



**1T**  
**26**

# Release de Resultados

MAIO  
2026

## SUMÁRIO

<b>Destaques .....</b>	<b>4</b>
<b>Carta da Administração .....</b>	<b>6</b>
<b>Mercado de Energia .....</b>	<b>7</b>
<b>Desempenho Operacional .....</b>	<b>10</b>
Hidrelétrica.....	10
Eólica.....	11
Solar .....	12
Impacto do <i>Curtailment</i> e Ganhos de Modulação .....	14
<b>Balanco Energético .....</b>	<b>15</b>
Balanco Energético Consolidado .....	15
Balanco Energético do Segmento de Geração.....	15
Balanco Energético do Segmento de Comercialização.....	17
Balanco Energético das Participações Minoritárias.....	18
<b>Desempenho Financeiro .....</b>	<b>19</b>
Desempenho Financeiro Consolidado .....	19
Desempenho Financeiro do Segmento de Geração.....	26
Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização.....	27
Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias.....	28
<b>Outras Informações Relevantes .....</b>	<b>29</b>
Reorganização Societária.....	29
<b>Visão Geral do Trimestre .....</b>	<b>30</b>

## Teleconferência

### 07 de maio de 2026

(em português com tradução simultânea para o inglês)

**10:00h** (Brasília) | **09:00h** (Nova Iorque) | **14:00h** (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 março de 2026:

**AURE3:**

R\$ 11,94

**Valor de Mercado:**

R\$ 12,5 bilhões

## Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 926 milhões** no 1T26, com destaque para os **ganhos de modulação compensando integralmente o efeito do *curtailment* no período**

**Resiliência do portfólio:** no 1T26, a Companhia obteve **ganhos de modulação de R\$ 97,2 milhões, mitigando integralmente o efeito do *curtailment*** (R\$ 86,2 milhões). O ganho total de modulação foi **5 vezes maior** do que o observado no 1T25 (R\$ 19,4 milhões). Esse resultado é função do perfil horário de geração da Companhia, da maior volatilidade dos preços e do PLD médio mais elevado no trimestre.

**Avanço na reorganização societária:** a Auren aprovou a **primeira etapa da Reorganização Societária**, que corresponde à incorporação da Auren Participações pela Auren Operações (Fase 1). O **objetivo final da reestruturação é concentrar os ativos hidrelétricos** em um único veículo (CESP – Companhia Energética de São Paulo), **simplificar a estrutura societária**, reduzir o número de **subsidiárias de capital aberto** e aumentar a **eficiência na gestão de caixa e endividamento**. A Fase 1 foi aprovada em assembleias e permanece condicionada à implementação de condições precedentes, incluindo aprovações regulatórias e de credores. A última etapa, que corresponde a incorporação da Auren Operações pela Cesp (Fase 2), segue em avaliação pela Companhia.

**Eficiência na gestão de custos e despesas operacionais:** o PMSO aumentou em R\$ 11,6 milhões em comparação ao 1T25, um **crescimento nominal de 3,8%, abaixo da inflação do período**. O resultado reflete o compromisso da Companhia com o **aprimoramento de processos e ganhos contínuos de eficiência**, já tendo entregado R\$ 278,7 milhões de sinergias ao longo de 2025.

**EBITDA Ajustado:** a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 925,9 milhões no 1T26**, redução de 23,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo de um **resultado menor da comercializadora**, do **menor recurso eólico e solar** e da **menor geração hidrelétrica** das usinas do MRE. Destacamos que, no 1T25, houve ganhos expressivos na comercializadora decorrentes do deslocamento de PLD entre os submercados SE/CO e N/NE.

**Disciplina na gestão financeira:** a **dívida líquida reduziu R\$ 135,4 milhões** no trimestre, enquanto a alavancagem subiu marginalmente para 5,2x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, devido à queda do EBITDA dos últimos 12 meses (UDM). A trajetória de **desalavancagem segue em linha com o planejado**, com estabilização em 2026 e queda mais acentuada a partir de 2027.

**Construção de Cajuína 3:** as obras de Cajuína 3, com capacidade instalada de 112,1 MW, apresentam **evolução consistente**, em linha com o cronograma e o orçamento definidos, com um **avanço físico de aproximadamente 72%**. Já houve a montagem completa de 8 dos 19 aerogeradores do parque. O comissionamento dos equipamentos está previsto para ocorrer ao longo do ano, enquanto a **operação comercial completa é estimada para dezembro de 2026**.

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

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 capacidade eólica própria e 876 MWac 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).

Destaques Operacionais Geração (MW médios)	1T26	1T25	Var.
Hidro	2.062,2	2.576,8	-20,0%
Eólica <sup>1</sup>	835,2	994,9	-16,0%
Solar <sup>1</sup>	186,9	205,2	-8,9%
<b>Total Próprios</b>	<b>3.084,4</b>	<b>3.776,9</b>	<b>-18,3%</b>
Participações em Ativos Hidrelétricos <sup>2</sup>	305,0	307,7	-0,9%
<b>Total Próprios e Participações</b>	<b>3.389,4</b>	<b>4.084,6</b>	<b>-17,0%</b>

Destaques Operacionais Disponibilidade Média	1T26	1T25	Var.
Eólica	94,2%	92,5%	<b>1,7 p.p.</b>
Solar	98,8%	97,6%	<b>1,2 p.p.</b>

Destaques Financeiros (R\$ milhões)	1T26	1T25 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.074,5</b>	<b>2.952,3</b>	<b>4,1%</b>
Geração	1.734,4	1.621,0	7,0%
Hidrelétrica	1.026,5	989,3	3,8%
Eólica	620,9	598,3	3,8%
Solar	133,4	130,6	2,1%
Eliminações da Geração	(46,3)	(97,2)	-52,3%
Comercialização	2.025,0	1.787,8	13,3%
Eliminações	(684,9)	(456,5)	50,0%
<b>EBITDA Ajustado<sup>3</sup></b>	<b>925,9</b>	<b>1.205,3</b>	<b>-23,2%</b>
Geração	984,6	1.064,0	-7,5%
Hidrelétrica	615,3	584,2	5,3%
Eólica	315,0	394,4	-20,1%
Solar	54,4	85,3	-36,2%
Comercialização	(23,8)	161,7	n.a.
Holding e Pipeline	(35,0)	(20,4)	71,6%
Margem EBITDA Ajustada	30,1%	40,8%	-10,7 p.p.
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(601,6)</b>	<b>54,0</b>	<b>n.a.</b>
Dívida Líquida	19.101,7	18.961,8	0,7%
<b>Alavancagem</b>	<b>5,2x</b>	<b>4,8x</b>	<b>0,4x</b>

**Importante:** Tendo em vista a evolução da metodologia de rateio das despesas da Companhia entre segmentos e fontes, passamos a reportar o EBITDA de Geração aberto entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar e, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T26 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2025 por segmento são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando a metodologia de rateio aplicada a Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.

