 67% | 71% | 67%  | <b>68%</b> | <b>79%</b> |

Fonte: ONS

**Reservatórios, Balanço Energético e GSF**

Ao longo de 2025, a adoção de novos parâmetros de aversão a risco e do modelo *Newave* híbrido levou o sistema a operar com custos marginais de operação mais altos, aumentando o despacho termelétrico por ordem de mérito para manter o nível dos reservatórios mais elevados. No entanto, a piora na condição hidrológica observada ao longo do 4T25 contribuiu para que a trajetória dos reservatórios registrasse uma redução mais acentuada que o comportamento típico para a época quando comparada à curva média dos últimos 10 anos. Como resultado, o nível de armazenamento do SIN encerrou o trimestre em 45%, valor 10 p.p. acima da média dos últimos dez anos, mas cerca de 7 p.p. e 10 p.p. abaixo do mesmo período de 2024 e do encerramento do 3T25, respectivamente.

**| Gráfico 2 | Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)**



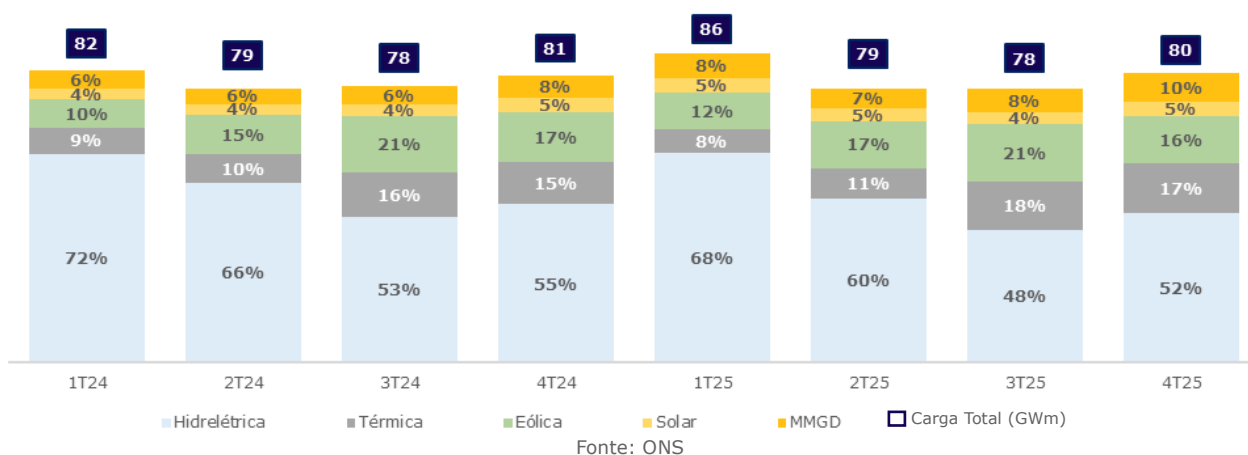
Fonte: ONS

A geração solar, considerando usinas centralizadas e as plantas de micro e mini geração distribuída (MMGD), ampliou a sua participação no atendimento à carga do SIN, contribuindo com 11,9 GW médios (cerca de 15% da carga) no 4T25 ante 10,3 GW médios no 4T24 (13% da carga) e 10,0 GW médios no 3T25 (também 13%). A fonte eólica manteve participação praticamente estável no atendimento à carga, com menor contribuição em 0,8 GW médio (-1 p.p.) se comparado ao 4T24, mesmo com o aumento da geração potencial entre os trimestres (16,6 GW médios no 4T25 vs. 14,3 GW médios no 4T24),

refletindo o maior *curtailment* no período. Se comparado ao 3T25, a contribuição da produção da fonte eólica no quarto trimestre de 2025 foi menor em 3,2 GW médios (-5 p.p.).

Paralelamente, o menor despacho hidrelétrico no trimestre reduziu em 3 p.p. a participação da fonte no atendimento à carga em relação ao 4T24, ao mesmo tempo em que representou um aumento de 3 p.p. na comparação com o 3T25 (Gráfico 3).

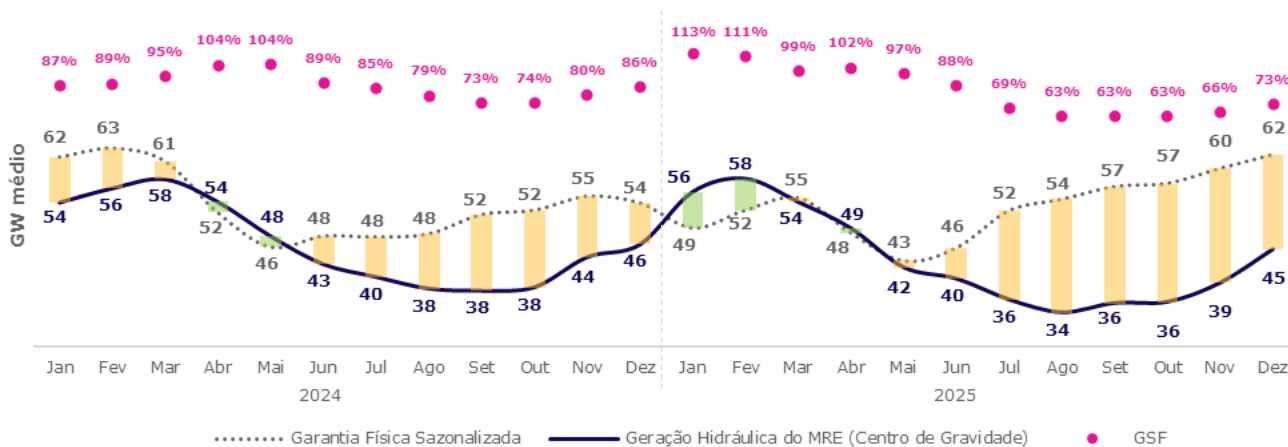
**| Gráfico 3 | Balanço Energético (SIN) – Contribuição por Fonte para Atendimento à Carga (GW médios)**



Assim como ocorreu no trimestre anterior, o volume de garantia física alocada no MRE foi maior no 4T25 (60 GW médios vs. 54 GW médios no 4T24), o que aumentou a base de referência e, por consequência, intensificou o descolamento hidrelétrico, conforme ilustrado no Gráfico 4.

Além disso, a menor carga e o início desfavorável do período úmido resultaram em uma geração hidrelétrica de 40 GW médios no trimestre, abaixo dos 43 GW médios observados no 4T24 (-6,2%). Com isso, o GSF médio atingiu 67% no 4T25 frente a 80% no mesmo período do ano anterior. A diferença de 13 p.p. entre os trimestres é explicada pela maior alocação de garantia física no MRE (8 p.p.) e menor geração hidrelétrica do sistema (5 p.p.).

**| Gráfico 4 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)**



| GSF  | Jan  | Fev  | Mar  | Abr  | Mai  | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | 4T  | Ano |
|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 2023 | 104% | 98%  | 102% | 105% | 98%  | 80% | 78% | 80% | 83% | 83% | 83% | 86% | 84% | 90% |
| 2024 | 87%  | 89%  | 95%  | 104% | 104% | 89% | 85% | 79% | 73% | 74% | 80% | 86% | 80% | 87% |
| 2025 | 113% | 111% | 99%  | 102% | 97%  | 88% | 69% | 63% | 63% | 63% | 66% | 73% | 67% | 83% |

Fonte: CCEE

## Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 265/MWh no trimestre (vs. R\$ 218/MWh no 4T24 e R\$ 252/MWh no 3T25). A elevação de R\$ 47/MWh e R\$ 12/MWh, respectivamente, reflete a piora nas condições hidrológicas entre os períodos comparados e evidencia o impacto dos novos parâmetros de aversão a risco introduzidos na cadeia de modelos de formação de preços, implementados com o objetivo de aumentar a segurança do sistema. Na média anual, o PLD do SE/CO ficou em R\$ 224/MWh, um aumento de R\$ 96/MWh se comparado a 2024.

Quanto ao descolamento de preços entre os submercados SE/CO e Nordeste (NE), o valor médio ficou em R\$ 12/MWh no 4T25, em linha com os R\$ 12/MWh de descolamento médio observado no 3T25 e os R\$ 11/MWh registrados no 4T24. Já na média anual de 2025, o descolamento entre esses submercados atingiu R\$ 47/MWh, significativamente acima dos R\$ 10/MWh registrados em 2024.

O baixo nível de descolamento observado em 2024 é atribuído principalmente à condição hidrológica favorável no primeiro semestre daquele ano, que manteve preços baixos e equalizados em todos os submercados no período. Esse comportamento foi atípico, uma vez que o 1º semestre costuma apresentar os maiores descolamentos de preço entre SE/CO e N/NE, já que o excedente hidrelétrico do Norte, somado à maior oferta eólica e solar do Nordeste, frequentemente satura os limites de escoamento em direção ao Sudeste, ampliando o diferencial de preços. Em 2025, sem o cenário observado na primeira metade do ano anterior e com um comportamento mais próximo do padrão histórico, o PLD voltou a registrar descolamentos mais intensos, refletindo novamente as restrições de transferência entre Norte/Nordeste e Sudeste.

### | Gráfico 5 | PLD Diário por Submercado (R\$/MWh)



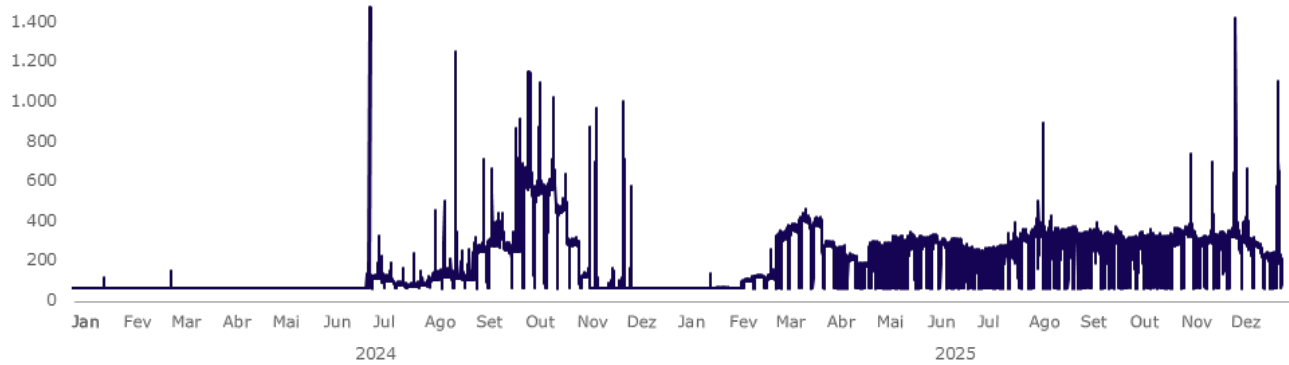
| PLD por Submercado (R\$/MWh) | 4T25  | 4T24  | Var.  | 2025  | 2024  | Var.  |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SE/CO                        | 264,6 | 217,6 | 21,6% | 224,3 | 128,2 | 75,0% |
| Sul                          | 264,6 | 217,6 | 21,6% | 226,8 | 128,2 | 77,0% |
| Nordeste                     | 252,9 | 206,7 | 22,3% | 177,2 | 118,7 | 49,3% |
| Norte                        | 263,8 | 218,2 | 20,9% | 182,8 | 129,1 | 41,7% |

Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo do dia, os efeitos mais significativos de alta do PLD no 4T25 continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite, assim como observado nos demais trimestres do ano. Nesses horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a oferta de energia diminui em função da redução total da geração solar, resultando em um aumento dos preços. O inverso ocorre nos horários próximos ao meio-dia, onde há uma redução considerável da carga líquida diante da elevada geração intermitente, levando o PLD a patamares menores.

A volatilidade *intraday* dos preços no submercado SE/CO alcançou 36% no trimestre, acima dos 33% registrados no 4T24 e marginalmente abaixo do observado no 3T25 (38%). Três fatores explicam a maior volatilidade no 4T25 em relação ao mesmo período do ano anterior: (i) a expansão da MMGD, que intensificou a redução de preços no período da tarde em comparação ao ano anterior; (ii) o baixo patamar do PLD observado em dezembro de 2024, resultado da melhor hidrologia naquele período; e (iii) mudanças no modelo de formação de preço de energia. Estas mesmas razões explicam a diferença observada na volatilidade *intraday* média anual, que atingiu 35% em 2025, em contraste aos 24% verificados em 2024.

## | Gráfico 6 | PLD Horário Submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)



| PLD Médio (SE/CO) | Jan  | Fev  | Mar   | Abr   | Mai   | Jun   | Jul   | Ago   | Set   | Out   | Nov   | Dez   | 4T           | Ano          |
|-------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|--------------|
| <b>2023</b>       | 69,0 | 69,0 | 69,0  | 69,0  | 69,0  | 69,0  | 69,0  | 69,0  | 80,4  | 74,8  | 84,4  | 74,1  | <b>77,7</b>  | <b>72,1</b>  |
| <b>2024</b>       | 61,1 | 61,2 | 61,1  | 61,1  | 61,1  | 66,4  | 87,1  | 118,8 | 307,6 | 480,8 | 103,5 | 64,8  | <b>217,6</b> | <b>128,2</b> |
| <b>2025</b>       | 59,2 | 93,7 | 327,3 | 202,2 | 212,6 | 234,7 | 210,0 | 287,2 | 260,3 | 250,2 | 278,2 | 265,9 | <b>264,6</b> | <b>224,3</b> |

Fonte: CCEE

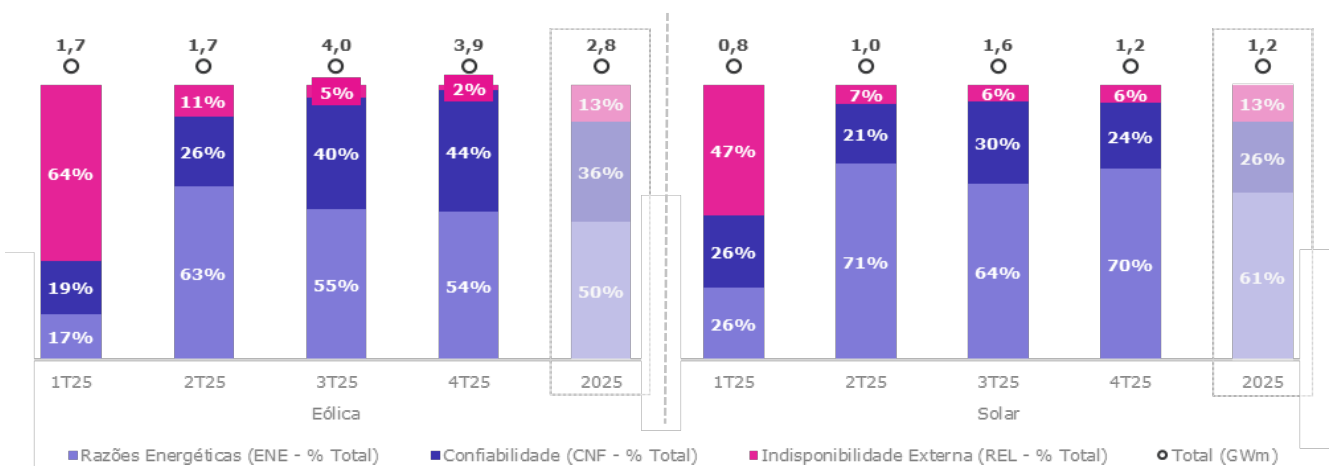
### Curtailment

Por fim, considerando dados do ONS, o 4T25 registrou uma média de cortes (*curtailment*) sobre a geração total do SIN na ordem de 23,1% (3,9 GW médios) para a fonte eólica e 23,8% (1,2 GW médios) para a fonte solar. Desconsiderados os eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passíveis de ressarcimento, os cortes atingiram 22,6% (3,8 GW médios) para a fonte eólica e 22,3% (1,1 GW médios) para a fonte solar.

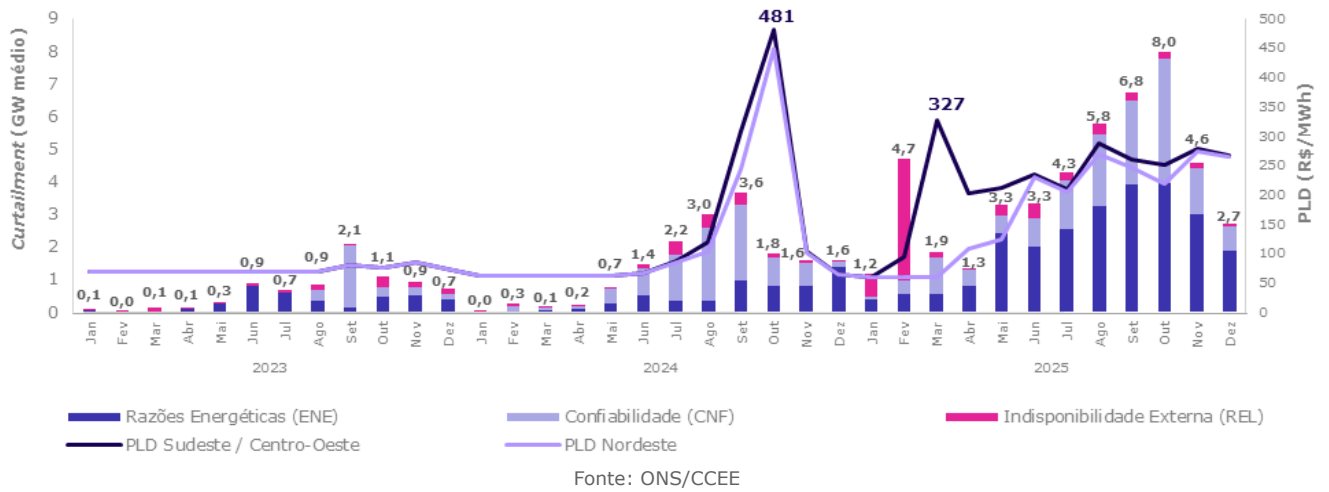
Considerando o montante total de cortes para ambas as fontes, a maior parte de restrição de geração no 4T25 foi, pelo terceiro trimestre consecutivo, atribuída à Razão Energética (58% do total). Esse efeito decorre da combinação entre baixa demanda, consequência das temperaturas mais amenas nas regiões SE/CO e Sul, e elevada geração intermitente no Nordeste, além do aumento da capacidade térmica e de MMGD e da mudança dos parâmetros de aversão a risco do ONS. Os cortes por Confiabilidade representaram 39% do montante total no trimestre, com destaque para o mês de outubro, quando essa categoria atingiu 48%, o maior valor do ano.