<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 geração dos ativos com participação minoritária foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

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

## Carta da Administração

O primeiro trimestre de 2026 ainda apresentou um ambiente desafiador do ponto de vista operacional e regulatório, mas com fundamentos que começam a indicar um cenário mais equilibrado à frente. Ao longo de 2026, nossos esforços estarão concentrados no aprimoramento de processos internos, na conclusão da reorganização societária, na implementação do orçamento base zero (OBZ) e na busca contínua por eficiência. Também estaremos bastante dedicados à execução da estratégia de inteligência artificial da Companhia. A disciplina na alocação de recursos e o aprofundamento dessa agenda de eficiência são pilares centrais para o aumento da competitividade da Companhia e para a sustentação da geração de valor no longo prazo.

O período úmido 2025-2026 iniciou com vazões abaixo da média e preços de energia elevados. Esse cenário foi persistente até meados de fevereiro de 2026 onde foi observada uma reversão positiva do cenário hidrológico e recuperação gradual das vazões, resultando no replecionamento mais expressivo dos reservatórios do SIN em março. Após iniciar o ano com nível de armazenamento em 45%, a recuperação das vazões ao longo do trimestre permitiu encerrar março em 69%, patamar 13 p.p. acima da média dos últimos dez anos. Ainda assim, o GSF médio do trimestre atingiu 91%, abaixo dos 107% registrados no mesmo período do ano anterior, refletindo a menor geração de energia pelas usinas hidrelétricas do MRE.

Em resposta ao contexto energético, o PLD médio no submercado SE/CO foi de R\$ 308/MWh no 1T26 (vs. R\$ 162,3/MWh no 1T25), acompanhado de maior volatilidade horária na ordem de 45%, evidenciando um cenário mais dinâmico e complexo. Seguindo a dinâmica atual de mercado, a tendência é de que tenhamos cada vez mais volatilidade nos preços do mercado de curto prazo (PLD), com reflexo também na curva de preços dos próximos anos, corroborando com a tese de elevação dos preços de longo prazo que vemos tornando-se cada vez mais consensual.

Em relação aos cortes de geração (*curtailment*), o trimestre apresentou níveis médios para o Sistema Interligado Nacional – SIN em linha com os observados no 1T25, com 14,9% para a fonte eólica e 16,2% para a fonte solar. O impacto financeiro bruto sobre o portfólio da Companhia foi de R\$ 86,2 milhões no período. No entanto, esse efeito foi integralmente compensado pelos ganhos de modulação, que totalizaram R\$ 97,2 milhões, cinco vezes superiores aos registrados no 1T25, refletindo o perfil horário de geração da Companhia, com maior participação de hidrelétrica e eólica, e a maior volatilidade dos preços de energia, como já mencionado. Todo o contexto atual reforça os desafios operacionais e as oportunidades de captura de valor para os agentes bem-posicionados. Com isso, destacamos a importância do equilíbrio entre as diferentes fontes e geografias de nosso portfólio.

Nesse contexto, registramos um EBITDA Ajustado de R\$ 925,9 milhões no trimestre, uma queda de 23,2% em relação ao 1T25, impactada principalmente pelo menor resultado da comercializadora, pelo menor recurso eólico e solar e pela redução da geração hidrelétrica das usinas do MRE. Mesmo em meio a este cenário e com investimento em expansão da nossa capacidade instalada, a geração de caixa pela Companhia permitiu a redução da dívida líquida em R\$ 135,4 milhões no trimestre. Ainda assim, a alavancagem subiu marginalmente, para 5,2x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, em função da queda do EBITDA dos últimos 12 meses (UDM), em linha com a expectativa da Companhia e conforme curva de desalavancagem apresentada em julho de 2025, durante o Auren Day, com estabilidade ao longo de 2026 e intensificação da desalavancagem a partir de 2027.

Na agenda de aprimoramento contínuo dos processos internos, o trimestre foi marcado por avanços relevantes. Em abril de 2026, aprovamos a primeira fase da reorganização societária, envolvendo a incorporação reversa da Auren Participações pela Auren Operações. Essa iniciativa representa o primeiro passo de um processo mais amplo que visa concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo, simplificar a estrutura societária e aumentar a eficiência na gestão de caixa e do endividamento. A conclusão da reorganização societária deve ser concluída até o final de 2026.

Na frente de crescimento, as obras do projeto Cajuína 3 (112,1 MW) seguem evoluindo de forma consistente, com avanço físico em 72%, alinhado com o cronograma e o orçamento do projeto. O comissionamento está previsto para ocorrer ao longo do ano, com entrada em operação comercial completa estimada para o mês de dezembro, reforçando nossa estratégia de expansão do portfólio renovável.

Olhando à frente, acreditamos que, à medida que o ambiente regulatório evolua e as iniciativas em curso amadureçam, a Auren estará posicionada para capturar de forma mais ampla os benefícios dessas transformações. Esperamos concluir, ao longo do ano, as discussões regulatórias relacionadas ao *curtailment*, criando um ambiente mais previsível e propício para investimentos de longo prazo no setor de geração no Brasil.

A partir de 2027, esperamos uma evolução consistente do EBITDA, da geração de caixa e do processo de desalavancagem, mantendo nosso alinhamento estratégico e nos posicionando em meio a um ambiente complexo, transformando desafios em oportunidades e gerando valor sustentável no longo prazo.

**Fabio Zanfelice**  
Diretor Presidente

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

## Mercado de Energia

O período úmido 2025-2026 (novembro/25 a março/26) começou com uma Energia Natural Afluente (ENA) significativamente abaixo da Média de Longo Termo (MLT), apresentando melhora somente a partir de fevereiro de 2026. O mês de janeiro, por exemplo, que historicamente possui a terceira maior MLT em termos absolutos, registrou uma ENA excepcionalmente baixa, no patamar de 63% da MLT, a quarta pior da série histórica de 94 anos. Como consequência, houve uma recuperação muito tímida dos reservatórios até o final de janeiro, seguido de um aumento significativo no PLD e na curva futura de preços de energia.

Esse comportamento hidrológico abaixo da média na maior parte do país é explicado pela influência das águas mais frias do que o normal na região equatorial do Atlântico, região importante para o transporte de umidade em direção ao Brasil. Com esse fluxo de umidade reduzido, a chuva ficou abaixo da média na maioria das regiões. O Nordeste foi a exceção por ter se beneficiado do posicionamento dos eventos de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), sistema comum no período úmido e que costuma provocar chuvas intensas.

Ao longo do mês de fevereiro, houve uma reversão importante de expectativa após a recuperação da ENA, que atingiu uma média mensal de 82% da MLT para o mês e 90% para março. Assim, a média da ENA do SIN para o trimestre foi de 79% da MLT, desempenho 5 p.p. abaixo do observado no mesmo trimestre do ano passado, mas representando uma recuperação significativa de 11 p.p. frente aos 68% da MLT verificado no 4T25.