O mês de outubro de 2025 registrou o maior *curtailment* da série histórica, totalizando 8,0 GW médios de restrição de geração, equivalente a 29,6% da geração total.

## | Gráfico 7 | Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)



**| Gráfico 8 | Curtailment Eólico e Solar (GW médio) e PLD (R\$/MWh)**



Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

## Desempenho por Unidade de Negócio

### Geração

A Auren possui uma capacidade instalada operacional total de 8.722,8 MW, com participação de 100% em ativos próprios de 8.098 MW, dos quais 4.198 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.023 MW correspondem à fonte eólica e 876 MW correspondem à fonte solar. Além dos ativos próprios, a Companhia também possui participação minoritária em ativos hidrelétricos (548 MW) e participação de 50% no ativo eólico Tucano Holding III (77 MW).

### Balanco Energético do Segmento de Geração

A Tabela 2 apresenta o Balanço Energético de Geração da Companhia e os preços de compra e venda de energia. O detalhamento dos contratos de vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e informações adicionais sobre os ativos estão disponíveis em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

Neste segmento, a Companhia adquire energia de terceiros visando a gestão do portfólio com a variação de geração, atendendo a requisitos como (i) variação de energia alocada devido ao ajuste hidrelétrico (GSF), (ii) possíveis compensações associadas ao *curtailment* e (iii) vendas de energia dos ativos.

O 4T25 foi marcado pela execução de diversas operações de remanejamento de lastro, com o objetivo de adequar o portfólio para a formalização de novos contratos de autoprodução, reforçando a estratégia de contratação de longo prazo do portfólio renovável da companhia. O resumo das movimentações realizadas está descrito a seguir:

- 169 MW médios de contratos de autoprodução, referentes aos projetos Cajuína I, II e III, Tucano e Jaíba, foram integrados ao Balanço Energético, sendo 114 MW médios com início de suprimento em 2026 e 55 MW médios com início de suprimento em 2027, com prazo médio de 15 anos.
- Formalização de 118 MW médios de contratos de compra em 2026, com o objetivo de reduzir o risco do portfólio às variações de GSF e *curtailment*, além de substituir volumes decorrentes do remanejamento de lastro.
- Formalização de novos contratos de vendas no ACR no Leilão de Energia Existente, totalizando 5 MW médios alocados neste segmento, de um total de 115 MW médios, com fornecimento em 2026 e 2027 no submercado NE, com o objetivo de mitigar a exposição de diferença de preços entre submercados.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios, com preço baseado em dólares, do segmento de geração para o segmento de comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e *hedge* cambial no mesmo veículo. Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de geração de R\$ 42,0 milhões no 4T25, em linha com o efeito já anunciado de aproximadamente R\$ 102 milhões para o ano de 2025, conforme detalhado no [Release de Resultados 2T25](#). No ano de 2026, essa cessão terá impacto positivo de R\$ 99 milhões para a geradora e negativo na mesma magnitude para o segmento de comercialização. O impacto dessa cessão é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia e já está refletido no Balanço Energético de Geração e Comercialização.

**| Tabela 2 | Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren**

| Volume (MW médio)                         | 2025         | 2026         | 2027         | 2028         | 2029         | 2030         |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Recursos Próprios (A)</b>              | <b>3.374</b> | <b>3.715</b> | <b>3.777</b> | <b>3.777</b> | <b>3.777</b> | <b>3.777</b> |
| Garantia Física Hidrelétrica <sup>1</sup> | 1.686        | 2.027        | 2.027        | 2.027        | 2.027        | 2.027        |
| Garantia Física Eólica <sup>2,5</sup>     | 1.455        | 1.455        | 1.516        | 1.516        | 1.516        | 1.516        |
| Garantia Física Solar                     | 233          | 233          | 233          | 233          | 233          | 233          |
| <b>Compras para revenda (B)</b>           | <b>1.229</b> | <b>706</b>   | <b>490</b>   | <b>460</b>   | <b>375</b>   | <b>375</b>   |
| Convencional                              | 515          | 255          | 119          | 91           | 6            | 6            |
| Incentivada                               | 713          | 452          | 372          | 370          | 369          | 369          |
| <b>Recursos Totais (C = A+B)</b>          | <b>4.603</b> | <b>4.422</b> | <b>4.267</b> | <b>4.237</b> | <b>4.151</b> | <b>4.151</b> |
| <b>Vendas no ACR (D)</b>                  | <b>1.084</b> | <b>1.089</b> | <b>1.089</b> | <b>1.190</b> | <b>1.084</b> | <b>1.084</b> |
| Hidrelétrica                              | 230          | 235          | 235          | 336          | 230          | 230          |
| Eólica                                    | 789          | 789          | 789          | 789          | 789          | 789          |
| Solar                                     | 65           | 65           | 65           | 65           | 65           | 65           |
| <b>Vendas no ACL (E)</b>                  | <b>3.336</b> | <b>2.858</b> | <b>2.638</b> | <b>2.462</b> | <b>1.982</b> | <b>1.720</b> |
| Hidrelétrica <sup>3</sup>                 | 2.469        | 2.087        | 1.822        | 1.647        | 1.166        | 905          |
| Eólica                                    | 698          | 616          | 671          | 671          | 671          | 671          |
| Solar                                     | 170          | 155          | 144          | 144          | 144          | 144          |
| <b>Vendas Totais (F = D+E)</b>            | <b>4.420</b> | <b>3.947</b> | <b>3.726</b> | <b>3.652</b> | <b>3.065</b> | <b>2.803</b> |
| <b>Balanço Geração (C - F)</b>            | <b>183</b>   | <b>475</b>   | <b>541</b>   | <b>585</b>   | <b>1.086</b> | <b>1.348</b> |
| Convencional                              | 184          | 369          | 462          | 421          | 899          | 1.148        |
| Incentivada                               | 0            | 106          | 78           | 165          | 187          | 200          |

| Preços (R\$/MWh)                         | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       | 2030       |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Preço Médio de Venda<sup>3</sup></b>  | <b>196</b> | <b>195</b> | <b>204</b> | <b>204</b> | <b>211</b> | <b>216</b> |
| <b>ACR</b>                               | <b>265</b> | <b>275</b> | <b>276</b> | <b>274</b> | <b>277</b> | <b>277</b> |
| Hidrelétrica                             | 302        | 309        | 311        | 295        | 314        | 314        |
| Eólica                                   | 249        | 258        | 259        | 259        | 259        | 259        |
| Solar                                    | 340        | 353        | 355        | 355        | 355        | 355        |
| <b>ACL</b>                               | <b>173</b> | <b>164</b> | <b>174</b> | <b>170</b> | <b>175</b> | <b>178</b> |
| Hidrelétrica                             | 164        | 147        | 158        | 151        | 153        | 154        |
| Eólica                                   | 197        | 211        | 212        | 210        | 207        | 207        |
| Solar <sup>6</sup>                       | 209        | 212        | 205        | 201        | 200        | 198        |
| <b>Preço Médio de Compra<sup>4</sup></b> | <b>194</b> | <b>180</b> | <b>180</b> | <b>177</b> | <b>182</b> | <b>182</b> |
| Convencional                             | 211        | 144        | 143        | 133        | 145        | 145        |
| Incentivada                              | 182        | 201        | 192        | 188        | 182        | 183        |

<sup>1</sup> Os valores consideram: (a) Garantia Física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 31 de dezembro de 2025 - para os demais períodos, o GSF é igual a 1; (b) não inclui os recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) exposição do período realizado até 31 de dezembro de 2025 integralmente liquidada ao PLD; e (e) garantia física sujeita ao GSF de 1.782 até 2028, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera - em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,62/MWh. Data base: 01 de janeiro de 2025.

<sup>2</sup> Considera 50% da Garantia Física de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. Este efeito também influencia as linhas de preço médio de compra para revenda e venda dos períodos.

<sup>3</sup> O saldo de vendas do segmento hidrelétrico no ACL tem parte da venda de energia incentivada devido a Auren Operações ser classificada no segmento hidrelétrico, mas também firmar contratos de ativos eólicos.

<sup>4</sup> Os valores considerados são líquidos de PIS e COFINS. Incluem a totalidade do ACR e ACL no preço médio de venda e apenas ACL no preço médio de compra para energia convencional e incentivada. Data base: 01 de janeiro de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,50/USD. Os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

<sup>5</sup> Considera a entrada em operação do complexo de Cajuína 3 a partir de janeiro de 2027, agregando 63 MW médios de projeção de GF.

<sup>6</sup> O preço equivalente do contrato de autoprodução por arrendamento está líquido de PIS, COFINS e ISS.

## Desempenho Operacional da Geração

O desempenho da Companhia ao longo de 2025 reforça sua gestão eficiente dos ativos e seu papel estratégico para a segurança energética do país. A capacidade de ajustar a operação às condições climáticas e de mercado evidencia a resiliência do portfólio da Auren e sua habilidade em responder às demandas do sistema. Assim, a Companhia reforça seu compromisso de longo prazo com a sustentabilidade, confiabilidade do fornecimento e criação de valor para os acionistas e a sociedade.

**| Tabela 3 | Capacidade Instalada e Produção Segregadas por Fonte de Geração**

| Fonte                                 | Capacidade Instalada (MW) | Geração (MW médios) |                |              |                |                |             |
|---------------------------------------|---------------------------|---------------------|----------------|--------------|----------------|----------------|-------------|
|                                       |                           | 4T25                | 4T24           | Var.         | 2025           | 2024           | Var.        |
| Hidrelétrica <sup>1</sup>             | 4.198,4                   | 1.812,6             | 2.033,1        | -10,8%       | 1.937,7        | 1.831,0        | 5,8%        |
| Eólica <sup>2</sup>                   | 3.100,4                   | 1.178,2             | 1.238,6        | -4,9%        | 1.242,0        | 1.139,6        | 9,0%        |
| Solar <sup>2</sup>                    | 876,4                     | 178,2               | 189,4          | -5,9%        | 172,8          | 141,0          | 22,5%       |
| <b>Total Próprios</b>                 | <b>8.175,3</b>            | <b>3.169,0</b>      | <b>3.461,1</b> | <b>-8,4%</b> | <b>3.352,5</b> | <b>3.111,6</b> | <b>7,7%</b> |
| Participações <sup>3</sup>            | 547,5                     | 305,0               | 307,7          | -0,9%        | 259,4          | 356,0          | -27,1%      |
| <b>Total Próprios e Participações</b> | <b>8.722,8</b>            | <b>3.474,0</b>      | <b>3.768,7</b> | <b>-7,8%</b> | <b>3.611,9</b> | <b>3.467,6</b> | <b>4,2%</b> |

### Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,8 GW médios no quarto trimestre de 2025, representando uma redução de 10,8% em relação ao mesmo período do ano anterior e 12,5% abaixo da garantia física dos empreendimentos. Esse desempenho reflete o despacho realizado pelo ONS, voltado ao controle dos níveis dos reservatórios e ao atendimento do balanço energético, considerando a elevação das temperaturas e a necessidade de maior flexibilidade das usinas hidrelétricas do Sudeste, além de outros fatores mencionados na seção *Mercado de Energia* deste documento.

No acumulado de 2025, a produção atingiu 1,9 GW médios, um crescimento de 5,8% frente ao ano de 2024 (1,8 GW médios). Este resultado positivo foi impulsionado por condições hidrológicas melhores em 2025 e pela maior demanda de energia para atendimento à carga nos horários de ponta. O cenário mais favorável no início do ano contribuiu para a elevação dos níveis de armazenamento dos reservatórios, proporcionando maior flexibilidade operativa para o despacho das usinas ao longo dos meses seguintes.

O Gráfico 9 a seguir mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

**| Gráfico 9 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)<sup>4</sup>**



<sup>1</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera UHE Paraibuna.

<sup>2</sup> Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbochloro S.A. (50%/50%). Para os demais dados operacionais da *joint-venture*, considera-se participação de 100%.

<sup>3</sup> Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren.

<sup>4</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

Conforme demonstrado na Tabela 4, ao final do 4T25, o Índice de Disponibilidade Verificada<sup>1</sup> manteve-se acima dos valores de referência da ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio: Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava, que, somadas, representam 78,2% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos índices ainda se encontram abaixo das referências (Promissão, Bariri e Barra Bonita), que juntas representam 13,1% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia, a menor disponibilidade reflete eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, tais como manutenções ou intercorrências específicas. A Companhia estabeleceu um plano de revisão de manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade dos ativos aos níveis adequados.

**| Tabela 4 | Geração e Disponibilidade Verificada dos Ativos Hidrelétricos Próprios**

| Estado | Hidrelétrica          | Cap. Instalada (MW) | Geração (MW médios) |                |               |                |                |             | % da Garantia Física <sup>2</sup> 4T25 | Disp. Verificada<br>Dezembro/25 | Índice Ref. ANEEL |
|--------|-----------------------|---------------------|---------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|-------------|--|---------------------------------|-------------------|
|        |                       |                     | 4T25                | 4T24           | Var.          | 2025           | 2024           | Var.        |  |                                 |                   |
|        | UHE Porto Primavera   | 1.540,0             | 823,9               | 957,6          | -14,0%        | 877,9          | 860,9          | 2,0%        | -7,1%                                  | 95,8%                           | 92,3%             |
|        | UHE Água Vermelha     | 1.396,2             | 531,3               | 586,0          | -9,3%         | 610,8          | 587,1          | 4,0%        | -23,5%                                 | 96,6%                           | 93,9%             |
|        | UHE Nova Avanhandava  | 347,4               | 116,7               | 131,0          | -10,9%        | 119,6          | 94,9           | 26,0%       | -7,0%                                  | 95,8%                           | 94,8%             |
|        | UHE Promissão         | 264,0               | 80,0                | 97,8           | -18,3%        | 86,3           | 71,8           | 20,2%       | -14,8%                                 | 90,8%                           | 94,8%             |
|        | UHE Bariri            | 143,1               | 61,2                | 66,3           | -7,6%         | 56,1           | 49,3           | 13,8%       | 2,7%                                   | 92,0%                           | 93,4%             |
| SP     | UHE Barra Bonita      | 140,8               | 52,5                | 54,0           | -2,8%         | 41,7           | 36,8           | 13,3%       | 12,4%                                  | 87,2%                           | 94,6%             |
|        | UHE Ibitinga          | 131,5               | 68,1                | 73,1           | -6,9%         | 61,2           | 55,4           | 10,4%       | 1,9%                                   | 97,2%                           | 93,8%             |
|        | UHE Euclides da Cunha | 108,8               | 38,1                | 37,4           | 1,9%          | 39,1           | 37,0           | 5,6%        | -19,1%                                 | 96,7%                           | 94,6%             |
|        | UHE Caconde           | 80,4                | 27,7                | 15,8           | 75,1%         | 30,2           | 23,6           | 27,9%       | -14,9%                                 | 94,3%                           | 94,6%             |
|        | UHE Limoeiro          | 32,0                | 10,5                | 10,5           | 0,0%          | 11,7           | 10,7           | 8,6%        | -26,6%                                 | 95,2%                           | 94,6%             |
|        | PCHs <sup>3</sup>     | 14,2                | 2,7                 | 3,6            | -25,9%        | 3,2            | 3,4            | -3,3%       | -                                      | -                               | -                 |
|        | <b>Total</b>          | <b>4.198,4</b>      | <b>1.812,6</b>      | <b>2.033,1</b> | <b>-10,8%</b> | <b>1.937,7</b> | <b>1.831,0</b> | <b>5,8%</b> | <b>-12,5%<sup>4</sup></b>              | <b>-</b>                        | <b>-</b>          |

## Eólica

A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento após atingimento da franquía, foi de 1.178,2 MW médios no 4T25, 4,9% inferior ao 4T24, devido às maiores restrições de geração motivados pelos cortes por Razão de Confiabilidade (CNF) e Razão Energética (ENE). Com relação à certificação P90, o volume de energia produzido somado à restrição por REL foi equivalente a 86,0% no trimestre e 92,9% no ano, com o desvio com relação à certificação sendo causado principalmente pelo *curtailment*, conforme apresentado na Tabela 5.

A geração potencial (considerando também a parcela de energia não produzida por todos os tipos de corte), totalizou 111,5% do P90 e 101,6% do P50 no trimestre. O destaque foi o mês de outubro, quando a geração potencial de energia foi de 113,3% do P50 e de 124,2% do P90, em função do recurso eólico favorável e da boa performance dos aerogeradores.