**| Tabela 2 | Energia Natural Afluente (ENA) Mensal Bruta no SIN (GW médios)**

ENA Bruta/MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	84%
2026	63%	82%	90%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79%

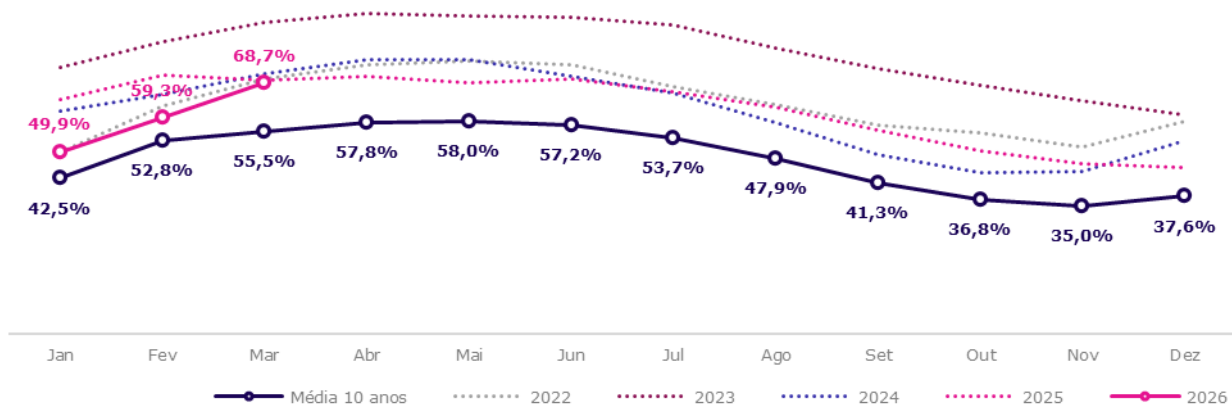
Fonte: ONS

Pelo quarto trimestre consecutivo, as temperaturas no Sudeste/Centro-Oeste ficaram, em geral, abaixo da média climatológica – em resposta à ausência de ondas de calor, comuns nesta época do ano. Esse padrão contrasta com o observado no ano anterior, quando ondas de calor intensas atingiram grande parte do país em fevereiro e março, sustentando temperaturas mais elevadas.

Nesse cenário, o comportamento das temperaturas continuou impactando de forma relevante a demanda do SIN. A carga global registrada no 1T26 foi de 85,9 GW médios, uma redução de 1,9% em relação ao valor projetado pelo ONS (PLAN 2026-30<sup>1</sup>). Na comparação entre os períodos, a carga recuou 0,2% em relação ao 1T25, enquanto registrou alta de 4,7% em relação ao 4T25.

Com o aumento da vazão ao longo do trimestre, a trajetória dos reservatórios foi crescente, partindo de 45% da capacidade máxima ao fim do 4T25 para 69% no encerramento do 1T26. Além da melhora das condições hidrológicas, esse acréscimo se deve ao aumento do despacho termelétrico por ordem de mérito de 4,3 GW médios no 1T25 para 6,4 GW médios no 1T26. Como resultado, o nível de armazenamento do SIN registrou um aumento de 23 p.p. ao longo do 1T26, 13 p.p. acima da média dos últimos dez anos e um patamar muito próximo aos 70% registrados ao fim do 1T25, mesmo tendo iniciado 8 p.p. abaixo.

**| Gráfico 1 | Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)**

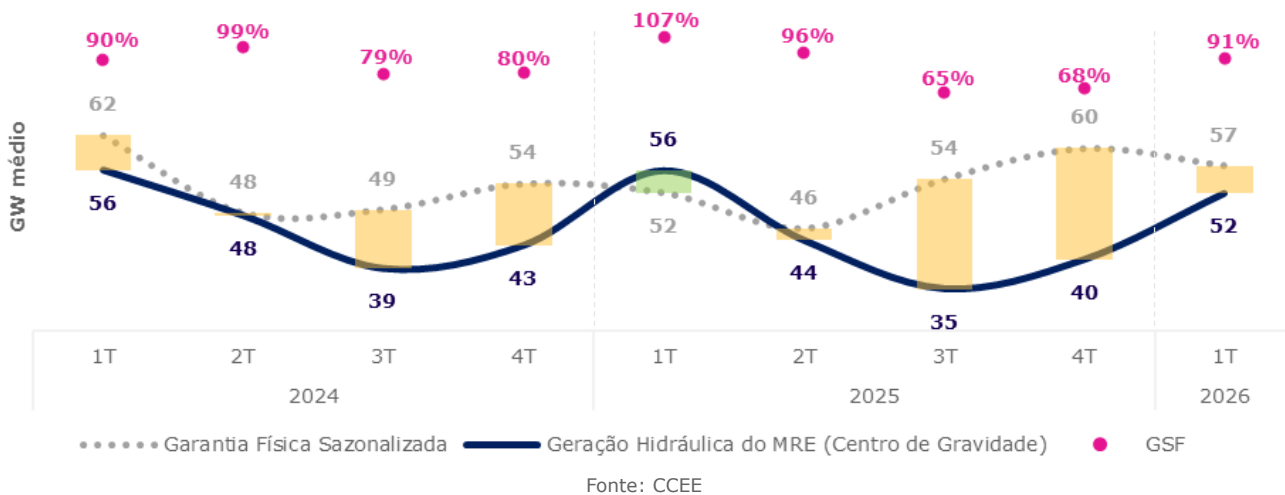


Fonte: ONS

<sup>1</sup> Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2026-2030, publicado em dezembro de 2025.

Ainda assim, na comparação com o ano anterior, a geração hidrelétrica do MRE foi menor: o 1T26 registrou 52 GW médios vs. 56 GW médios no 1T25, refletindo a condição hidrológica desfavorável, maior despacho termelétrico e o consumo de energia abaixo do previsto devido a ocorrência de temperaturas abaixo do esperado para o período. Em paralelo, o GSF observado no 1T26 apresentou uma variação negativa de 16 p.p. em relação ao mesmo período de 2025 (91% no 1T26 vs. 107% no 1T25), dos quais -8 p.p. se devem à menor geração hidrelétrica e -8 p.p. resultam da maior alocação de garantia física pelos participantes do MRE no primeiro trimestre (57 GW médios no 1T26 vs. 52 GW médios no 1T25), conforme ilustrado no Gráfico 2. Para os agentes que alocaram a garantia física em linha com o MRE em 2025 e 2026, como a Auren, o efeito financeiro está diretamente relacionado ao volume de energia gerada pelas usinas hidrelétricas do MRE, que caiu 8 p.p. em relação ao 1T25.

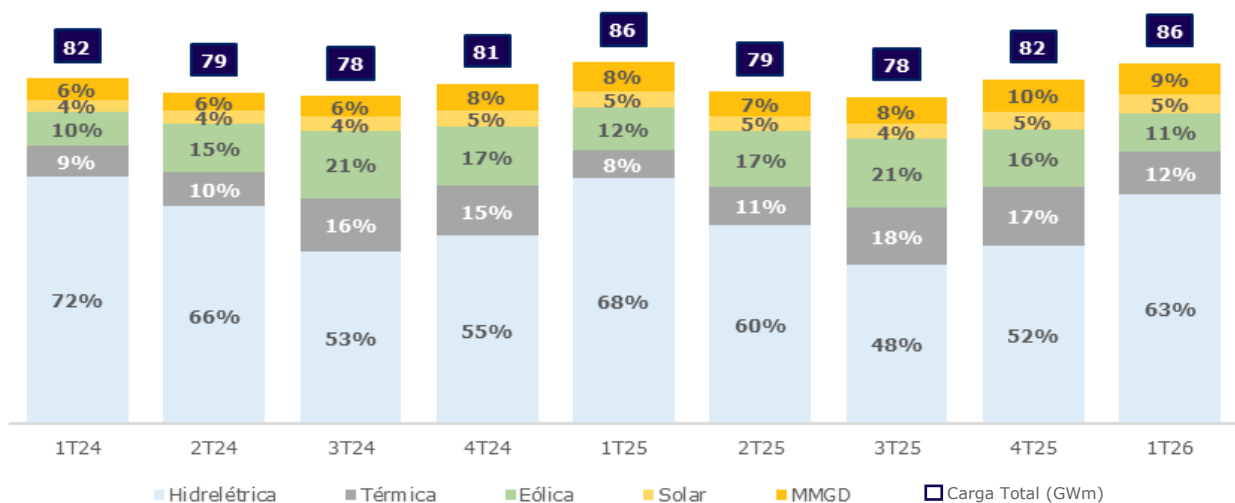
**| Gráfico 2 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)**



A geração solar, considerando usinas centralizadas e as plantas de micro e minigeração distribuída (MMGD), ampliou a sua participação no atendimento à carga do SIN, contribuindo com 12,1 GW médios (cerca de 14% da carga) no 1T26 ante 10,9 GW médios no 1T25 (12% da carga). A fonte eólica reduziu a participação no atendimento à carga em 1,2 GW médios (-1 p.p.) se comparado ao 1T25, em resposta ao menor recurso eólico entre os trimestres (10,6 GW médios no 1T26 vs. 11,4 GW médios no 1T25).

Quanto à geração hidrelétrica, houve redução na participação desta fonte no atendimento à carga, passando de 68% no 1T25 para 63% no 1T26 (Gráfico 3), devido aos fatores anteriormente mencionados. Por fim, a fonte termelétrica apresentou um aumento de 8% no 1T25 para 12% no atendimento à carga no 1T26.

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



Nesse contexto, o PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi R\$ 308/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 45%, o que representa uma elevação significativa em relação ao PLD médio de R\$ 162/MWh registrado no 1T25, com volatilidade *intraday* de 19%. Dado o PLD mais elevado, o submercado SE/CO apresentou níveis mais reduzidos de deslocamento em relação ao submercado Nordeste quando comparado ao 1T25, com diferença média de apenas

R\$ 21/MWh ante R\$ 103/MWh observados no mesmo período do ano anterior. O descolamento mais relevante se deu em relação ao submercado Sul, onde o PLD médio ficou R\$ 50/MWh acima do SE/CO no trimestre, enquanto no 1T25 o descolamento foi de R\$ 2/MWh.

**| Tabela 3 | PLD Médio e Volatilidade por Submercado (R\$/MWh)**

	PLD por Submercado (R\$/MWh)			Volatilidade <i>Intraday</i> (%)		
	1T26	1T25	Var.	1T26	1T25	Var.
SE/CO	308,1	162,3	89,8%	45%	19%	26 p.p.
Sul	358,0	164,1	118,1%	30%	18%	13 p.p.
Nordeste	286,8	58,9	386,7%	49%	7%	42 p.p.
Norte	287,3	58,9	387,6%	49%	7%	42 p.p.

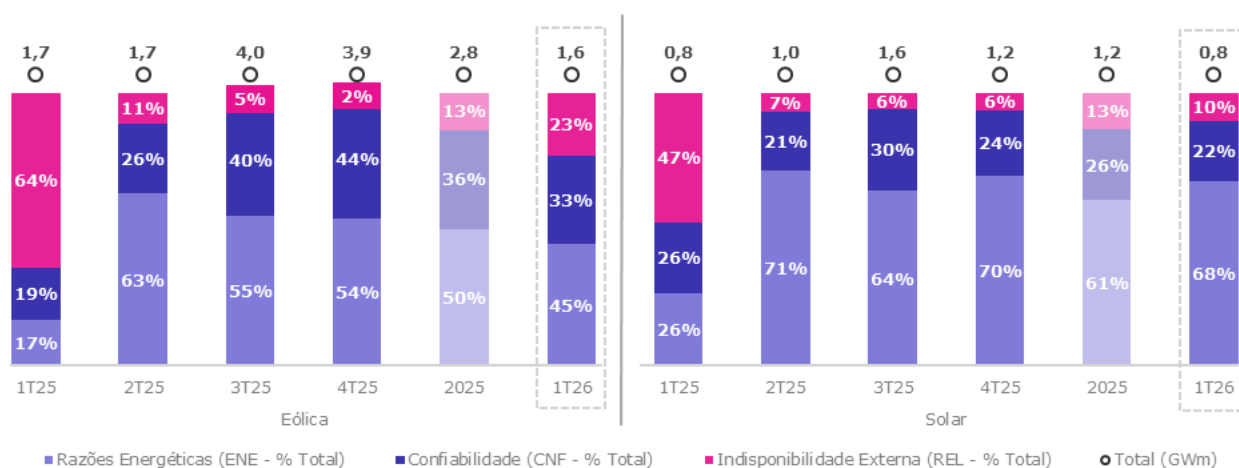
Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo do dia, os efeitos mais significativos continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite, assim como observado nos trimestres anteriores. A volatilidade *intraday* dos preços no submercado SE/CO chegou a 45% no trimestre, nível bem acima dos 19% observados no 1T25 e superior aos 36% registrados no 4T25. A elevação da volatilidade no 1T26, na comparação com o mesmo período do ano anterior, está associada a três fatores: (i) cenário hidrológico desfavorável aumentando o custo marginal de operação; (ii) concentração de produção de energia ao longo do dia em função do aumento da capacidade instalada de MMGD; e (iii) o PLD em patamar mais baixo no 1T25, reflexo da hidrologia mais favorável naquele período.

Por fim, com base nos dados disponibilizados pelo ONS, o 1T26 apresentou uma pequena redução nos cortes de geração quando comparado ao 1T25. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 14,9% (1,6 GW médios) no 1T26, o mesmo patamar registrado no 1T25 e inferior aos 23,1% registrados no último trimestre de 2025. Para a fonte solar, o *curtailment* foi de 16,2% (0,8 GW médios) no trimestre, inferior à restrição de 17,9% no 1T25 e substancialmente inferior se comparado ao último trimestre de 2025 (23,9%).