No acumulado do ano, a produção de energia atingiu 1.242,0 MW médios, 9,0% superior a 2024, principalmente em função da entrada em operação completa dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína e da melhor performance dos demais ativos.

O Gráfico 10 apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica, passível de ressarcimento; (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições de produção; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

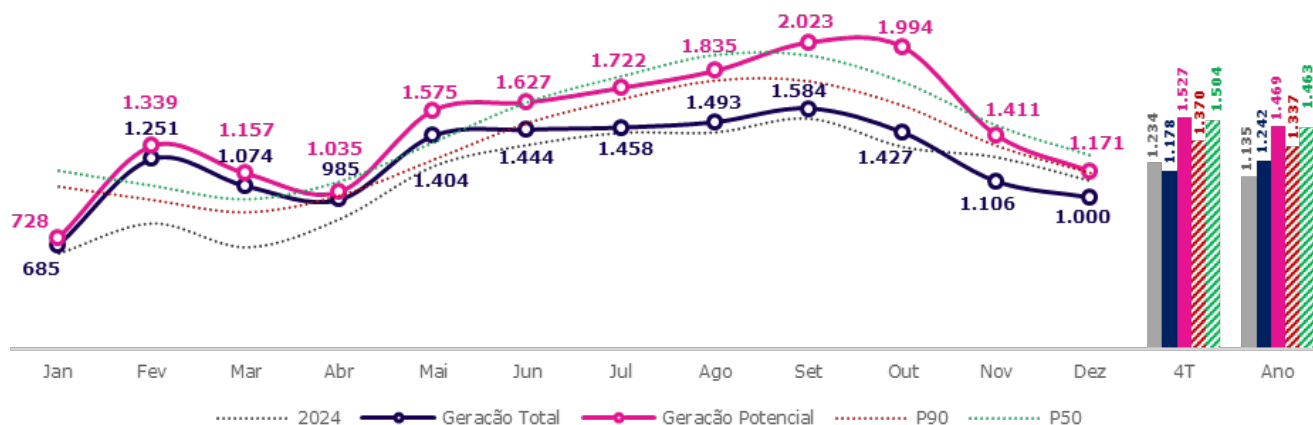
<sup>1</sup> IDv60 (Índice de Disponibilidade Verificada – 60 meses), que mede a disponibilidade real de uma usina em operar em comparação com sua capacidade de referência nos últimos 5 anos.

<sup>2</sup> Variação percentual da geração em relação à garantia física do ativo.

<sup>3</sup> Considera a soma da capacidade instalada e produção de energia das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera dados de garantia física e disponibilidade.

<sup>4</sup> Não considera dados das PCHs no desvio em relação à garantia física.

| Gráfico 10 | Ativos Consolidado – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



| MW médios                           | Jan   | Fev     | Mar     | Abr     | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     | 4T             | Ano            |
|-------------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------------|----------------|
| Geração 2024                        | 626,7 | 826,4   | 667,7   | 856,5   | 1.206,2 | 1.345,8 | 1.426,4 | 1.429,8 | 1.521,3 | 1.332,2 | 1.264,7 | 1.107,3 | <b>1.234,4</b> | <b>1.134,7</b> |
| Geração Total 2025 <sup>1</sup>     | 684,7 | 1.250,8 | 1.073,9 | 984,9   | 1.404,3 | 1.444,1 | 1.457,6 | 1.493,4 | 1.583,6 | 1.426,5 | 1.105,7 | 1.000,1 | <b>1.178,2</b> | <b>1.242,0</b> |
| Geração Potencial 2025 <sup>2</sup> | 727,9 | 1.338,7 | 1.156,8 | 1.035,4 | 1.574,7 | 1.626,6 | 1.722,4 | 1.835,1 | 2.022,9 | 1.994,2 | 1.410,9 | 1.171,0 | <b>1.526,6</b> | <b>1.468,5</b> |

| Tabela 5 | Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação

| Estado       | Complexos Eólicos     | Geração + Energia Ressarcível (MW médios) |                |              |                |                |             | Desvio em Relação à Certificação (%) |              |               |               |      |
|--------------|-----------------------|---|----------------|--------------|----------------|----------------|-------------|--------------------------------------|--------------|---------------|---------------|------|
|              |                       | 4T25                                      |                | Var.         | 2025           |                | 2024        | Var.                                 | P90          |               | P50           |      |
|              |                       | 4T25                                      | 4T24           |              | 2025           | 2024           |             |                                      | 4T25         | 2025          | 4T25          | 2025 |
| PI           | Ventos do Araripe III | 122,3                                     | 120,8          | 1,2%         | 156,2          | 153,5          | 1,8%        | -15,2%                               | -7,3%        | -19,9%        | -12,4%        |      |
|              | Ventos do Piauí II    | 80,4                                      | 85,4           | -5,8%        | 98,2           | 104,1          | -5,7%       | -10,1%                               | -5,0%        | -16,2%        | -11,5%        |      |
|              | Ventos do Araripe I   | 68,1                                      | 66,0           | 3,2%         | 79,8           | 81,2           | -1,6%       | -9,5%                                | -7,8%        | -17,4%        | -15,8%        |      |
|              | Ventos do Piauí III   | 75,3                                      | 75,3           | 0,0%         | 93,3           | 93,6           | -0,3%       | -11,0%                               | -5,6%        | -17,3%        | -12,3%        |      |
|              | Ventos do Piauí I     | 73,5                                      | 70,3           | 4,6%         | 94,3           | 90,3           | 4,4%        | -13,2%                               | -3,6%        | -17,9%        | -8,9%         |      |
| PE           | Caetés                | 101,5                                     | 103,9          | -2,3%        | 76,7           | 78,7           | -2,6%       | 7,2%                                 | -1,5%        | -2,5%         | -10,4%        |      |
|              | Cajuína               | 285,2                                     | 312,5          | -8,7%        | 272,5          | 172,2          | 58,3%       | -17,8%                               | -3,7%        | -28,4%        | -16,1%        |      |
| RN           | Ventus                | 28,2                                      | 46,5           | -39,3%       | 31,3           | 33,8           | -7,2%       | -49,6%                               | -24,1%       | -54,4%        | -31,2%        |      |
|              | Salinas               | 16,1                                      | 21,0           | -23,2%       | 16,2           | 14,2           | 14,0%       | -30,7%                               | -4,1%        | -36,3%        | -11,8%        |      |
| CE           | Mandacaru             | 41,9                                      | 45,1           | -7,1%        | 25,5           | 32,0           | -20,3%      | -3,8%                                | -9,2%        | -16,4%        | -21,1%        |      |
| BA           | Alto Sertão II        | 125,1                                     | 126,1          | -0,9%        | 153,1          | 146,3          | 4,7%        | -15,4%                               | -5,8%        | -21,3%        | -12,4%        |      |
|              | Tucano                | 141,8                                     | 140,8          | 0,7%         | 126,7          | 116,2          | 9,1%        | -9,9%                                | -10,5%       | -16,6%        | -17,2%        |      |
| RS           | Cassino               | 18,6                                      | 24,9           | -25,1%       | 18,0           | 23,5           | -23,3%      | -14,3%                               | -8,4%        | -21,9%        | -16,6%        |      |
| <b>Total</b> |                       | <b>1.178,2</b>                            | <b>1.238,6</b> | <b>-4,9%</b> | <b>1.242,0</b> | <b>1.139,6</b> | <b>9,0%</b> | <b>-14,0%</b>                        | <b>-7,1%</b> | <b>-21,7%</b> | <b>-15,1%</b> |      |

O 4T25 consolidou o processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados, evidenciando a continuidade das ações implementadas ao longo do ano. As rotinas de manutenção preventiva, corretiva e preditiva permaneceram avançando de forma consistente, sustentadas por uma governança de operação mais robusta e pela gestão integrada dos estoques estratégicos de componentes. Em conjunto, estas iniciativas contribuíram para o aumento da

<sup>1</sup> Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.

<sup>2</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

confiabilidade dos equipamentos e para a redução gradual dos períodos de indisponibilidade dos aerogeradores. Ao final do ano, concluímos as manutenções dos ativos incorporados identificadas durante a diligência e previstas no plano de recuperação elaborado entre o período de *signing* e *closing* da transação de aquisição da AES Brasil, resultando no nível esperado de regularidade e estabilidade operacional nos parques ao final do período.

Com relação à disponibilidade média no trimestre, os ativos incorporados alcançaram 93,0% no 4T25, um avanço de 2,4 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na Tabela 6. Em dezembro de 2025, alcançamos a marca de 94,6% na disponibilidade média dos ativos incorporados, em linha com o patamar de 95% um ano antes do planejado no processo de diligência da integração da AES Brasil e alinhado com as nossas metas para 2025.

Considerando todos os ativos eólicos da Companhia, a disponibilidade média atingiu 94,2% no 4T25, incremento de 1,7 p.p. na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. No acumulado do ano, os ganhos são ainda mais expressivos, com aumento de 8,1 p.p. nos ativos incorporados e 5,7 p.p. no portfólio total, reafirmando a efetividade das ações estruturantes de O&M e da consolidação de uma operação cada vez mais eficiente e padronizada.

Os complexos Tucano, Ventus e Caetés, em especial, evidenciaram uma recuperação sólida e contínua desde a integração, acumulando avanços respectivos de 7,6 p.p., 7,0 p.p. e 4,7 p.p. no 4T25 em comparação ao mesmo período do ano anterior. Além disso, o complexo Mandacaru, após o retorno gradual dos aerogeradores à operação conforme o cronograma, também apresentou um avanço significativo na disponibilidade ao longo do quarto trimestre, com um aumento de 4,2 p.p. com relação ao 3T25.

**| Tabela 6 | Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados em 2025**

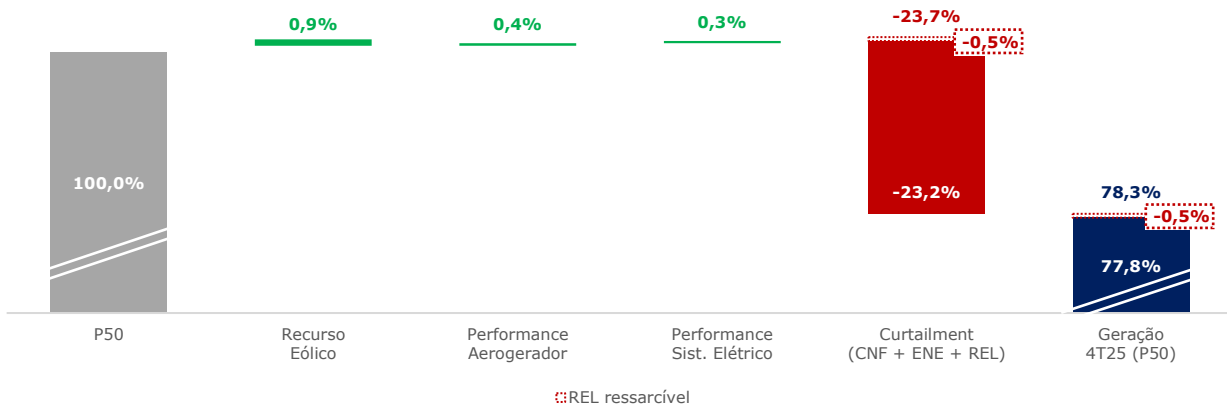
| Disponibilidade Média dos Ativos Incorporados | 1T    | 2T    | 3T    | 4T    | Ano   |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2024  | 70,9% | 82,9% | 91,2% | 90,6% | 84,0% |
| 2025  | 89,9% | 92,0% | 93,3% | 93,0% | 92,1% |

**| Tabela 7 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos**

| Estado   | Ativos                | Cap. Instalada (MW) | 4T25         | 4T24         | Var. (p.p.) | 2025         | 2024         | Var. (p.p.) |
|--|-----------------------|---------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| PI   | Ventos do Araripe III | 357,9               | 96,7%        | 96,2%        | 0,5         | 97,1%        | 96,2%        | 1,0         |
|  | Ventos do Piauí II    | 211,5               | 97,6%        | 98,4%        | -0,9        | 96,9%        | 98,6%        | -1,7        |
|  | Ventos do Araripe I   | 210,0               | 90,9%        | 93,6%        | -2,7        | 90,7%        | 80,5%        | 10,2        |
|  | Ventos do Piauí III   | 207,0               | 98,8%        | 97,1%        | 1,6         | 97,9%        | 95,7%        | 2,2         |
|  | Ventos do Piauí I     | 205,8               | 94,6%        | 95,4%        | -0,8        | 96,6%        | 96,7%        | -0,1        |
| PE   | Caetés                | 181,9               | 97,4%        | 92,7%        | 4,7         | 95,2%        | 93,0%        | 2,2         |
|  | Cajuína               | 685,8               | 94,0%        | 92,8%        | 1,1         | 94,3%        | 78,1%        | 16,3        |
| RN   | Ventus                | 187,0               | 95,4%        | 88,4%        | 7,0         | 93,1%        | 89,4%        | 3,7         |
|  | Salinas               | 50,4                | 96,0%        | 96,0%        | 0,0         | 95,2%        | 95,8%        | -0,6        |
| CE   | Mandacaru             | 108,1               | 78,2%        | 76,7%        | 1,5         | 71,8%        | 81,4%        | -9,7        |
| BA   | Alto Sertão II        | 386,1               | 97,9%        | 95,6%        | 2,3         | 97,6%        | 95,0%        | 2,6         |
|  | Tucano                | 322,4               | 88,0%        | 80,5%        | 7,6         | 85,7%        | 73,5%        | 12,3        |
| RS   | Cassino               | 64,0                | 88,2%        | 97,5%        | -9,2        | 90,2%        | 97,6%        | -7,5        |
| <b>Disponibilidade Média</b>                     |                       | -                   | <b>94,2%</b> | <b>92,5%</b> | <b>1,7</b>  | <b>93,6%</b> | <b>87,9%</b> | <b>5,7</b>  |
| <b>Disponibilidade Média Ativos Incorporados</b> |                       | -                   | <b>93,0%</b> | <b>90,6%</b> | <b>2,4</b>  | <b>92,1%</b> | <b>84,0%</b> | <b>8,1</b>  |

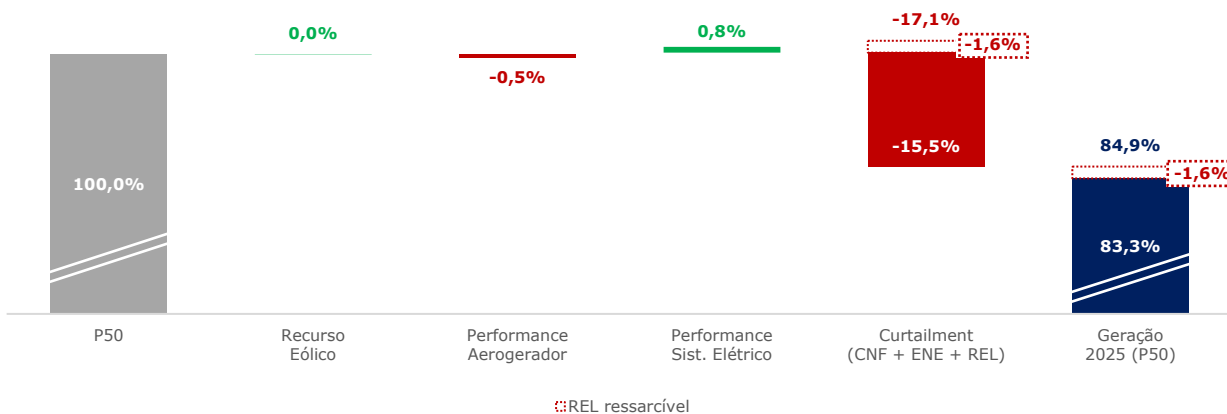
Apesar da maior disponibilidade de recurso eólico e melhor performance dos aerogeradores e do sistema elétrico quando comparados à certificação, a produção de energia do portfólio eólico consolidado alcançou 78,3% do P50 e 86,0% do P90 no trimestre e 84,9% do P50 e 92,9% do P90 no ano de 2025. O principal ofensor foi o *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 23,7 p.p., dos quais 23,2 p.p. são relativos à parcela não ressarcível.

**| Gráfico 11 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 4T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**



De maneira similar, no acumulado do ano, o *curtailment* representou uma redução de 17,1 p.p. da geração em relação ao P50 da certificação, sendo 1,6 p.p. passível de ressarcimento, conforme Gráfico 13. O desempenho positivo do sistema elétrico compensou o leve desvio observado no período para a performance dos aerogeradores, impactada pela menor disponibilidade devido às manutenções para recuperação dos ativos ao longo do ano. Com isso, a produção<sup>2</sup> do portfólio eólico consolidado alcançou 84,9% do P50 e 92,9% do P90 para o ano de 2025.

**| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada em 2025 (P50 em base 100)<sup>3</sup>**



As ações implementadas ao longo do ano, direcionadas ao aumento da confiabilidade e eficiência operacional dos ativos adquiridos, se refletem em um patamar mais consistente de performance técnica e disponibilidade. Esses avanços reforçam a resiliência do portfólio frente às variações externas, a evolução contínua do fortalecimento estrutural dos ativos e a crescente estabilidade dos indicadores sob gestão direta da Companhia, marcando a transição para uma fase de captura contínua de valor, com maior estabilidade e robustez operacional desses ativos. O foco daqui em diante será preservar o nível de desempenho alcançado no encerramento de 2025 e consolidar os ganhos estruturais alcançados.

## Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento após atingimento da franquia foi de 178,2 MW médios no 4T25, 5,9% inferior ao 4T24. No trimestre, a produção foi 24,6% inferior à geração esperada definida pelo P90 da certificação dos parques e, frente à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 30,9%, principalmente influenciada por restrições de geração (*curtailment*) classificadas como CNF e ENE.

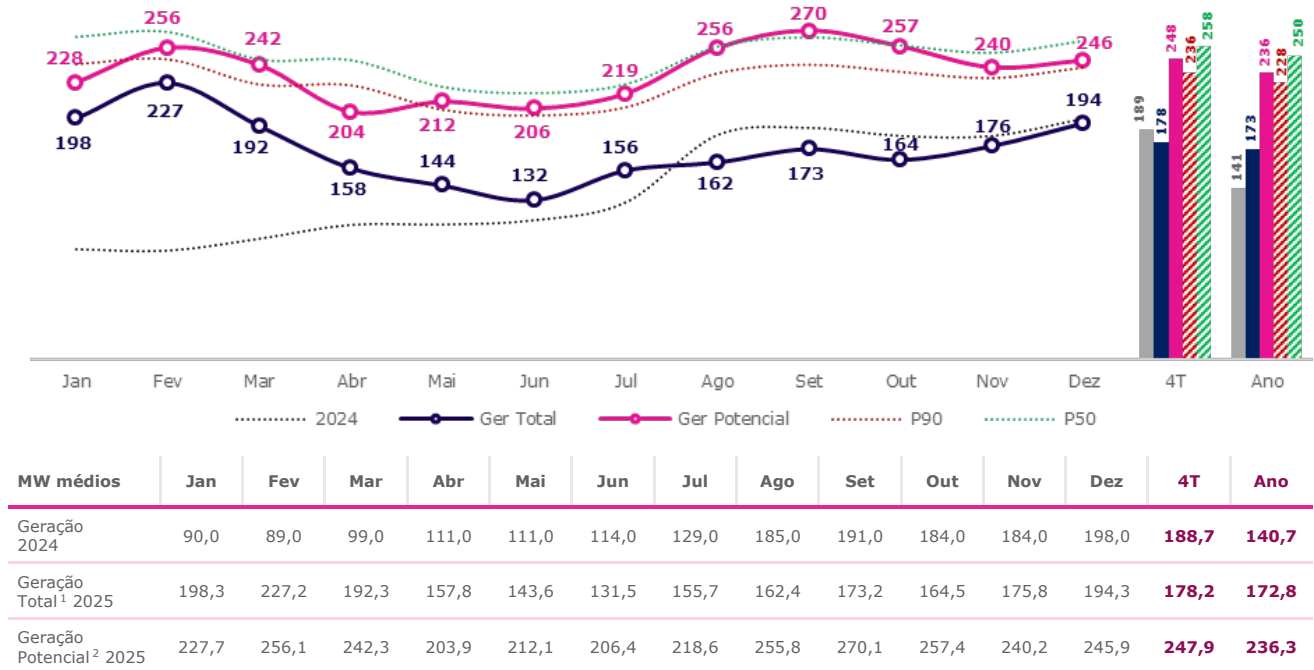
<sup>1</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

<sup>2</sup> Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

<sup>3</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

O Gráfico 13 apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições impostas pelo ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

**| Gráfico 13 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)**



**| Tabela 8 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação**

|    | Complexos Solares   | Geração + Energia Ressarcível (MW médios) |              |              |              |              |              | Desvio em Relação à Certificação (%) |               |               |               |
|----|---------------------|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
|    |                     | 4T25                                      |              | 4T24         |              | Var.         |              | P90                                  |               | P50           |               |
|    |                     | 2025                                      | 2024         | 2025         | 2024         | 2025         | 2024         | 4T25                                 | 2025          | 4T25          | 2025          |
| MG | Sol do Jaíba        | 109,5                                     | 116,8        | -6,2%        | 102,1        | 68,3         | 49,4%        | -25,4%                               | -29,9%        | -33,1%        | -37,1%        |
|    | Guaimbê             | 24,3                                      | 25,0         | -2,8%        | 25,8         | 28,4         | -9,1%        | -22,6%                               | -12,7%        | -24,8%        | -15,2%        |
| SP | Água Vermelha Solar | 14,2                                      | 14,9         | -5,0%        | 14,7         | 15,6         | -5,7%        | -24,0%                               | -14,7%        | -27,8%        | -19,0%        |
|    | Boa Hora            | 16,6                                      | 14,4         | 15,3%        | 15,8         | 15,0         | 5,4%         | -2,9%                                | 0,5%          | -7,7%         | -4,5%         |
|    | Água Vermelha VII   | 5,0                                       | 6,2          | -18,8%       | 6,0          | 3,4          | 77,1%        | -47,0%                               | -33,8%        | -51,0%        | -38,7%        |
| PI | Sol do Piauí I      | 8,5                                       | 12,0         | -28,7%       | 8,4          | 10,4         | -19,3%       | -32,6%                               | -24,9%        | -39,1%        | -32,1%        |
|    | <b>Total</b>        | <b>178,2</b>                              | <b>189,4</b> | <b>-5,9%</b> | <b>172,8</b> | <b>141,0</b> | <b>22,5%</b> | <b>-24,6%</b>                        | <b>-24,3%</b> | <b>-30,9%</b> | <b>-30,7%</b> |

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,8% no 4T25, um avanço de 1,2 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na Tabela 9. O resultado reforça o amadurecimento da gestão operacional e a efetividade das iniciativas direcionadas à redução de indisponibilidades, influenciando diretamente a melhoria contínua da operação e performance técnica dos ativos.

<sup>1</sup> Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.

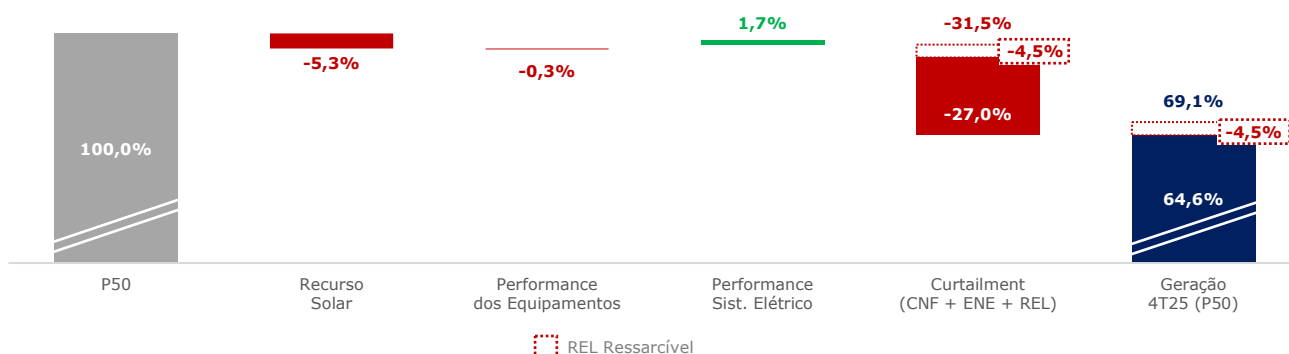
<sup>2</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

## | Tabela 9 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares

| Estado                       | Complexos Solares              | Cap. Instalada (MW) | Disponibilidade |              |             |              |              |             |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
|                              |                                |                     | 4T25            | 4T24         | Var. (p.p.) | 2025         | 2024         | Var. (p.p.) |
| MG                           | Sol de Jaíba <sup>1</sup>      | 500                 | 99,2%           | 97,6%        | 1,6         | 97,9%        | 97,0%        | 1,0         |
|                              | Guaimbê                        | 150                 | 99,0%           | 95,8%        | 3,3         | 98,0%        | 98,3%        | -0,4        |
| SP                           | Água Vermelha Solar            | 76                  | 97,5%           | 99,4%        | -1,9        | 97,5%        | 97,8%        | -0,3        |
|                              | Boa Hora                       | 69                  | 99,4%           | 99,4%        | 0,0         | 99,5%        | 99,5%        | -0,1        |
|                              | Água Vermelha VII <sup>2</sup> | 33                  | 97,7%           | 99,9%        | -2,2        | 98,7%        | 99,2%        | -0,5        |
| PI                           | Sol do Piauí I                 | 48                  | 96,7%           | 96,9%        | -0,2        | 97,8%        | 98,9%        | -1,0        |
| <b>Disponibilidade Média</b> |                                | -                   | <b>98,8%</b>    | <b>97,6%</b> | <b>1,2</b>  | <b>98,0%</b> | <b>97,7%</b> | <b>0,4</b>  |

Em linhas gerais, apesar da limitação de geração decorrente do recurso solar abaixo do previsto nas certificações, a principal influência negativa na performance do trimestre decorreu do *curtailment*, sobretudo da parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 27,0 p.p. frente à certificação P50. A magnitude dos impactos pode ser observada no Gráfico 14.

## | Gráfico 14 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 4T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>

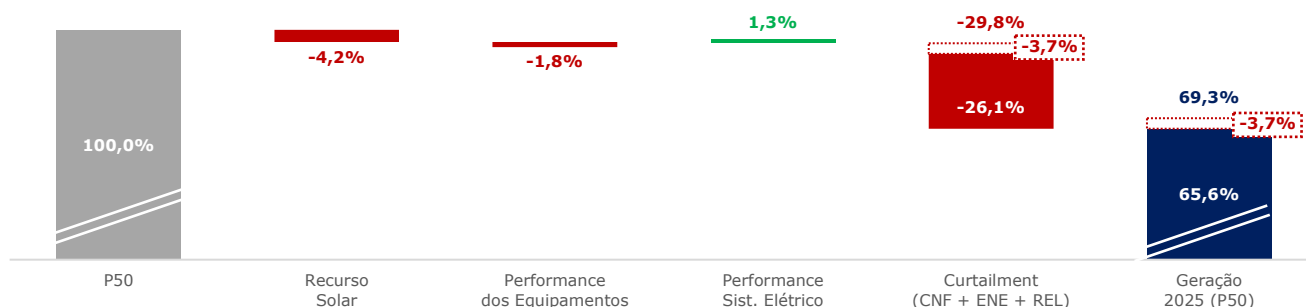


De maneira análoga, o desempenho anual dos ativos solares também foi influenciado majoritariamente pelo *curtailment*, responsável pela perda de 26,1 p.p. frente ao P50 da certificação, considerando a parcela não-ressarcível. Além disso, também contribuíram a menor incidência de recurso solar (-4,2 p.p.) e a performance dos equipamentos (-1,8 p.p.), refletindo eventos pontuais ocorridos no 1T25, que já foram solucionados pela Companhia. Desde então, a operação solar segue em trajetória de melhoria contínua, sustentada por ações focadas na confiabilidade e eficiência dos ativos. O ganho no desempenho do sistema elétrico de 1,3 p.p. reforça essa tendência positiva, contribuindo para mitigar parte das perdas acumuladas. Como resultado, a produção<sup>2</sup> do portfólio solar alcançou 69,3% do P50 da certificação e 75,7% do P90 nos doze meses de 2025, conforme ilustrado no Gráfico 15.

<sup>1</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtilment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

<sup>2</sup> Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

## | Gráfico 15 | Desempenho da Geração Solar Consolidada em 2025 (P50 em base 100)<sup>1</sup>



REL Ressarcível

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

### Impacto do Curtailment e dos Ganhos de Modulação

**Importante:** as informações de curtailment nesta seção fazem referência aos dados de curtailment do ONS e diferem dos dados das seções Eólica e Solar, que correspondem às estimativas internas da Companhia.

Na Tabela 10 apresentamos os percentuais do curtailment das fontes eólica e solar do portfólio da Auren, calculados como percentual da Geração Potencial e do percentil 50 (P50), assim como o curtailment do SIN. Adicionalmente, apresentamos o impacto financeiro do curtailment para a Companhia e os benefícios dos ganhos de modulação capturados em função de seu portfólio diversificado de ativos.

### | Tabela 10 | Curtailment e Ganhos de Modulação

|   | 1T25   |       | 2T25   |       | 3T25   |       | 4T25   |       | 2025         |              |
|---|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------------|--------------|
|   | Eólica | Solar | Eólica | Solar | Eólica | Solar | Eólica | Solar | Eólica       | Solar        |
| <b>Curtailment SIN<sup>1</sup> (%)</b>                                | 5,4%   | 9,4%  | 10,4%  | 21,1% | 19,7%  | 31,3% | 22,6%  | 22,3% | <b>14,5%</b> | <b>21,0%</b> |
| <b>Curtailment Auren<sup>2</sup> (%)</b>                              | 8,3%   | 12,9% | 9,0%   | 25,7% | 18,3%  | 27,4% | 22,3%  | 23,2% | <b>15,5%</b> | <b>22,4%</b> |
| <b>Geração Efetiva Auren<sup>3</sup> (% do P50)</b>                   | 92,0%  | 78,7% | 93,5%  | 62,7% | 79,2%  | 65,3% | 78,3%  | 69,1% | <b>84,9%</b> | <b>69,3%</b> |
| <b>Curtailment Auren por Fonte<sup>4</sup> (R\$ milhões)</b>          | 37,7   | 13,0  | 56,7   | 19,1  | 173,2  | 22,4  | 184,2  | 23,3  | <b>451,8</b> | <b>77,6</b>  |
| <b>Curtailment Auren Consolidado<sup>4</sup> (R\$ milhões)</b>        | 50,7   |       | 75,8   |       | 195,5  |       | 207,5  |       | <b>529,5</b> |              |
| <b>(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)</b>                         | 19,4   |       | 40,4   |       | 65,6   |       | 70,4   |       | <b>195,9</b> |              |
| <b>(=) Curtailment Líquido de Modulação<sup>4</sup> (R\$ milhões)</b> | 31,3   |       | 35,4   |       | 130,0  |       | 137,0  |       | <b>333,6</b> |              |

### Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren

Em termos energéticos, o impacto total da restrição não-ressarcível de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 396,8 MW médios, equivalente a 22,4% do P50, sendo (i) 395,3 MW médios no 4T25 por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 1,5 MW médios por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) abaixo da franquia.

Para os projetos eólicos, o 4T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível na ordem de 342,4 MW médios, equivalente a 22,8% do P50, sendo (i) 342,0 MW médios por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 0,4 MW médios por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) abaixo da franquia.

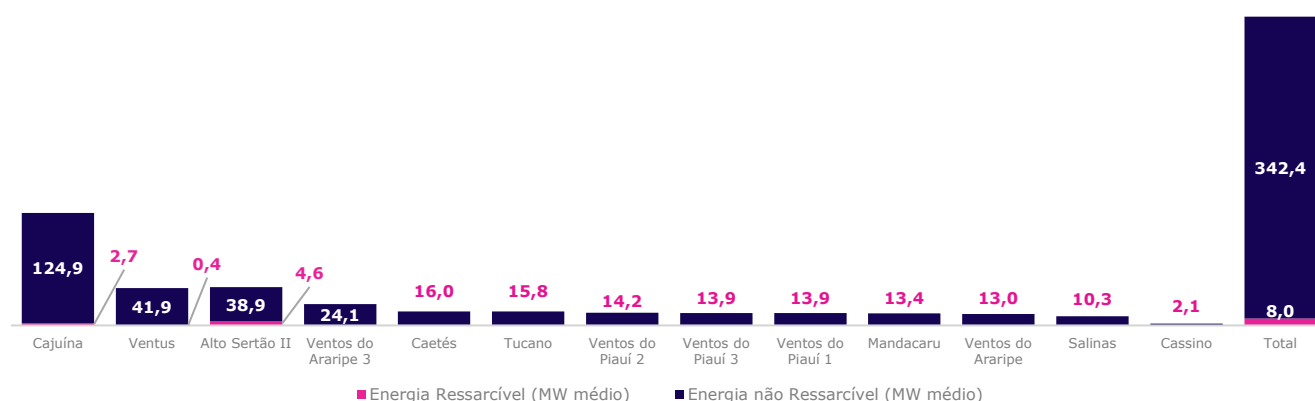
<sup>1</sup> Curtailment SIN (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

<sup>2</sup> Curtailment Auren (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

<sup>3</sup> Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailment Elétrico Ressarcível) / P50

<sup>4</sup> Curtailment Auren (R\$ milhões) = Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível

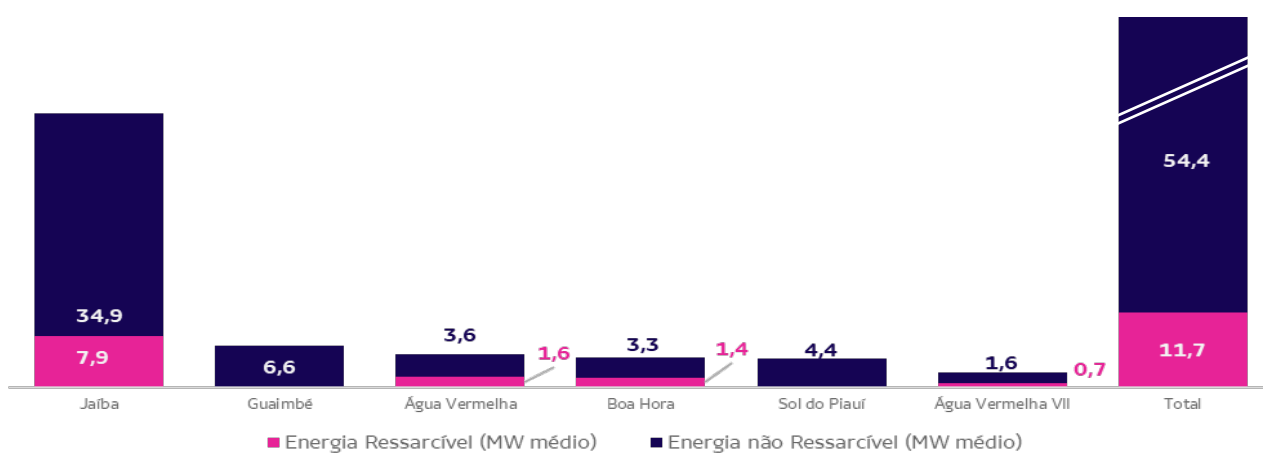
## | Gráfico 16 | Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis no 4T25



|                       | CAJ   | VEN   | AS II | VA III | CAE   | TUC   | VdP II | VdP III | VdP I | MAN   | VA I  | SAL   | CAS  | Total          |
|-----------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|---------|-------|-------|-------|-------|------|----------------|
| <b>% do P50</b>       | 31,4% | 67,9% | 24,5% | 15,8%  | 15,4% | 9,3%  | 14,9%  | 15,3%   | 15,5% | 26,7% | 15,7% | 40,7% | 8,9% | <b>22,8%</b>   |
| <b>P50 4T25 (MWm)</b> | 398,2 | 61,8  | 158,8 | 152,7  | 104,1 | 170,1 | 95,9   | 91,1    | 89,6  | 50,1  | 82,5  | 25,3  | 23,9 | <b>1.504,0</b> |

Para os ativos solares, o 4T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível da ordem de 54,4 MW médios, equivalente a 21,1% do P50, sendo (i) 53,3 MW médios por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 1,0 MW médios por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) abaixo da franquia.