Os cortes de motivação elétrica, passíveis de ressarcimento após o atingimento da franquia, corresponderam a 23% para a fonte eólica e 10% para a fonte solar, composição distinta da observada no 1T25, quando os cortes foram majoritariamente classificados como motivação elétrica (64% para a fonte eólica e 47% para a fonte solar). Tal comportamento refletiu principalmente a queda de torres de transmissão no primeiro trimestre de 2025, o que limitou o escoamento da energia de Belo Monte pelo bipolo Xingu/Terminal Rio.

**| Gráfico 4 | Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)**



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.

## Desempenho Operacional

Nesta seção, trazemos o desempenho operacional da Companhia, que reflete sua capacidade de adaptação às diferentes condições climáticas e de mercado e evidência a resiliência do portfólio da Auren.

**| Tabela 4 | Capacidade Instalada e Produção<sup>1</sup> Segregadas por Fonte de Geração**

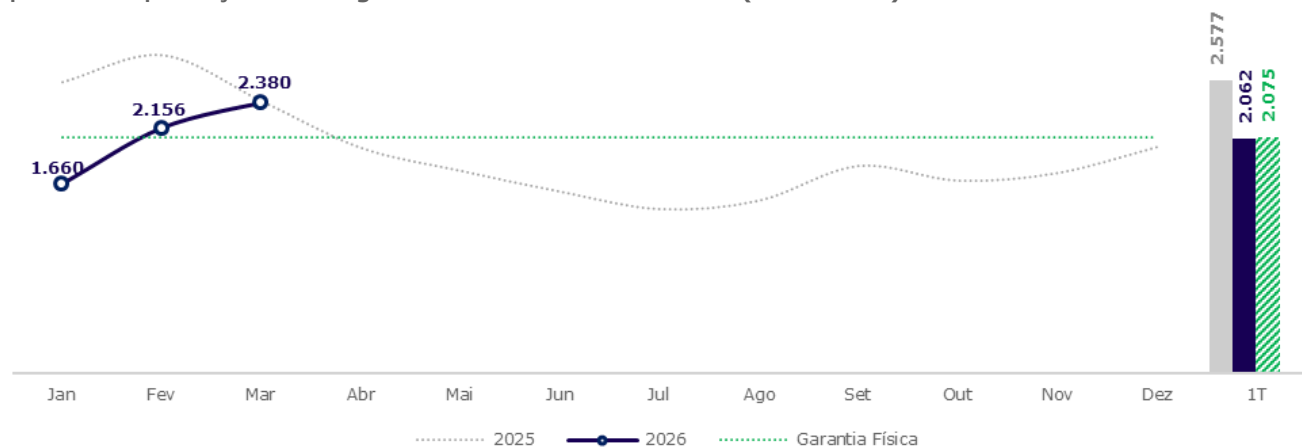
Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração <sup>1</sup> (MW médio)		
			1T26	1T25	Var.
Hidrelétrica <sup>2</sup>	4.198,4	2.074,6	2.062,2	2.576,8	-20,0%
Eólica <sup>3</sup>	3.100,4	1.499,0	835,2	994,9	-16,0%
Solar	876,4	238,2	186,9	205,2	-8,9%
<b>Total Próprios</b>	<b>8.175,3</b>	<b>3.811,8</b>	<b>3.084,4</b>	<b>3.776,9</b>	<b>-18,3%</b>
Participações em Ativos Hidrelétricos <sup>4</sup>	547,5	265,3	253,0	223,1	13,4%
<b>Total Próprios e Participações</b>	<b>8.722,8</b>	<b>4.077,2</b>	<b>3.337,4</b>	<b>4.000,0</b>	<b>-16,6%</b>

### Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 2,1 GW médios no primeiro trimestre de 2026, representando uma redução de 20,0% em relação ao mesmo período do ano anterior e 0,6% abaixo da garantia física dos empreendimentos. Esse desempenho reflete o menor despacho realizado pelo ONS.

O Gráfico 5, a seguir, mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

**| Gráfico 5 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)<sup>5</sup>**



No 1T26, o Índice de Disponibilidade Verificada (IDv60)<sup>6</sup> manteve-se acima dos valores de referência da ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio – Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava – que, em conjunto, representam 78,2% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos índices ainda se encontram abaixo das referências – equivalente a 15,0% da capacidade hidrelétrica da Auren – a menor disponibilidade reflete eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, como manutenções programadas ou intercorrências específicas. Para endereçar esse impacto, a Companhia adequou as manutenções plurianuais, visando aumentar a confiabilidade dos ativos e preservar a disponibilidade.

<sup>1</sup> Para as fontes eólica e solar, 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.

<sup>2</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera UHE Paraibuna.

<sup>3</sup> Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbodoro S.A. (50%/50%). O ativo possui 155 MW de Capacidade Instalada no total, das quais 77,5 MW refletem a participação da Auren. Para os dados operacionais da *joint-venture*, considera-se participação de 100%.

<sup>4</sup> Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren nos ativos hidrelétricos.

<sup>5</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

<sup>6</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.

## Eólica

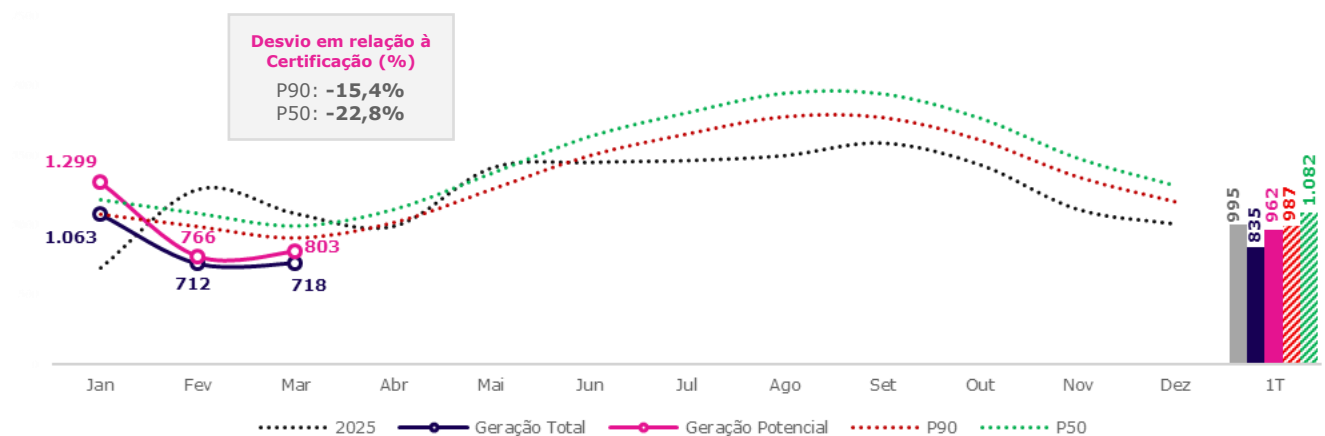
A produção de energia dos ativos eólicos, somada à parcela ressarcível (após atingimento da franquia) da restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), foi de 835,2 MW médios no 1T26 - 16,0% inferior ao 1T25 - representando 77,2% do percentil 50 da certificação de geração (P50) e 84,6% do percentil 90 (P90), conforme apresentado no Gráfico 7. O desempenho reflete, principalmente, o menor recurso eólico no período (equivalente a uma redução de 11,7% em relação ao P50) e incidência de *curtailment* (equivalente a 12,9% do P50).

O nível de *curtailment* eólico observado no SIN durante o trimestre foi semelhante ao do 1T25, porém com uma composição distinta: enquanto no mesmo período do ano anterior os cortes foram predominantemente classificados como REL (64%), no 1T26 observou-se maior participação de restrições associadas às Razões de Confiabilidade (CNF) e Razão Energética (ENE), conforme evidenciado no Gráfico 6 da seção "Mercado de Energia".

A geração potencial (soma da produção efetiva e da parcela de energia não produzida associada aos cortes de corte), totalizou 97,4% do P90 e 88,9% do P50 no trimestre.

O Gráfico 6 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; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

**| Gráfico 6 | Portfólio Eólico – 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	1T
<b>Geração Total 2025<sup>1</sup></b>	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>994,9</b>
<b>Geração Total 2026<sup>1</sup></b>	1.063,4	712,3	718,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>835,2</b>
<b>Geração Potencial 2025<sup>2</sup></b>	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>1.065,9</b>
<b>Geração Potencial 2026<sup>2</sup></b>	1.298,9	765,5	802,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>962,0</b>

O 1T26 seguiu a tendência observada ao longo do ano de 2025, que consolidou o processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados. As rotinas de manutenção preventiva, corretiva e preditiva seguiram sendo sustentadas por uma governança de operação mais robusta e pela gestão integrada dos estoques estratégicos de componentes.

Considerando a sazonalidade e o cenário de recursos mais baixos observados neste trimestre e visando a otimização de nossa produção de energia, realocamos parte das manutenções programadas para ocorrer ao longo do trimestre e do ano para janelas oportunas em termos de recurso eólico. Tal medida levou a uma disponibilidade média de 94,0% no portfólio eólico consolidado no 1T26, uma evolução de 2 p.p. ante os 92,0% observados no 1T25, conforme apresentado a seguir.

<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 5 | Portfólio Eólico - Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Consolidados em 2026

Disponibilidade Média dos Ativos Consolidados	1T	2T	3T	4T	Acumulado do Ano
2025	92,0%	93,5%	94,8%	94,2%	93,6%
2026	94,0%	-	-	-	94,0%

Conforme apresentado no Gráfico 7, a produção do portfólio eólico no trimestre atingiu 76,0% do P50 e 83,3% do P90 no trimestre, como resultado de uma menor disponibilidade de recurso eólico quando comparados à certificação (11,7% abaixo do P50 vs. 3,8% acima do P50 do 1T25) e do curtailment, que reduziu a geração esperada em 12,9 p.p., dos quais 11,7 p.p. são relativos à parcela não ressarcível (vs. 13,9 p.p. no 1T25, dos quais 8,3 p.p. não ressarcíveis).

## | Gráfico 7 | Portfólio Eólico – Desempenho da Geração Consolidada no 1T26 (P50 em base 100)<sup>1</sup>



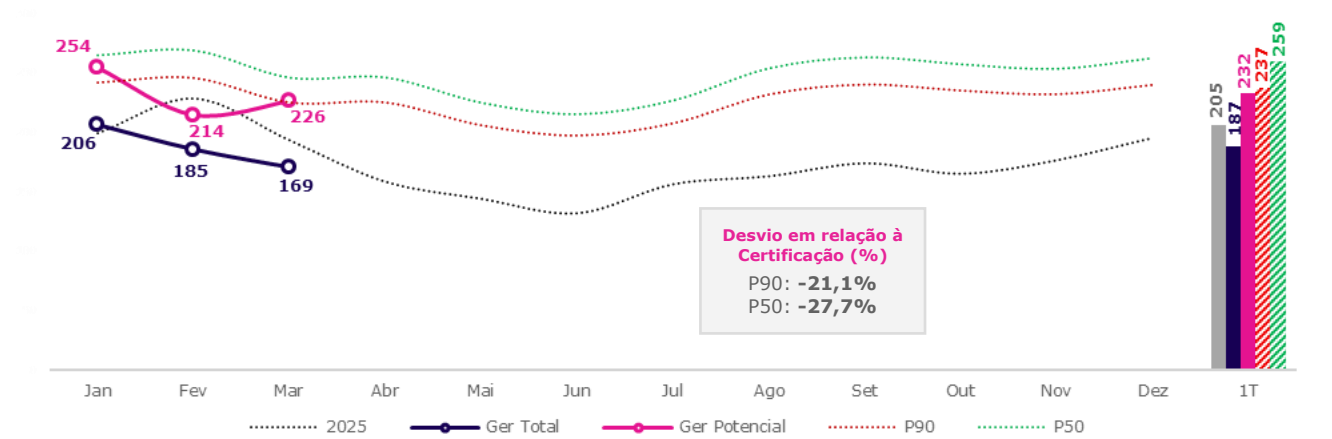
## Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à parcela ressarcível (após atingimento da franquia) da restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), foi de 186,9 MW médios no 1T26, 8,9% inferior ao 1T25. No trimestre, a produção representou 72,3% do percentil 50 (P50) definido pela certificação da geração dos parques e 78,9% do percentil 90 (P90). O resultado foi influenciado principalmente por restrições de geração (*curtailment*) classificadas como CNF e ENE.

O Gráfico 8 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 (P50 e P90) das certificações.

<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.

**| Gráfico 8 | Ativos Solares – 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	1T
<b>Geração Total 2025<sup>1</sup></b>	198,3	227,2	192,3	157,8	143,6	131,5	155,7	162,4	173,2	164,5	175,8	194,3	<b>205,2</b>
<b>Geração Total 2026<sup>1</sup></b>	206,2	184,9	169,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>186,9</b>
<b>Geração Potencial 2025<sup>2</sup></b>	227,7	256,1	242,3	203,9	212,1	206,4	218,6	255,8	270,1	257,4	240,2	245,9	<b>241,5</b>
<b>Geração Potencial 2026<sup>2</sup></b>	254,1	214,0	225,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>231,9</b>

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,4% no 1T26, um avanço de 2,5 p.p. em relação ao mesmo período de 2025, conforme apresentado na Tabela 6. 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.