## | Gráfico 17 | Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 4T25



|                       | Jaíba | Guaimbé | AGV   | Boa Hora | Sol do Piauí <sup>1</sup> | AGV VII | Total        |
|-----------------------|-------|---------|-------|----------|---------------------------|---------|--------------|
| <b>% do P50</b>       | 26,2% | 20,3%   | 26,5% | 26,2%    | 31,5%                     | 22,1%   | <b>21,1%</b> |
| <b>P50 4T25 (MWm)</b> | 163,6 | 32,3    | 19,6  | 18,0     | 14,0                      | 10,3    | <b>257,9</b> |

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarçável relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 207 milhões, um aumento de 6% em relação ao 3T25. Desse valor, R\$ 1 milhão representa a parcela não ressarçável (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 104 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 103 milhões os cortes por Razão Energética. O impacto líquido do *curtailment* no 4T25 foi de R\$ 137 milhões, já descontados os ganhos com modulação no valor de R\$ 70 milhões, conforme descritos na seção a seguir.

<sup>1</sup> A certificação de Sol do Piauí é impactada pelo compartilhamento da MUST com Ventos do Piauí I.

## Modulação de Geração

O atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange ao perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD), uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*).

Com base nos dados de geração e preço horário, a modulação trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 70,4 milhões no 4T25 e de R\$ 195,9 milhões com modulação em 2025 para a Auren.

## Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 11 | Resultados do Período

| R\$ milhões   | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.             | 2025           | 2024<br>proforma | Var.            |
|---|----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|
| <b>Receita Líquida</b>  | <b>1.702,3</b> | <b>1.795,5</b>   | <b>-5,2%</b>     | <b>6.556,1</b> | <b>6.088,6</b>   | <b>7,7%</b>     |
| Custo com Compra de Energia   | (475,6)        | (550,5)          | -13,6%           | (1.474,5)      | (1.393,6)        | 5,8%            |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica  | (176,3)        | (178,1)          | -1,1%            | (711,1)        | (695,4)          | 2,3%            |
| <b>Margem Líquida</b>   | <b>1.050,4</b> | <b>1.066,9</b>   | <b>-1,5%</b>     | <b>4.370,5</b> | <b>3.999,7</b>   | <b>9,3%</b>     |
| <i>Margem Líquida</i>   | <i>61,7%</i>   | <i>59,4%</i>     | <i>2,3 p.p.</i>  | <i>66,7%</i>   | <i>65,7%</i>     | <i>1,0 p.p.</i> |
| <b>PMSO</b>   | <b>(249,3)</b> | <b>(266,7)</b>   | <b>-6,5%</b>     | <b>(972,7)</b> | <b>(1.084,3)</b> | <b>-10,3%</b>   |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)                                    | 468,1          | 1.510,9          | -69,0%           | 473,6          | 1.645,6          | -71,2%          |
| <b>EBITDA</b>   | <b>1.269,2</b> | <b>2.311,0</b>   | <b>-45,1%</b>    | <b>3.871,3</b> | <b>4.561,0</b>   | <b>-15,1%</b>   |
| Dividendos das Participações Minoritárias                               | 130,4          | 93,1             | 40,1%            | 383,1          | 230,9            | 65,9%           |
| Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento         | 2,2            | 40,4             | -94,6%           | 17,8           | 47,3             | -62,4%          |
| Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais | (24,8)         | 9,7              | n.a.             | (43,0)         | (122,5)          | -64,9%          |
| Baixa de imobilizado  | 24,1           | -                | n.a.             | 37,3           | -                | n.a.            |
| Reversão de <i>impairment</i> de ativo imobilizado                      | (325,7)        | (1.500,1)        | n.a.             | (325,7)        | (1.500,1)        | n.a.            |
| Outros Ajustes  | -              | -                | n.a.             | -              | 21,8             | n.a.            |
| <b>EBITDA Ajustado</b>  | <b>1.075,4</b> | <b>954,1</b>     | <b>12,7%</b>     | <b>3.940,8</b> | <b>3.238,3</b>   | <b>21,7%</b>    |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>   | <i>63,2%</i>   | <i>53,1%</i>     | <i>10,0 p.p.</i> | <i>60,1%</i>   | <i>53,2%</i>     | <i>6,9 p.p.</i> |

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 1.075,4 milhões no 4T25, R\$ 121,3 milhões (12,7%) superior se comparado ao 4T24. A variação no período reflete principalmente:

- a) **Margem Líquida:** R\$ 1.050,4 milhões no 4T25, uma redução de 1,5% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.066,9 milhões), devido a menor geração hidrelétrica dos agentes do MRE entre os períodos (-6,2%) e ao aumento do *curtailment* nos ativos eólicos e solares, que foram compensados pelos efeitos do ajuste da inflação nos contratos de venda de energia, pela transferência de contrato de venda de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o segmento de comercialização (R\$ 42 milhões) e aumento dos ganhos líquidos com modulação (+R\$ 23,9 milhões vs. 4T24).

Na comparação com Margem Líquida do 3T25 (R\$ 982,6 milhões), tivemos um aumento de 6,9% no 4T25, explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com um aumento de 13,9% na geração alocada no trimestre, quando computada a alocação de garantia física no MRE e o GSF (67% vs. 63% no 3T25).

Adicionalmente, tivemos a redução de R\$ 1,9 milhões em Encargos Setoriais explicada pela redução das tarifas médias de transmissão e distribuição das usinas hidrelétricas localizadas no estado de São Paulo.

- b) **PMSO:** R\$ 249,3 milhões no 4T25, redução de 6,5% em relação ao 4T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#). Em relação ao 3T25 (R\$ 251,9 milhões), o PMSO ficou em linha (-1,0%).
- c) **ORO:** receita de R\$ 468,1 milhões no 4T25 comparada a receita de R\$ 1.510,9 milhões no mesmo período do ano anterior. A variação é principalmente explicada pela reversão de *impairment* de ativo imobilizado de Porto Primavera realizada no 4T24, que adicionou R\$ 1.500,1 milhões ao resultado do segmento de Geração daquele período, sem reflexo no resultado consolidado da Auren Energia.

No 4T25, foi registrado o reconhecimento da indenização dos Investimentos Prudentes de CESP, no montante de R\$ 498,8 milhões nas datas base do término dos contratos de concessão das UHs Jupia, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, através da reversão de *impairment* no montante de R\$ 325,7 milhões e do reconhecimento de R\$ 142,8 milhões adicionais. Os R\$ 30,3 milhões remanescentes referentes ao valor total da indenização já estavam reconhecidos no imobilizado dos ativos e, com isso, não impactaram o resultado do trimestre.

- d) **Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 130,4 milhões no 4T25, R\$ 37,3 milhões superior ao mesmo período de 2024, reflexo das alterações realizadas na política e no regime de reconhecimento dos dividendos no ano de 2025.

## Participações Minoritárias da Auren

As informações do balanço energético e financeiras são apresentadas no nível consolidado das holdings CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado, nas quais a Companhia possui participação minoritária e cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

Para informações detalhadas sobre a estrutura societária e as principais características dos ativos hidrelétricos, acesse a [Planilha Interativa](#) e/ou o [Guia de Modelagem](#), ambos disponíveis no website de Relações com Investidores.

**| Tabela 12 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias<sup>1</sup>**

| Volume (MW médios)                        | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|
| Garantia Física dos ativos (a)            | 213        | 256        | 256        | 256        | 244        |
| Compras (b)                               | 72         | 35         | 5          | 4          | 4          |
| <b>Recurso (c) = (a)+(b)</b>              | <b>285</b> | <b>291</b> | <b>261</b> | <b>260</b> | <b>248</b> |
| Vendas no ACL (d)                         | 285        | 256        | 256        | 256        | 244        |
| <b>Requisitos (e)</b>                     | <b>285</b> | <b>256</b> | <b>256</b> | <b>256</b> | <b>244</b> |
| <b>Balanço Energético (f) = (c) – (e)</b> | <b>-</b>   | <b>35</b>  | <b>5</b>   | <b>4</b>   | <b>4</b>   |

Analisando o Balanço Energético do 4T25, em comparação com os valores do 3T25, tivemos a redução da garantia física dos ativos em 24 MW médios para o ano de 2025, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanço Energético das Participações Minoritárias apresenta, desde o 2T25, apenas as transações de compra e venda de energia com o mercado, e exclui os contratos *intercompany* entre os ativos hidrelétricos e as subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado e CBA Energia).

## Desempenho Financeiro e Pagamento de Dividendos

Nesta seção apresentamos uma DRE Gerencial com a consolidação do desempenho financeiro dos ativos hidrelétricos nos quais a Auren possui participação minoritária. Tal apresentação é gerencial, não auditada e tem por objetivo auxiliar o mercado a entender a geração de caixa de tais ativos, que resulta no pagamento de dividendos à Companhia.

Na Tabela 13, a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos em conjunto, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívidas em seus respectivos balanços.

<sup>1</sup> Notas: (i) A garantia física dos ativos líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado; (ii) As garantias físicas estão líquidas de perdas internas e da rede básica de 3%; (iii) A garantia física está sujeita ao risco hidrológico (GSF); (iv) Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado).

**| Tabela 13 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias**

| <b>DRE Gerencial Participações</b><br>(R\$ milhões na participação econômica de Auren) | <b>4T25</b>  | <b>4T24</b><br>proforma | <b>Var.</b>   | <b>2025</b>  | <b>2024</b><br>proforma | <b>Var.</b>  |
|--|--------------|-------------------------|---------------|--------------|-------------------------|--------------|
| Volume Energia Vendida (MW médios)   | 285          | 273                     | 4,4%          | 269          | 270                     | n.a.         |
| Margem Líquida (R\$/MWh)   | 207          | 195                     | 6,1%          | 203          | 181                     | 11,9%        |
| <b>Margem Líquida</b>  | <b>129,7</b> | <b>117,4</b>            | <b>10,5%</b>  | <b>477,5</b> | <b>428,4</b>            | <b>11,5%</b> |
| PMSO   | (6,0)        | (6,2)                   | -3,2%         | (23,1)       | (21,4)                  | 7,9%         |
| <b>EBITDA Ajustado<sup>1</sup></b>   | <b>123,7</b> | <b>111,2</b>            | <b>11,2%</b>  | <b>454,4</b> | <b>407,0</b>            | <b>11,6%</b> |
| Depreciação & Amortização  | (9,4)        | (9,4)                   | n.a.          | (37,6)       | (37,6)                  | n.a.         |
| Outros Resultados (Incluindo MTM)  | 2,8          | (60,4)                  | n.a.          | 14,2         | (10,1)                  | n.a.         |
| <b>EBIT</b>  | <b>117,1</b> | <b>41,4</b>             | <b>182,9%</b> | <b>431,0</b> | <b>359,3</b>            | <b>20,0%</b> |
| Resultado Financeiro   | 7,8          | (2,7)                   | n.a.          | 22,3         | (2,6)                   | n.a.         |
| <b>LAIR</b>  | <b>124,9</b> | <b>38,7</b>             | <b>n.a.</b>   | <b>453,3</b> | <b>356,7</b>            | <b>27,1%</b> |
| IR/CSLL  | (30,6)       | (31,0)                  | -1,3%         | (112,0)      | (108,2)                 | 3,5%         |
| <b>Lucro Líquido<sup>2</sup></b>   | <b>94,3</b>  | <b>7,7</b>              | <b>n.a.</b>   | <b>341,3</b> | <b>248,5</b>            | <b>37,3%</b> |
| <b>Dividendos Declarados</b>   | <b>130,4</b> | <b>93,1</b>             | <b>40,1%</b>  | <b>363,7</b> | <b>230,9</b>            | <b>57,5%</b> |

Principais destaques do 4T25:

- Margem Líquida:** a melhora da margem em R\$ 12,3 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 4T25 contra o 4T24 (R\$ 265/MWh vs. R\$ 218/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 41 MW médios em CBA Energia e Pollarix.
- PMSO:** no quarto trimestre de 2025, o montante alcançou R\$ 6,0 milhões frente a R\$ 6,2 milhões no mesmo período anterior. A redução de R\$ 0,2 milhões é justificada principalmente pela postergação de serviço de manutenção de estradas na UHE Picada para 2026.
- EBITDA Ajustado:** R\$ 123,7 milhões no 4T25, crescimento de 11,2% quando comparado aos R\$ 111,2 milhões registrados no 4T24, justificado pelo crescimento da margem líquida em R\$ 12,3 milhões.
- Outros Resultados:** melhora de R\$ 63,2 milhões vs. 4T24, influenciada pela variação no MtM, que refletiu o aumento observado na curva de preços de energia futuros, além do ajuste da metodologia contábil para a marcação a mercado, que gerou um efeito negativo no 4T24 em Enercan (+R\$ 70,8 milhões vs. 4T24). Esse efeito foi parcialmente compensado por ressarcimentos relacionados ao GSF (-R\$ 7,3 milhões vs. 4T24).
- Resultado Financeiro:** receita de R\$ 7,8 milhões no 4T25 frente a despesa de R\$ 2,7 milhões no mesmo período do ano anterior, devido principalmente à: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da queda no índice aplicado (IGP-M) nas UHEs Picada, Baesa e Enercan (R\$ 4,6 milhões); e (ii) ao aumento dos rendimentos de aplicações financeiras na Pollarix Holding e na SPE Amador Aguiar, devido ao maior caixa disponível em ambas as empresas (saldo de R\$ 169 milhões no 4T25 vs. R\$ 56 milhões no 4T24) bem como à dinâmica do CDI no período.
- Dividendos Declarados:** R\$ 130,4 milhões no quarto trimestre de 2025, frente a R\$ 93,1 milhões no 4T24, reflexo das alterações realizadas na política e no regime de reconhecimento dos dividendos no ano de 2025.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

<sup>1</sup> EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

<sup>2</sup> O Lucro Líquido apresentado pode ser identificado na Nota Explicativa 11 das Demonstrações Financeiras de Auren Energia, ao somar o resultado de equivalência patrimonial das coligadas Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações.

## Comercialização

### Balanço Energético do Segmento de Comercialização

A Tabela 14 apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2025 e 2026. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas voltadas à comercialização de energia, sendo Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Em 2025, a Auren comercializou 6.583 MW médios de energia vendida tanto para clientes consumidores finais como para demais contrapartes, consolidando sua posição de liderança no segmento de comercialização de energia.

| Tabela 14 | Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

| Volume (MW médios)                             | 2025       | 2026         | 2027        | 2028       | 2029         | 2030         |
|--|------------|--------------|-------------|------------|--------------|--------------|
| Compras (A)                                    | 6.583      | 4.005        | 2.528       | 1.968      | 1.231        | 883          |
| Vendas <sup>1</sup> (B)                        | 6.583      | 4.113        | 2.602       | 1.944      | 1.145        | 896          |
| <b>Margem Contratual<sup>2</sup> (R\$/MWh)</b> | <b>4,8</b> | <b>7,7</b>   | -           | -          | -            | -            |
| <b>Balanço Comercialização (A - B)</b>         | <b>0</b>   | <b>(108)</b> | <b>(74)</b> | <b>23</b>  | <b>86</b>    | <b>(13)</b>  |
| <b>Balanço Consolidado Auren<sup>3</sup></b>   | <b>184</b> | <b>367</b>   | <b>467</b>  | <b>609</b> | <b>1.172</b> | <b>1.335</b> |

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é importante considerar (i) a participação das operações de *trading* de curto prazo, que geralmente apresentam margens unitárias mais baixas, mas envolvem volumes elevados de energia – esse tipo de operação tem impacto direto na margem contratual média da Comercializadora ao longo do ano, conforme o volume de *trading* cresce; e (ii) a exposição em aberto do Balanço de Comercialização, que deve ser valorada a preços de mercado. A posição short de 108 MW médios referente a 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços de mercado do respectivo período. Por fim, para recompor o resultado do segmento de Comercialização, é necessário somar o resultado das demais empresas do ecossistema da Comercializadora que não estão refletidas no Balanço Energético acima.