**| Tabela 6 | Portfólio Solar - Disponibilidade Média Consolidada**

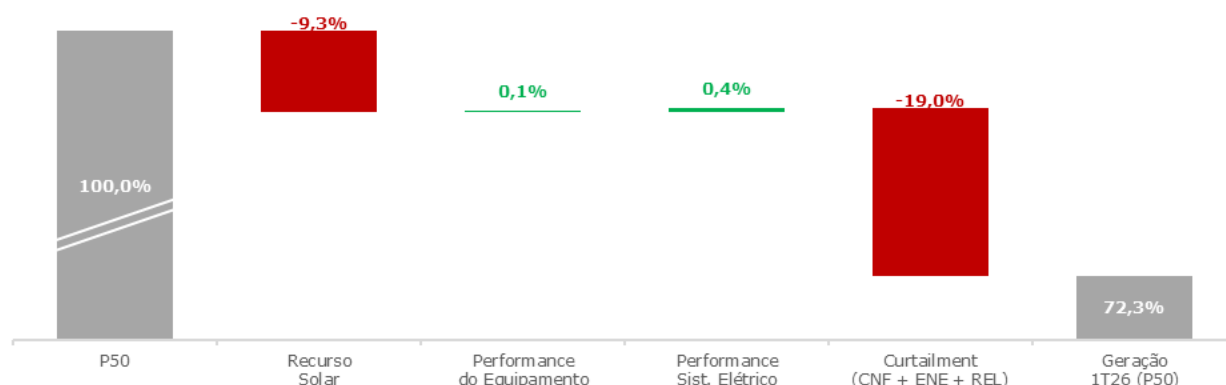
Disponibilidade Média dos Ativos	1T	2T	3T	4T	Acumulado do Ano
<b>2025</b>	95,9%	98,5%	99,0%	98,8%	<b>98,0%</b>
<b>2026</b>	98,4%	-	-	-	<b>98,4%</b>

Conforme apresentado no Gráfico 9, em linhas gerais, apesar do recurso solar abaixo do previsto nas certificações (9,3% abaixo da certificação P50 vs. 1,4% abaixo do P50 no 1T25), a principal influência negativa na performance do trimestre decorreu do *curtailment*, sobretudo da parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 19,0 p.p. frente à certificação P50 (vs. 21,1 p.p., dos quais 14,0 p.p. não ressarcíveis no 1T25).

<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.

## | Gráfico 9 | Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 1T26 (P50 em base 100)<sup>1</sup>



### Impacto do Curtailment e 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 8 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 e de seu 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*).

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 86 milhões, uma redução de 58% em relação ao 4T25. Desse valor, R\$ 14 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 30 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 43 milhões os cortes por Razão Energética.

No 1T26, os ganhos por modulação totalizaram R\$ 97,2 milhões e compensaram integralmente o impacto negativo do *curtailment*, resultando em um saldo positivo de R\$ 11,0 milhões, resultando em um impacto líquido positivo no resultado da Companhia, conforme detalhado na tabela 7.

### | Tabela 7 | Curtailment e Ganhos de Modulação

	1T25		2T25		3T25		4T25		1T26	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar
<b>Curtailment SIN<sup>2</sup> (%)</b>	14,9%	17,9%	11,7%	22,7%	20,6%	33,2%	23,1%	23,9%	<b>14,9%</b>	<b>16,2%</b>
<b>Curtailment SIN<sup>2</sup> ex-REL (%)</b>	5,4%	9,4%	10,4%	21,1%	19,7%	31,3%	22,7%	22,4%	<b>11,5%</b>	<b>14,5%</b>
<b>Curtailment Auren<sup>3</sup> (%)</b>	8,3%	12,9%	9,0%	25,7%	18,3%	27,4%	22,3%	23,2%	<b>13,4%</b>	<b>16,3%</b>
<b>Geração Efetiva Auren<sup>4</sup> (% do P50)</b>	92,0%	78,7%	93,5%	62,7%	79,2%	65,3%	78,3%	69,1%	<b>78,3%</b>	<b>82,8%</b>
<b>Curtailment Auren por Fonte<sup>5</sup> (R\$ milhões)</b>	37,7	13,0	56,7	19,1	173,2	22,4	184,2	23,3	<b>69,9</b>	<b>15,6</b>
<b>Curtailment Auren Consolidado<sup>5</sup> (R\$ milhões)</b>	50,7		75,8		195,5		207,5		<b>86,2</b>	
<b>(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)</b>	19,4		40,4		65,6		70,4		<b>97,2</b>	
<b>(=) Curtailment Líquido de Modulação<sup>5</sup> (R\$ milhões)</b>	31,3		35,4		130,0		137,0		<b>-11,0</b>	

<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> 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>3</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>4</sup> Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailment Elétrico Ressarcível) / P50

<sup>5</sup> Curtailment Auren (R\$ milhões) = Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível

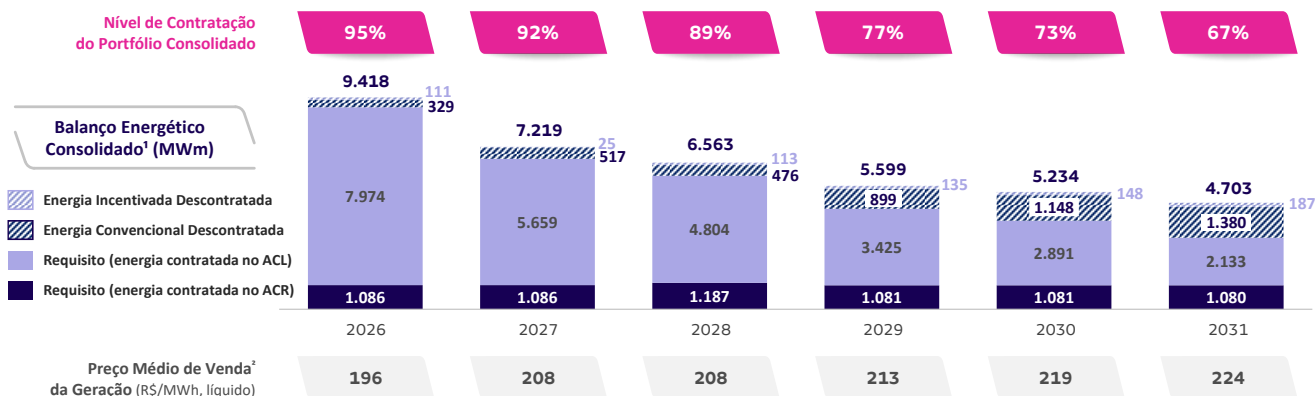
## Balanço Energético

O Balanço Energético Consolidado da Companhia apresenta o perfil de contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), o nível de contratação do portfólio de Geração e Consolidado, incluindo o portfólio de Comercialização. Adicionalmente, detalhamos do preço médio de venda da Geração.

### Balanço Energético Consolidado

No primeiro trimestre de 2026, na comparação com o Balanço Consolidado do 4T25, a Companhia diminuiu sua posição *long* no período de 2027-2030, aumentando sua contratação média em 55 MW médios.

#### | Gráfico 10 | Balanço Energético Consolidado



### Balanço Energético do Segmento de Geração

O 1T26 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. As principais movimentações realizadas estão descritas a seguir:

- A Companhia avançou na otimização do lastro remanescente de seus projetos ao formalizar contrato de autoprodução no volume de 55 MW médios, referente aos ativos eólicos Cajuína 1 e 2, com início de suprimento em 2026, prazo de 15 anos e indexado à curva futura de preço de energia.