No 4T25, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

- Em 2026 e 2030, registramos redução da exposição *short*, com variações de 42 MW médios e 29 MW médios, respectivamente. A diminuição da posição em 2026 reflete a estratégia frente à recente elevação dos preços de curto e médio prazo.
- Em 2027, tivemos o aumento do *short* devido à venda de energia no Leilão de Energia Existente no final de 2025, com 110 MW médios alocados neste segmento, de um volume total de 115 MW médios no submercado nordeste, com fornecimento em 2026 e 2027, para mitigar risco de diferença de preços entre submercados.
- Para os anos de 2028 e 2029, houve ampliação da posição *long*, medida que reforça a gestão de risco do portfólio e assegura a continuidade das vendas junto ao consumidor final.
- Transferência do contrato de venda de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o segmento de comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e o *hedge* no mesmo veículo, com um impacto negativo no segmento de comercialização de R\$ 42 milhões no 4T25, em linha com o impacto negativo já anunciado de R\$ 102 milhões para o ano 2025. No ano de 2026, estimamos que essa cessão terá impacto negativo de R\$ 99 milhões para a comercializadora e positivo na mesma magnitude para o segmento de geração.

Ressalta-se que não há impacto no EBITDA consolidado da Companhia. Desconsiderando a cessão desse contrato, a margem da comercializadora seria de aproximadamente R\$ 6,6/MWh em 2025, acima dos R\$4,8/MWh reportados, e de R\$ 10,4/MWh em 2026, acima dos R\$ 7,7/MWh reportados.

- A visão do Balanço Consolidado Auren, com a diminuição da posição *long* considerando-se de maneira consolidada os balanços de Geração e Comercialização, é resultado principalmente da venda de energia através das autoproduções celebradas ao longo de 2025.

<sup>1</sup> Considera os contratos formalizados no ACR e ACL.

<sup>2</sup> A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição. Data-base dos preços: 31 de dezembro de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,32 (BRL/USD).

<sup>3</sup> Balanço Energético Consolidado considera ambos os segmentos (Geração e Comercialização).

## Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 15 | Resultados do Período

| R\$ milhões  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025           | 2024<br>proforma | Var.          |
|--|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|---------------|
| <b>Receita Líquida</b>                             | <b>2.916,1</b> | <b>2.602,9</b>   | <b>12,0%</b>  | <b>9.244,4</b> | <b>7.079,8</b>   | <b>30,6%</b>  |
| Custo com Energia                                  | (2.874,9)      | (2.599,2)        | 10,6%         | (8.919,7)      | (6.780,5)        | 31,5%         |
| <b>Margem Líquida</b>                              | <b>41,2</b>    | <b>3,7</b>       | <b>n.a.</b>   | <b>324,7</b>   | <b>299,3</b>     | <b>8,5%</b>   |
| <i>Margem Líquida</i>                              | 1,4%           | 0,1%             | 1,3 p.p.      | 3,5%           | 4,2%             | -0,7 p.p.     |
| <b>PMSO</b>  | <b>(43,1)</b>  | <b>(33,7)</b>    | <b>27,7%</b>  | <b>(140,5)</b> | <b>(103,9)</b>   | <b>35,1%</b>  |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)               | 156,1          | (86,5)           | n.a.          | 303,5          | (61,1)           | n.a.          |
| <b>EBITDA</b>                                      | <b>154,1</b>   | <b>(116,5)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>487,7</b>   | <b>134,2</b>     | <b>n.a.</b>   |
| Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia | (124,8)        | 85,0             | n.a.          | (267,7)        | 66,9             | n.a.          |
| Outros Ajustes                                     | (52,2)         | 0,3              | n.a.          | (49,0)         | 1,0              | n.a.          |
| <b>EBITDA Ajustado</b>                             | <b>(22,8)</b>  | <b>(31,3)</b>    | <b>-27,1%</b> | <b>170,9</b>   | <b>202,1</b>     | <b>-15,4%</b> |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>                      | -0,8%          | -1,2%            | 0,4 p.p.      | 1,8%           | 2,9%             | -35,2%        |

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 22,8 milhões no 4T25 ante -R\$ 31,3 milhões registrados no 4T24. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionado anteriormente, o EBITDA Ajustado do 4T25 seria de R\$ 19,2 milhões. A variação em relação ao 4T24 é explicada principalmente:

- Margem Líquida:** Excluindo-se (i) o impacto negativo de R\$ 42,0 milhões no segmento de Comercialização no 4T25, referente à cessão do contrato de 150 MW médios mencionado anteriormente, e (ii) o efeito pontual negativo de ajuste de exposição a comercializadoras inadimplentes de R\$ 49,3 milhões no 4T24, teríamos uma variação positiva de R\$ 33,2 milhões entre os períodos. Tal variação é majoritariamente explicada pela maior margem nas operações de *trading* realizadas no período e pela margem das demais empresas do ecossistema de Comercialização (+R\$ 7,9 milhões vs. 4T24). Vale destacar que, considerando o ano completo, as empresas do ecossistema da Comercializadora que não estão refletidas no Balanço Energético do segmento registraram uma Margem Líquida de R\$ 55,1 milhões.
- PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 43,1 milhões no 4T25, ante R\$ 33,7 milhões no 4T24. As variações refletem majoritariamente a adição da Way2, com impacto de R\$ 8,4 milhões.
- Outras Receitas (Despesas) Operacionais:** receita de R\$ 156,1 milhões, devido principalmente à marcação à mercado dos contratos para venda de energia futura, no valor de R\$ 124,8 milhões, a remensuração do investimento inicial da Way2 (R\$ 52,2 milhões) e ao *impairment* reconhecido no trimestre referente a investimentos no ecossistema da Comercializadora (R\$ 13,5 milhões).

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

## Desempenho Financeiro Consolidado

### Demonstração de Resultados Proforma

**Importante:** Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31/10/2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos resultados da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 4T24 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Auren desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia e da AES Brasil divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de 2024 foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações para fins de comparabilidade e para melhor apresentação.

A Companhia ressalta que as informações proforma (i) possuem caráter meramente informativo e foram elaboradas exclusivamente para auxiliar o mercado na simulação dos resultados combinados tendo em vista a operação com a AES Brasil e destina-se única e exclusivamente para facilitar a visualização e interpretação dos dados do 4T25; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia: (i) participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#), além de (ii) 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA<sup>1</sup> de R\$ 9,4 milhões no 4T25 e de R\$ 42,0 milhões no ano de 2025. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 16 | Resultados do Período

| R\$ milhões  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025             | 2024<br>proforma | Var.         |
|--|----------------|------------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| <b>Receita Líquida</b>   | <b>3.801,7</b> | <b>3.598,9</b>   | <b>5,6%</b>   | <b>13.177,0</b>  | <b>11.250,8</b>  | <b>17,1%</b> |
| Custo com Compra de Energia  | (2.533,8)      | (2.349,8)        | 7,8%          | (7.770,1)        | (6.254,7)        | 24,2%        |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica                                       | (173,9)        | (178,6)          | -2,7%         | (711,7)          | (705,1)          | 0,9%         |
| <b>Margem Líquida</b>  | <b>1.094,1</b> | <b>1.070,5</b>   | <b>2,2%</b>   | <b>4.695,1</b>   | <b>4.291,0</b>   | <b>9,4%</b>  |
| <i>Margem Líquida</i>  | 28,8%          | 29,7%            | -1,0 p.p.     | 35,6%            | 38,1%            | -2,5 p.p.    |
| <b>Custos e Despesas (PMSO)</b>  | <b>(341,2)</b> | <b>(370,5)</b>   | <b>-7,9%</b>  | <b>(1.270,3)</b> | <b>(1.353,3)</b> | <b>-6,1%</b> |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)                                   | 722,1          | (310,7)          | n.a.          | 609,0            | 164,8            | 269,6%       |
| <b>EBITDA</b>  | <b>1.474,9</b> | <b>389,3</b>     | <b>278,9%</b> | <b>4.033,8</b>   | <b>3.102,5</b>   | <b>30,0%</b> |
| Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)               | (239,4)        | 321,2            | n.a.          | (127,9)          | (13,1)           | n.a.         |
| Dividendos das Participações Minoritárias                              | 130,4          | 93,1             | 40,1%         | 383,1            | 230,9            | 65,9%        |
| Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)       | 5,8            | 79,6             | -92,7%        | 35,3             | 92,9             | -61,9%       |
| Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO) | (24,4)         | 9,9              | n.a.          | (40,8)           | (121,9)          | -66,6%       |
| Baixa de Imobilizado (ORO)   | 40,2           | -                | n.a.          | 59,7             | -                | n.a.         |
| Remensuração do Investimento Inicial da Way2 (ORO)                     | (52,2)         | -                | n.a.          | (52,2)           | -                | n.a.         |
| Reversão de <i>Impairment</i> (ORO)                                    | (325,7)        | (3,2)            | n.a.          | (325,7)          | (3,2)            | n.a.         |
| Outros Ajustes (ORO)   | -              | -                | n.a.          | 3,1              | 21,8             | -86,0%       |
| <b>EBITDA Ajustado</b>   | <b>1.009,7</b> | <b>889,8</b>     | <b>13,5%</b>  | <b>3.968,4</b>   | <b>3.309,9</b>   | <b>19,9%</b> |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>  | 26,6%          | 24,7%            | 1,8 p.p.      | 30,1%            | 29,4%            | 0,7 p.p.     |
| Depreciação e Amortização  | (477,4)        | (256,9)          | 85,9%         | (1.923,0)        | (1.371,5)        | 40,2%        |
| Equivalência Patrimonial   | 60,2           | (12,7)           | n.a.          | 205,3            | 156,0            | 31,6%        |
| Resultado Financeiro Líquido   | (432,0)        | (547,3)          | -21,1%        | (2.433,9)        | (1.638,5)        | 48,5%        |
| <b>LAIR</b>  | <b>625,6</b>   | <b>(427,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(117,8)</b>   | <b>248,5</b>     | <b>n.a.</b>  |
| Impostos (IR/CSLL)   | (271,0)        | 64,0             | n.a.          | (440,1)          | (281,2)          | 56,5%        |
| <b>Resultado Líquido</b>   | <b>354,7</b>   | <b>(363,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557,9)</b>   | <b>(32,7)</b>    | <b>n.a.</b>  |

<sup>1</sup> Considerando a participação proporcional da Auren Participações na *joint-venture*.

Com o objetivo de promover maior transparência e auxiliar os investidores e analistas, a Companhia disponibiliza a [Planilha Interativa](#) e o [Guia de Modelagem](#) no *website* de Relações com Investidores.

## Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 1.094,1 milhões no 4T25, aumento de 2,2% na comparação com o 4T24 (R\$ 1.070,5 milhões).

Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado foram principalmente: (i) a menor geração hidrelétrica no 4T25 e o aumento do *curtailment* nos ativos eólicos e solares no segmento de Geração, (ii) o efeito pontual negativo de ajuste de exposição a comercializadoras inadimplentes de R\$ 49,3 milhões registrado no 4T24, (iii) a maior margem de operações de *trading* realizadas no segmento de Comercialização no 4T25, (iv) o aumento de margem das demais empresas do ecossistema de Comercialização no valor de R\$ 7,9 milhões, (v) o aumento de R\$ 37,5 milhões resultado de efeito de modulação, e (vi) a redução de R\$ 1,9 milhões em Encargos Setoriais devido à redução das tarifas médias de transmissão e distribuição das usinas hidrelétricas localizadas em São Paulo.

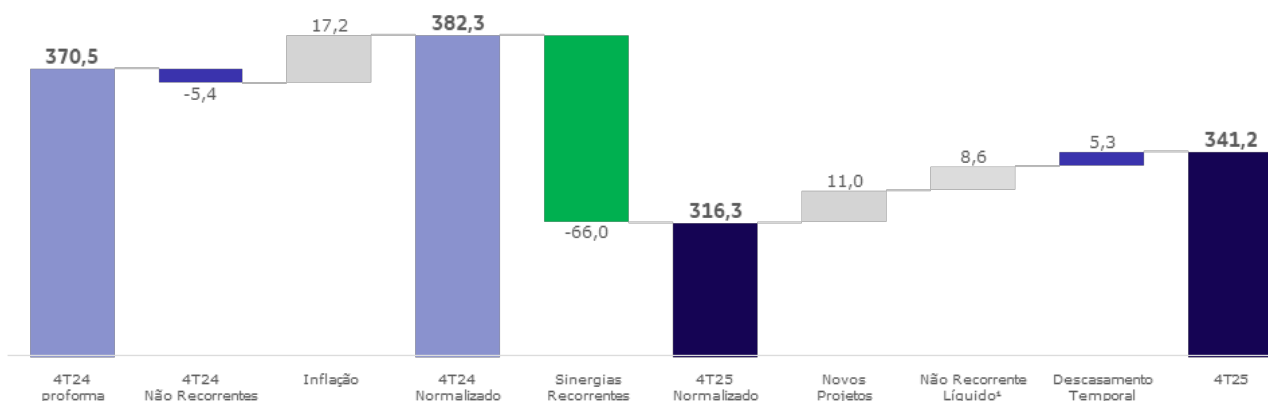
Na comparação com o 3T25, o aumento de R\$ 100,4 milhões é explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com maior alocação de garantia física e GSF de 67% no quarto trimestre (vs. 63% no 3T25), além do aumento de R\$ 4,9 milhões nos ganhos de modulação.

## Custos e Despesas (PMSO)

A soma das linhas de Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO), em bases comparáveis e excluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, apresentaram uma redução de R\$ 66,0 milhões (17,3%) quando comparado ao 4T24, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

As despesas relacionadas ao crescimento por meio de Novos Projetos estão associadas à entrada em operação faseada de Sol de Jaíba em 2024 (R\$ 2,6 milhões) e às despesas associadas à Way2 (R\$ 8,4 milhões), que passou a ser consolidada a partir de julho de 2025. Quanto aos itens não recorrentes, destacam-se despesas associadas à integração da AES Brasil (R\$ 8,6 milhões).

### | Gráfico 18 | PMSO Trimestre – 4T25 x 4T24 (R\$ milhões)



O PMSO totalizou R\$ 341,2 milhões no 4T25 vs. R\$ 370,5 milhões no 4T24, redução nominal de 7,9%. Na comparação com o 3T25 (R\$ 335,7 milhões), tivemos um aumento de 1,7% explicado pelo descasamento temporal de despesas entre os períodos, com realização no 4T25.

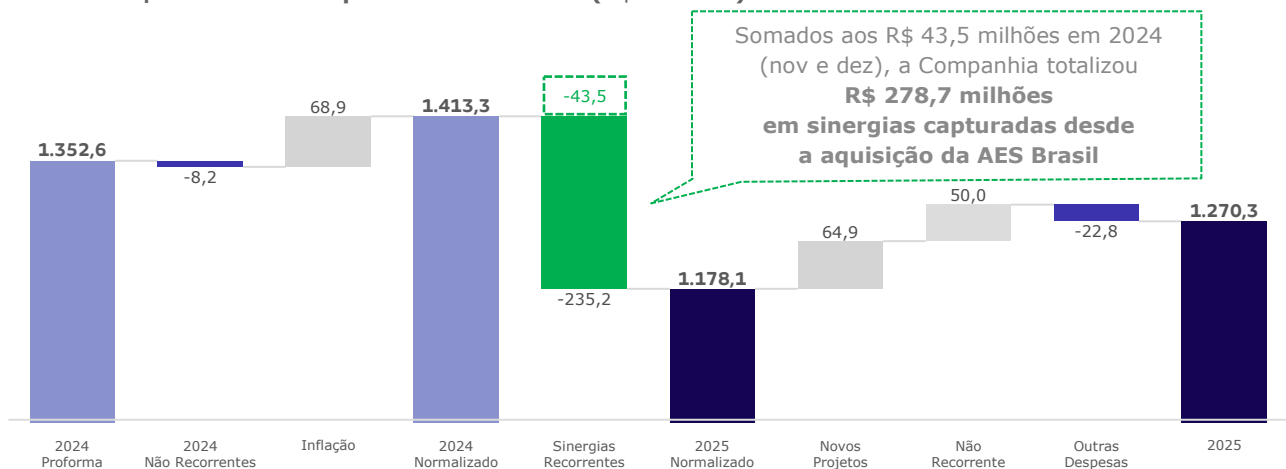
A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 132,0 milhões no 4T25, uma redução nominal de 3,2% quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 136,4 milhões), tendo em vista as sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil. Na comparação com o 3T25 (R\$ 118,8 milhões), tivemos um aumento de 11,0%, conforme a sazonalidade associada à recomposição anual da base salarial.

<sup>1</sup> Considera despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros).

- b) Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 153,9 milhões no 4T25, uma redução nominal de 15,4% (R\$ 28,0 milhões) vs. o registrado no 4T24 (R\$ 181,8 milhões), principalmente em decorrência de renegociações de contratos e otimizações de O&M (R\$ 21,3 milhões), reduções relevantes em Tecnologia da Informação (R\$ 5,0 milhões), além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia capturadas com as iniciativas de sinergia. Na comparação com o 3T25 (R\$ 157,2 milhões), tivemos uma redução de 2,1% refletindo a captura progressiva das sinergias.
- c) Outros (O):** R\$ 55,4 milhões no 4T25, um aumento de 5,8% se comparado ao 4T24 (R\$ 52,3 milhões). O incremento se deve principalmente à mudança da metodologia de contabilização das despesas de arrendamento dos parques eólicos e solares, que a partir do 4T24, passaram a ser reconhecidas como despesas operacionais (R\$ 5,2 milhões). Na comparação com o 3T25 (R\$ 59,6 milhões), tivemos uma redução de 7,1%, principalmente devido à sazonalidade das despesas de arrendamento conforme o perfil de geração.
- d) Descasamento Temporal:** aumento de R\$ 5,3 milhões no 4T25, principalmente como resultado da postergação de despesas realizadas nos trimestres anteriores para o quarto trimestre de 2025.

#### | Gráfico 19 | PMSO Ano Completo – 2025 x 2024 (R\$ milhões)



Analisando a captura de sinergias de PMSO desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024, a Auren reduziu de forma acumulada R\$ 278,7 milhões/ano, superando a economia anual estimada de R\$ 250,0 milhões divulgada anteriormente, a qual, por sua vez, já representava aumento significativo frente aos R\$ 120 milhões divulgados no momento da assinatura da transação. Em dezembro de 2025, a Companhia iniciou, com apoio de consultoria externa de Orçamento Base Zero, um trabalho voltado à busca por maior otimização nos custos e captura de sinergias adicionais ainda em 2026.

#### Outras Receitas (Despesas) Operacionais

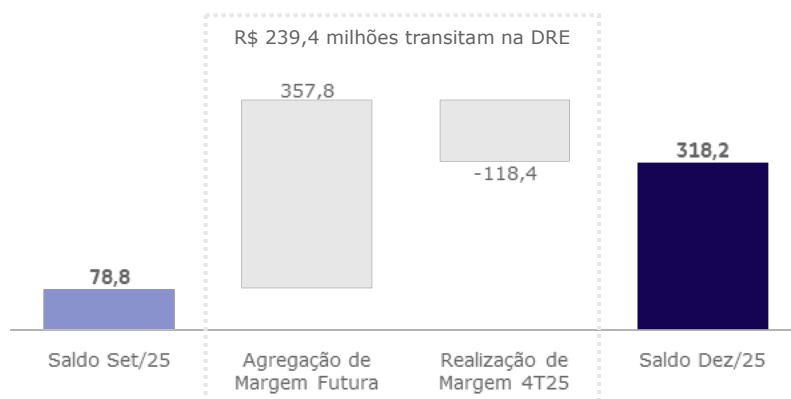
A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 722,0 milhões no 4T25 ante uma despesa de R\$ 310,7 milhões no 4T24. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de R\$ 239,4 milhões no 4T25 e -R\$ 321,2 milhões no 4T24.

Adicionalmente, no quarto trimestre de 2025, foi registrado o reconhecimento da indenização dos Investimentos Prudentes de CESP, no montante de R\$ 498,8 milhões nas datas base do término dos contratos de concessão das UHEs Jupirá, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, através da reversão de *impairment* no montante de R\$ 325,7 milhões e do reconhecimento de R\$ 142,8 milhões adicionais. Os R\$ 30,3 milhões remanescentes referentes ao valor total da indenização já estavam reconhecidos no imobilizado dos ativos e não impactaram o resultado do 4T25 nesse contexto.

No Gráfico 20, é demonstrada a variação, ao longo do 4T25, do saldo societário da marcação a mercado dos volumes de energia para entrega futura, com a realização de posições construídas em períodos anteriores, no valor de R\$ 118,4 milhões. Analogamente ao descrito nos releases dos últimos trimestres, a variação da margem futura não impacta a margem de energia contratada para o ano, conforme apresentada no Balanço Energético do Segmento de Comercialização. A agregação de margem futura é reflexo do aumento da curva de preços de energia entre os trimestres.

Conforme comentado em períodos anteriores, a sistemática contábil atualmente aplicada aos contratos da comercializadora gera variações entre os trimestres na marcação a mercado da margem de energia projetada para o ano. Assim, determinados períodos podem refletir a antecipação contábil de margens que serão realizadas ao longo do exercício. De modo a minimizar esse efeito entre os trimestres, a Companhia realizará uma evolução desta metodologia, com efeito a partir do 1T26.

## | Gráfico 20 | Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2025 (R\$ milhões)



### EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 1.009,7 milhões no 4T25, um aumento de 13,5%, ou R\$ 119,8 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. Excluindo-se o efeito do reconhecimento da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP (R\$ 142,8 milhões), teríamos um EBITDA Ajustado de R\$ 866,9 milhões no 4T25, um decréscimo de 2,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, tendo como maiores detratores o *curtailment* e o GSF (67% vs. 80% no 4T24), ambos registrando níveis piores que as expectativas da Companhia e do mercado em geral.

Nessa mesma base, em relação ao 3T25, tivemos um crescimento de 12,2%, explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com um aumento de 13,9% na geração alocada no trimestre, já computada a garantia física alocada no MRE, além do impacto do GSF.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 4T25 foram de R\$ 130,4 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, conforme explicado em mais detalhe na seção "Participações Minoritárias da Auren", em [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

### Resultado Financeiro

#### | Tabela 17 | Resultado Financeiro Consolidado

| R\$ milhões                         | 4T25           | 4T24 proforma  | Var.          | 2025             | 2024 proforma    | Var.         |
|-------------------------------------|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| Receitas Financeiras                | 319,0          | 313,4          | 1,8%          | 1.038,1          | 954,2            | 8,8%         |
| Despesas Financeiras <sup>1</sup>   | (751,0)        | (860,7)        | -12,7%        | (3.472,1)        | (2.592,7)        | 33,9%        |
| <b>Resultado Financeiro Líquido</b> | <b>(432,0)</b> | <b>(547,3)</b> | <b>-21,1%</b> | <b>(2.433,9)</b> | <b>(1.638,5)</b> | <b>48,5%</b> |

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 432,0 milhões no 4T25 comparado a uma despesa de R\$ 547,3 milhões no mesmo período de 2024.

- a) **Receitas Financeiras:** incremento de 1,8% é explicado pelo reconhecimento da atualização a valor presente dos aportes associados às transações de autoprodução registradas no trimestre, compensado pelo menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R\$ 5,5 bilhões no 4T25 vs. R\$ 8,1 bilhões no 4T24).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 751,0 milhões no 4T25, comparada a despesa de R\$ 860,7 milhões no 4T24. O decréscimo de R\$ 109,7 milhões decorre, principalmente, de:
  - a. **Encargos e Atualizações Monetárias:** variação de R\$ 101,3 milhões é explicada principalmente pela redução de R\$ 52,3 milhões nas despesas com juros, além de uma diminuição de R\$ 49,1 milhões no montante relativo à atualização monetária entre os trimestres, principalmente em função da redução da dívida bruta de R\$ 27,0 bilhões no 4T24 para R\$ 24,5 bilhões no 4T25.

<sup>1</sup> Para fins de comparabilidade, destacamos que os efeitos do valor justo de empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos são demonstrados líquidos na linha de despesas financeiras, diferindo do critério aplicado nas demonstrações financeiras.

Na comparação com o 3T25 (R\$ 625,3 milhões), tivemos uma redução de 30,9%, devido principalmente aos custos de captação de R\$ 103,2 milhões relacionados às 2ª e 3ª Emissões de Debêntures da Auren Participações, incorridos no terceiro trimestre.

## Resultado Líquido

| Tabela 18 | Resultado Líquido Consolidado

| R\$ milhões                  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025           | 2024<br>proforma | Var.         |
|------------------------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|--------------|
| <b>EBITDA</b>                | <b>1.474,9</b> | <b>389,3</b>     | <b>278,9%</b> | <b>4.033,8</b> | <b>3.102,5</b>   | <b>30,0%</b> |
| Depreciação e Amortização    | (477,5)        | (256,9)          | 85,9%         | (1.923,0)      | (1.371,5)        | 40,2%        |
| Equivalência Patrimonial     | 60,2           | (12,7)           | n.a.          | 205,3          | 156,0            | 31,6%        |
| Resultado Financeiro Líquido | (432,0)        | (547,3)          | -21,1%        | (2.433,9)      | (1.638,5)        | 48,5%        |
| Impostos (IR/CSLL)           | (271,0)        | 64,0             | n.a.          | (440,1)        | (281,2)          | 56,5%        |
| <b>Resultado Líquido</b>     | <b>354,7</b>   | <b>(363,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557,9)</b> | <b>(32,7)</b>    | <b>n.a.</b>  |

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou lucro de R\$ 354,7 milhões no 4T25 ante um prejuízo de R\$ 363,6 milhões no 4T24. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 1.474,9 milhões no 4T25 ante R\$ 389,3 milhões no 4T24, um acréscimo de R\$ 1.085,6 milhões detalhado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 477,5 milhões no 4T25 ante R\$ 256,9 milhões no 4T24, um crescimento de R\$ 220,6 milhões, reflexo principalmente do ajuste contábil realizado no 4T24 para adequação da depreciação do ativo de Porto Primavera a valor justo (R\$ 190 milhões) e da amortização da mais-valia originada na aquisição da AES Brasil, que passou a ser contabilizada a partir do mês de novembro.
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 271,0 milhões no 4T25, gerado substancialmente pelo (i) IR/CS pagos na Comercializadora, (ii) IR/CS pagos nos ativos renováveis sob o regime do Lucro Presumido, e (iii) prejuízo fiscal decorrente de despesas financeiras apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo.
- d) **Equivalência Patrimonial:** R\$ 60,2 milhões no 4T25 ante -R\$ 12,7 milhões no 4T24. A equivalência patrimonial foi negativa no 4T24 em função do menor resultado nas participações, reflexo, principalmente, da variação na marcação a mercado dos contratos futuros de energia, sem impacto caixa e nos dividendos recebidos pela Auren.

## Demonstração de Resultados por Segmento

A Tabela 19 apresenta a Demonstração de Resultados de cada um dos segmentos, Geração, Comercialização e Holding, detalhando as eliminações necessárias para obtenção do resultado consolidado do período.

| Tabela 19 | Demonstração de Resultados por Segmento e Consolidada – 4T25

| R\$ milhões  | Geração        | Comercialização | Holding        | Eliminações    | Consolidado    |
|--|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>Receita Líquida</b>   | <b>1.702,3</b> | <b>2.916,1</b>  | -              | <b>(816,7)</b> | <b>3.801,7</b> |
| Custo com Compra de Energia  | (475,6)        | (2.874,8)       | -              | 816,7          | (2.533,8)      |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica                                       | (176,3)        | (0,1)           | 2,5            | -              | (173,9)        |
| <b>Margem Líquida</b>  | <b>1.050,4</b> | <b>41,2</b>     | <b>2,5</b>     | -              | <b>1.094,1</b> |
| <i>Margem Líquida</i>  | 61,7%          | 1,4%            | -              | -              | 28,8%          |
| <b>Custos e Despesas (PMSO)</b>  | <b>(249,3)</b> | <b>(43,1)</b>   | <b>(48,8)</b>  | -              | <b>(341,2)</b> |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)                                   | 468,1          | 156,1           | (16,7)         | 114,6          | 722,1          |
| <b>EBITDA</b>  | <b>1.269,2</b> | <b>154,1</b>    | <b>(63,1)</b>  | <b>114,6</b>   | <b>1.474,9</b> |
| Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)               | -              | (124,8)         | -              | (114,6)        | (239,4)        |
| Dividendos das Participações Minoritárias                              | 130,4          | -               | -              | -              | 130,4          |
| Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento (PMSO)       | 2,2            | -               | 3,7            | -              | 5,8            |
| Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO) | (24,8)         | -               | 0,4            | -              | (24,4)         |
| Baixa de Imobilizado (ORO)   | 24,1           | -               | 16,1           | -              | 40,2           |
| Reversão de <i>Impairment</i> (ORO)                                    | (325,7)        | -               | -              | -              | (325,7)        |
| Remensuração do Investimento Inicial da Way2 (ORO)                     | -              | (52,2)          | -              | -              | (52,2)         |
| <b>EBITDA Ajustado</b>   | <b>1.075,4</b> | <b>(22,8)</b>   | <b>(42,9)</b>  | -              | <b>1.009,7</b> |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>  | 63,2%          | -0,8%           | -              | -              | 26,6%          |
| Depreciação e Amortização  | (463,1)        | (4,8)           | (9,6)          | -              | (477,5)        |
| Equivalência Patrimonial   | 62,9           | (2,7)           | -              | -              | 60,2           |
| Resultado Financeiro Líquido   | (266,5)        | 16,1            | (181,6)        | -              | (432,0)        |
| <b>LAIR</b>  | <b>602,5</b>   | <b>162,8</b>    | <b>(254,3)</b> | <b>114,6</b>   | <b>625,6</b>   |
| Impostos (IR/CSLL)   | (202,2)        | (57,4)          | 27,6           | (39,0)         | (271,0)        |
| <b>Resultado Líquido</b>   | <b>400,3</b>   | <b>105,4</b>    | <b>(226,6)</b> | <b>75,7</b>    | <b>354,7</b>   |

## Endividamento

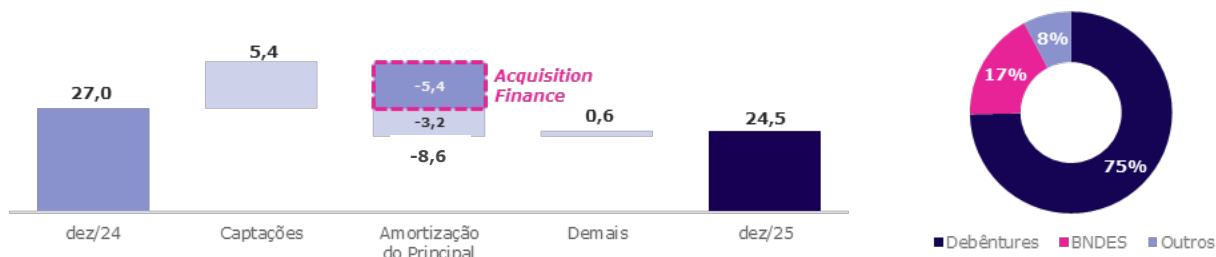
Em 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta consolidada da Companhia totalizou R\$ 24,5 bilhões, representando uma redução de R\$ 2,5 bilhões em comparação ao fechamento de dezembro de 2024. O prazo médio da dívida foi estendido para cerca de 6,9 anos, superior aos 5,9 anos no final de 2024.

No encerramento do ano, o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) atingiu 4,8x, redução de 0,9x com relação ao encerramento de 2024, refletindo, principalmente, os resultados das iniciativas de *liability management*, somados à maior disponibilidade dos ativos e às sinergias de PMSO capturadas.

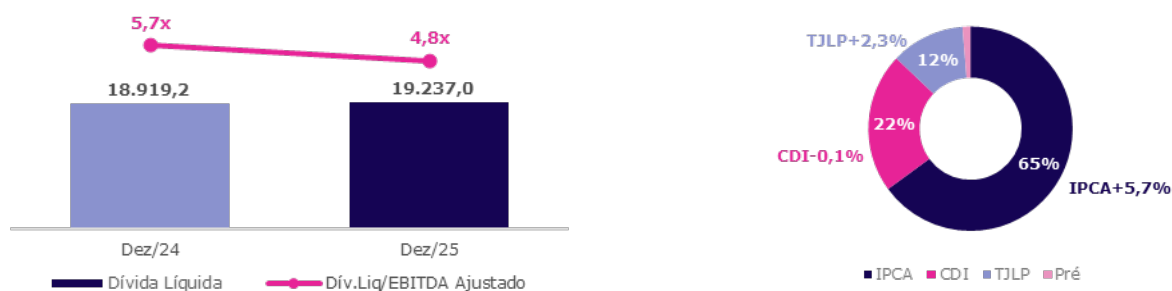
Vale destacar que, ao longo de 2025, a Auren executou e concluiu com sucesso sua estratégia de *liability management*, sustentada por um compromisso contínuo com eficiência e pela rigorosa disciplina na alocação de capital. Por meio de captações em condições atrativas, a Companhia promoveu o alongamento do prazo médio de suas dívidas em relação ao encerramento de 2024, reforçando o conforto de liquidez no curto prazo. Adicionalmente, a substituição de instrumentos de dívida por alternativas com taxas mais competitivas resultou em uma redução relevante do custo médio da dívida e otimizando a estrutura de capital. Em relação ao 3T25, tanto o prazo médio quanto o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado permaneceram em linha.

Considerando a dívida líquida, aproximadamente 65% do saldo está atrelado ao IPCA, mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Companhia, proporcionando proteção natural contra oscilações futuras. Uma parcela reduzida, de apenas 22%, é remunerada pelo CDI. O custo médio da dívida bruta foi reduzido para CDI-2,8% ao ano.

**| Gráfico 21 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta**



**| Gráfico 22 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida**



Ao final do 4T25, a Auren registrou liquidez<sup>1</sup> de R\$ 5.457,0 milhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos anos. Conforme observado no Gráfico 23, a estratégia de *liability management* evitou a concentração de vencimentos relevantes nos próximos anos.

**| Gráfico 23 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)**



**| Tabela 20 | Endividamento (31 de dezembro de 2025)**

| R\$ milhões                                       | Dez/25          | Dez/24          | Var.         | Set/25          | Var.         |
|---|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| <b>Dívida Bruta</b>                               | <b>24.521,3</b> | <b>27.044,7</b> | <b>-9,3%</b> | <b>24.828,9</b> | <b>-1,2%</b> |
| Instrumentos Financeiros Derivativos <sup>2</sup> | 8,7             | (182,6)         | n.a.         | 90,8            | -90,4%       |
| Arrendamentos                                     | 164,1           | 170,6           | -3,8%        | 166,0           | -1,2%        |
| <b>Dívida Bruta Ajustada<sup>3</sup></b>          | <b>24.694,1</b> | <b>27.032,7</b> | <b>-8,7%</b> | <b>25.085,7</b> | <b>-1,6%</b> |
| Liquidez <sup>4</sup>                             | 5.457,0         | 8.113,5         | -32,7%       | 6.062,3         | -10,0%       |
| <b>Dívida Líquida</b>                             | <b>19.237,0</b> | <b>18.919,2</b> | <b>1,7%</b>  | <b>19.023,4</b> | <b>1,1%</b>  |
| EBITDA Ajustado                                   | 3.968,3         | 3.309,9         | 19,9%        | 3.848,5         | 3,1%         |
| <b>Dívida Líquida/EBITDA Ajustado</b>             | <b>4,8x</b>     | <b>5,7x</b>     | <b>-0,9x</b> | <b>4,9x</b>     | <b>-0,1x</b> |

<sup>1</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

<sup>2</sup> Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

<sup>3</sup> Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

<sup>4</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia, incluindo as características individuais de cada emissão, acesse a [Planilha Interativa](#) disponível em formato Excel no *website* de Relações com Investidores.

### Covenants Financeiros – Auren Operações

Ao final de dezembro de 2025, R\$ 3,8 bilhões do total da dívida bruta da Companhia apresentavam *covenants* financeiros na subsidiária Auren Operações, sendo eles: (i) limite de até 4,5x de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, que encerrou o período em 2,18x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,66x, atendendo à obrigação contratual.

Ao final do processo de reestruturação societária, caso concluído conforme planejado, a Companhia deixará de possuir *covenants* de Dívida Líquida/EBITDA em sua estrutura de endividamento. Nesse cenário, as dívidas atualmente contratadas na Auren Operações passarão a contar com garantia corporativa da Auren Energia.

### Ratings

Ao longo do 4T25, a *Fitch* reafirmou o *rating* corporativo da Auren no grau máximo (AAA), mantendo a perspectiva estável. A decisão reforça a capacidade financeira da Auren mesmo em um contexto de alavancagem elevada, refletindo os efeitos positivos da integração dos ativos e a confiança da agência no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Companhia.

Para mais detalhes, acesse [Informação Financeiras – Ratings](#) no *website* de Relações com Investidores da Companhia.

### Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 21 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

| R\$ milhões  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.             | 2025             | 2024<br>Proforma | Var.             |
|--|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| EBITDA Ajustado  | 1.009,7        | 889,8            | 13,5%            | 3.968,3          | 3.309,9          | 19,9%            |
| Não Recorrentes Relacionadas às Iniciativas de Crescimento           | (5,8)          | (79,6)           | -92,7%           | (35,3)           | (92,9)           | -61,9%           |
| IR/CS Caixa  | (47,8)         | (12,6)           | 281,1%           | (252,5)          | (227,3)          | 11,1%            |
| Capital de Giro e Outros   | (58,4)         | 174,5            | n.a.             | 323,9            | 478,7            | -32,3%           |
| CAPEX <i>Sustaining</i>  | (167,2)        | (26,6)           | n.a.             | (353,2)          | (274,3)          | 28,8%            |
| <b>Fluxo de Caixa Operacional (FCO)</b>                              | <b>730,5</b>   | <b>945,5</b>     | <b>-22,7%</b>    | <b>3.651,2</b>   | <b>3.194,1</b>   | <b>14,3%</b>     |
| Serviço da Dívida  | (576,1)        | (437,0)          | 31,8%            | (2.329,7)        | (1.535,2)        | 51,7%            |
| <b>FCO após Serviço da Dívida</b>                                    | <b>154,3</b>   | <b>508,5</b>     | <b>-69,7%</b>    | <b>1.321,5</b>   | <b>1.658,9</b>   | <b>-20,3%</b>    |
| <b>Índice de Conversão de Caixa</b>                                  | <b>15,3%</b>   | <b>57,1%</b>     | <b>41,9 p.p.</b> | <b>33,3%</b>     | <b>50,1%</b>     | <b>16,8 p.p.</b> |
| CAPEX Projetos   | (299,3)        | (277,7)          | 7,8%             | (617,1)          | (798,6)          | -22,7%           |
| Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais                | (27,0)         | 57,4             | n.a.             | (77,6)           | 12,0             | n.a.             |
| Captações  | 174,6          | 7.902,8          | -97,8%           | 5.321,1          | 12.099,3         | -56,0%           |
| Amortizações   | (696,3)        | (2.030,9)        | -65,7%           | (8.499,5)        | (3.979,2)        | 113,6%           |
| Resgate (Aplicação) de Aplicações Financeiras                        | 40,0           | -                | n.a.             | (553,7)          | -                | n.a.             |
| Aumento de Capital em Investidas                                     | 6,0            | 62,2             | -90,4%           | (4,7)            | 50,9             | n.a.             |
| Dividendos   | -              | -                | n.a.             | (241,8)          | (492,0)          | -50,8%           |
| Aquisição de Investimento  | -              | (6.358,7)        | n.a.             | (80,3)           | (6.524,0)        | -98,8%           |
| Recebimento Alienação de Investidas                                  | -              | -                | n.a.             | 63,5             | 31,5             | 101,4%           |
| Recompra de Ações  | (5,5)          | (53,6)           | -89,7%           | (5,5)            | (53,6)           | -89,7%           |
| Aquisição de Investimento - Esfera                                   | -              | -                | n.a.             | (0,4)            | (57,9)           | -99,2%           |
| <b>Fluxo de Caixa Livre</b>  | <b>(653,2)</b> | <b>(190,0)</b>   | <b>n.a.</b>      | <b>(3.374,4)</b> | <b>1.947,2</b>   | <b>n.a.</b>      |
| Saldo de Caixa Inicial   | 4.479,4        | 7.390,5          | -39,4%           | 7.200,5          | 5.253,3          | 37,1%            |
| <b>Saldo de Caixa Final</b>  | <b>3.826,1</b> | <b>7.200,6</b>   | <b>-46,9%</b>    | <b>3.826,1</b>   | <b>7.200,6</b>   | <b>-46,9%</b>    |
| Fundo Liquidez – Conta Reserva                                       | 1.074,6        | 910,3            | 18,1%            | 1.074,6          | 910,3            | 18,1%            |
| Aplicações Financeiras   | 556,3          | 2,6              | n.a.             | 577,9            | 2,6              | n.a.             |
| <b>Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras</b> | <b>5.457,0</b> | <b>8.113,5</b>   | <b>-32,5%</b>    | <b>5.478,7</b>   | <b>8.113,5</b>   | <b>-32,5%</b>    |

Alguns dos principais efeitos que influenciaram a variação no fluxo de caixa livre entre os períodos são:

- a) Capital de Giro:** a diminuição do capital de giro neste trimestre, em comparação ao ano anterior, é explicada pelo maior pagamento de ressarcimentos, no montante de R\$ 83,8 milhões, em comparação com os valores provisionados (R\$ 143,3 milhões no 4T25).
- b) Serviço de Dívida:** R\$ 576,1 milhões no 4T25, a variação de R\$ 139,1 milhões comparado ao 4T24 é explicada, principalmente pela emissão de dívidas ao longo do 4T24 com início de pagamento de juros no ano de 2025, dentre os quais a 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões) e o *acquisition financing*, posteriormente liquidado antecipadamente com recursos do caixa e emissões associadas ao *liability management*.
- c) Captações e Amortizações:** saldo líquido entre captações e amortizações negativo em R\$ 521,7 milhões, como resultado, principalmente, de amortizações programadas das dívidas da Companhia. A captação de R\$ 174,6 milhões realizada no 4T25 refere-se ao desembolso do BNDES Fundo Clima.
- d) Capex Sustaining:** a despesa de Capex relacionada à manutenção dos ativos no 4T25, de R\$ 167,2 milhões, refere-se majoritariamente ao plano de melhoria da disponibilidade dos ativos adquiridos, cujos avanços estão detalhados na seção "Desempenho Operacional da Geração" deste documento.
- e) Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 4T25, de R\$ 299,3 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Ao longo de 2025 já foram investidos R\$ 485,4 milhões em Cajuína 3, cerca de 65% do Capex projetado, com a implantação atingindo um avanço físico de 50,5% no final de dezembro.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

## Outras Informações Relevantes

### Estratégia de Imunização no Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - VIVEST

#### Plano de Aposentadoria e Pensão CESP

A Previc aprovou, em novembro de 2025, a nova taxa de juros atuarial de 6,28% para o PSAP/CESP B1, conforme antecipado no [Release 2T25](#). Como resultado dessa aprovação e da estratégia de imunização, o déficit atuarial atribuível à CESP foi reduzido de R\$ 1,7 bilhão (projeção sem imunização) para R\$ 929 milhões ao final de 2025, superando a estimativa da Companhia.

A estratégia de imunização, implementada pela Vivest ao longo de 2025, consistiu na realocação da maior parte dos ativos garantidores para títulos públicos indexados ao IPCA e marcados na curva. Essa decisão permitiu melhorar o casamento entre ativos e passivos, reduzir volatilidade e mitigar risco de reinvestimento. Como consequência, as contribuições extraordinárias de responsabilidade da CESP previstas para 2026 diminuiram em R\$ 47 milhões frente ao cenário sem imunização. A Tabela 22 apresenta os resultados detalhados:

| Tabela 22 | Déficit Previc CESP e Contribuição Extraordinária

|   | Déficit Atuarial (R\$ milhões) | Redução em Relação ao Realizado de 31/12/2024 |      | Desembolso Anual de Contribuições Extraordinárias pela CESP (R\$ milhões) |              | Redução em Relação ao Cenário de 31/12/2025 Sem Imunização |      |
|---|--------------------------------|---|------|---|--------------|--|------|
|   |                                | (R\$ milhões)                                 | Var. | Ano Corrente  | Ano Seguinte | (R\$ milhões)  | Var. |
| <b>Realizado 31/12/2024</b>                               | <b>1.808</b>                   | -   | -    | 134   | <b>137</b>   |  |      |
| <b>Cenário 31/12/2025</b><br>Sem Estratégia de Imunização | <b>1.700</b>                   | -108  | -6%  | 137   | <b>168</b>   | -  | -    |
| <b>Realizado 31/12/2025</b>                               | <b>929</b>                     | -879  | -49% | 137   | <b>121</b>   | -47  | -28% |

Essa estratégia não gera impactos imediatos nas demonstrações contábeis da Companhia, pois os ativos continuam sendo mensurados a valor justo e a taxa de desconto segue as taxas de mercado das NTN-Bs. Como a imunização utiliza marcação na curva, ela não altera esses critérios de mensuração, não produzindo efeitos contábeis imediatos.

| Tabela 23 | Déficit Atuarial CESP pela Metodologia CPC33

| Déficit Atuarial CESP pela Metodologia do CPC33 | 31/12/2025 | 31/12/2024 |
|---|------------|------------|
| Déficit Atuarial Estimado (R\$ milhões)         | 918        | 841        |

#### Plano de Aposentadoria e Pensão Auren Operações

De maneira análoga ao realizado pela CESP, a Companhia adotou a estratégia de troca do indexador do plano PSAP/Auren Operações de IGP-DI para o IPCA e iniciou, em dezembro de 2025, a imunização do plano com o alinhamento da rentabilidade e dos vencimentos dos ativos aos compromissos futuros do plano.

Como consequência da imunização, reduziu-se o déficit atuarial da Auren Operações R\$ 112 milhões e evitou-se o aumento das contribuições extraordinárias anuais em R\$ 7 milhões a partir de 2026. Embora a alteração do indexador do plano tenha sido aprovada pela Vivest em novembro de 2025, seus efeitos estão sujeitos à formalização da Previc, que dispõe de até 55 dias úteis para se manifestar a partir da data de submissão da solicitação pela Companhia, realizada em 29 de dezembro de 2025. Os resultados estão detalhados na Tabela 24.

| Tabela 24 | Déficit Previc Auren Operações e Contribuição Extraordinária

|   | Déficit Atuarial (R\$ milhões) | Redução em Relação ao Realizado de 31/12/2024 |      | Desembolso Anual de Contribuições Extraordinárias pela CESP (R\$ milhões) |              | Redução em Relação ao Cenário de 31/12/2025 Sem Imunização |      |
|---|--------------------------------|---|------|---|--------------|--|------|
|   |                                | (R\$ milhões)                                 | %    | Ano Corrente  | Ano Seguinte | (R\$ milhões)  | %    |
| <b>Realizado 31/12/2024</b>                               | <b>155</b>                     | -   | -    | 8   | <b>8</b>     |  |      |
| <b>Cenário 31/12/2025</b><br>Sem Estratégia de Imunização | <b>117</b>                     | -38   | -25% | 8   | <b>12</b>    | -  | -    |
| <b>Realizado 31/12/2025</b>                               | <b>43</b>                      | -112  | -72% | 8   | <b>5</b>     | -7   | -58% |

## | Tabela 25 | Déficit Atuarial Auren Operações pela Metodologia CPC33

| Déficit Atuarial Auren Operações pela Metodologia do CPC33 | 31/12/2025 | 31/12/2024 |
|--|------------|------------|
| Déficit Atuarial (R\$ milhões)                             | 23,9       | 18,9       |

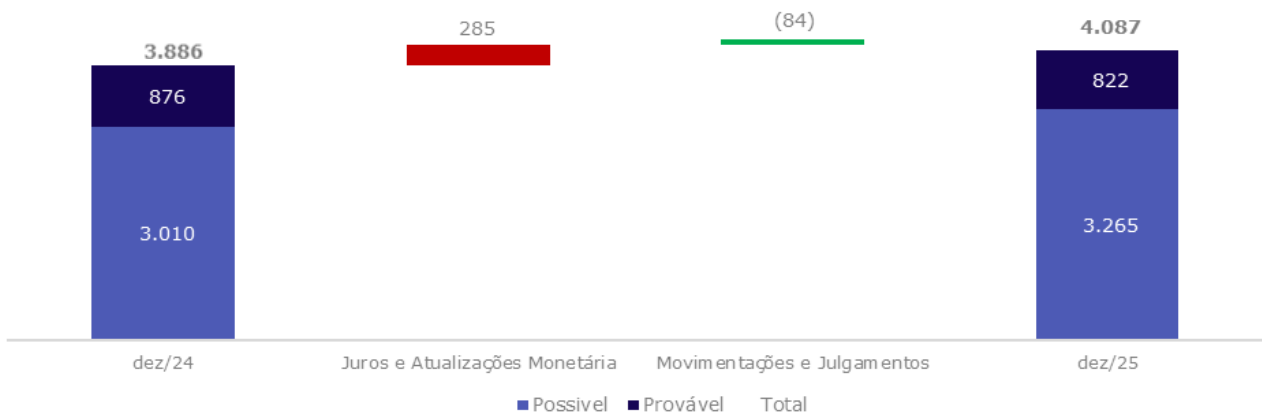
### Contencioso Passivo

A divulgação do contencioso passivo da Auren, alinhada às melhores práticas de mercado, engloba o montante envolvido nos processos cuja estimativa de perda é classificada como provável e possível.

Atualmente, a Companhia figura como parte em processos judiciais que totalizam R\$ 822 milhões em provisões (perdas prováveis) e R\$ 3.265 milhões em contingências classificadas como perda possível. O valor consolidado, de R\$ 4.087 milhões, representa um aumento de R\$ 200 milhões em relação ao registrado no 4º trimestre de 2024, reflexo esperado de correção monetária e demais movimentações processuais (Gráfico 24).

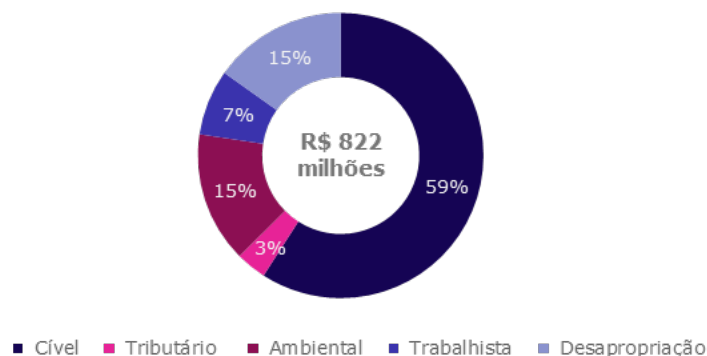
A distribuição do risco provisionado por natureza jurídica, apresentada no Gráfico 25, sob a denominação de "Perfil do Contencioso Passivo", revela a predominância da carteira cível, que concentra 59% do risco provável. Esta abrange, majoritariamente, ações indenizatórias, bem como demandas de natureza regulatória e imobiliária (excetuando-se casos de desapropriação), com o total de 1.198 ações em curso.

### | Gráfico 24 | Perfil do Contencioso Passivo Provável e Possível (% Total)



Das movimentações e julgamentos, no montante de R\$ 84 milhões no ano de 2025, conforme apresentadas no Gráfico 24, R\$ 78 milhões representaram um desembolso de caixa.

### | Gráfico 25 | Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



A Companhia reforça que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao melhor prognóstico de risco da Companhia, incluindo o próprio andamento das ações judiciais.