A estrutura contratual combina previsibilidade e exposição a preços de mercado. No Balanço de Geração, o contrato apresenta preço fixo, enquanto as variações no preço de energia são capturadas no Balanço de Comercialização, permitindo à Companhia manter exposição à dinâmica de preços no Balanço Consolidado.

- 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\$ 20,7 milhões no 1T26. A cessão terá impacto positivo de R\$ 102 milhões em 2026 e 56 milhões em 2027 para a geradora e negativo na mesma magnitude para o segmento de Comercialização. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia e já está refletido no Balanço Energético de Geração e Comercialização.

<sup>1</sup> Inclui os ativos próprios da Companhia e 50% da garantia física da Tucano Holding III, uma joint-venture entre a Auren Participações e a Unipar Carbocloro. A garantia física está líquida de perdas na rede para todos os anos e líquida de GSF apenas para o período já concluído (2025). O balanço energético não considera o potencial efeito de GSF e *curtailment* futuros.

<sup>2</sup> Preço líquido de impostos (PIS/COFINS e ISS), data-base: 31 de março de 2026.

**| Tabela 8 | Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren**

Volume (MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Recursos Próprios (A)</b>	<b>3.670</b>	<b>3.777</b>	<b>3.777</b>	<b>3.777</b>	<b>3.777</b>	<b>3.777</b>
Garantia Física Hidrelétrica <sup>1</sup>	1.981	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027
Garantia Física Eólica <sup>2,3</sup>	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar	234	234	234	234	234	234
<b>Compras para revenda (B)</b>	<b>768</b>	<b>515</b>	<b>485</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>314</b>
Convencional	344	199	171	6	6	0
Incentivada	425	317	314	314	314	314
<b>Recursos Totais (C = A+B)</b>	<b>4.439</b>	<b>4.292</b>	<b>4.262</b>	<b>4.097</b>	<b>4.097</b>	<b>4.091</b>
<b>Vendas no ACR (D)</b>	<b>1.086</b>	<b>1.086</b>	<b>1.187</b>	<b>1.081</b>	<b>1.081</b>	<b>1.080</b>
Hidrelétrica	235	235	336	230	230	229
Eólica	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
<b>Vendas no ACL (E)</b>	<b>2.912</b>	<b>2.664</b>	<b>2.487</b>	<b>1.982</b>	<b>1.720</b>	<b>1.444</b>
Hidrelétrica <sup>4</sup>	2.123	1.849	1.672	1.167	905	670
Eólica	634	671	671	671	671	671
Solar	156	144	144	144	144	102
<b>Vendas Totais (F = D+E)</b>	<b>3.998</b>	<b>3.750</b>	<b>3.674</b>	<b>3.063</b>	<b>2.801</b>	<b>2.524</b>
<b>Balanço Geração (C - F)</b>	<b>440</b>	<b>542</b>	<b>588</b>	<b>1.034</b>	<b>1.296</b>	<b>1.567</b>
Convencional	329	517	476	899	1.148	1.380
Incentivada	111	25	113	135	148	187
<b>Preços (R\$/MWh)</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
<b>Preço Médio de Venda<sup>4</sup></b>	<b>196</b>	<b>208</b>	<b>208</b>	<b>213</b>	<b>219</b>	<b>224</b>
<b>ACR</b>	<b>276</b>	<b>281</b>	<b>279</b>	<b>282</b>	<b>282</b>	<b>282</b>
Hidrelétrica	312	317	300	320	320	320
Eólica	259	264	264	264	264	264
Solar	355	361	361	361	361	361
<b>ACL</b>	<b>166</b>	<b>178</b>	<b>173</b>	<b>176</b>	<b>180</b>	<b>181</b>
Hidrelétrica	149	163	155	155	156	158
Eólica	210	214	211	208	208	202
Solar <sup>5</sup>	215	206	202	201	198	200
<b>Preço Médio de Compra<sup>6</sup></b>	<b>198</b>	<b>195</b>	<b>191</b>	<b>184</b>	<b>185</b>	<b>172</b>
Convencional	181	190	187	145	145	0
Incentivada	213	198	192	185	186	172

<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 março de 2026 - 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 março de 2026 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\$ 17,32/MWh. Data base: 01 de janeiro de 2026.

<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> 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>4</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>5</sup> O preço equivalente do contrato de autoprodução por arrendamento está líquido de PIS, COFINS e ISS.

<sup>6</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 abril de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,22/USD. Os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

## Balanco Energético do Segmento de Comercialização

A Tabela 9 apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2026 e 2027. 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.

**| Tabela 9 | Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren**

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Compras (A)	4.656	2.629	2.040	1.242	886	602
Vendas <sup>1</sup> (B)	4.781	2.735	2.057	1.184	919	675
<b>Margem Contratual<sup>2</sup> (R\$/MWh)</b>	<b>7,1</b>	<b>8,5</b>	-	-	-	-
<b>Balanço Comercialização (A - B)</b>	<b>(125)</b>	<b>(106)</b>	<b>(17)</b>	<b>58</b>	<b>(33)</b>	<b>(73)</b>
<b>Balanço Consolidado Auren<sup>3</sup></b>	<b>208</b>	<b>436</b>	<b>571</b>	<b>1.092</b>	<b>1.263</b>	<b>1.494</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 125 MW médios anualizados de 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços de mercado do segundo, terceiro e quarto trimestres.

No 1T26, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

- Venda de energia a consumidores finais realizada para o período de 2026-2031, em função da elevação dos preços de energia ao longo do trimestre.
- 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 negativo no EBITDA do segmento de Comercialização de R\$ 20,7 milhões no 1T26. A cessão terá impacto negativo de R\$ 102 milhões em 2026 e 56 milhões em 2027 para a Comercializadora e positivo na mesma magnitude para o segmento de Geração. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia e já está refletido no Balanço Energético de Comercialização e 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\$ 9,7/MWh em 2026 e de R\$ 10,4/MWh em 2027, acima dos R\$ 7,1/MWh e R\$ 8,5/MWh, respectivamente, reportados.

<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: 01 de abril de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,22/USD (R\$/USD).

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

## Balanco Energético das Participações Minoritárias

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.

**| Tabela 10 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias<sup>1</sup>**

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030
Garantia Física dos ativos (a)	251	256	256	244	244
Compras (b)	47	5	4	4	4
<b>Recurso (c) = (a)+(b)</b>	<b>298</b>	<b>261</b>	<b>260</b>	<b>248</b>	<b>248</b>
Vendas no ACL (d)	276	256	256	244	244
<b>Requisitos (e)</b>	<b>276</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>244</b>	<b>244</b>
<b>Balanço Energético (f) = (c) - (e)</b>	<b>22</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Analisando o Balanço Energético do 1T26, tivemos um impacto de 5 MW médios na Garantia Física dos ativos para o ano de 2026, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanço Energético das Participações Minoritárias apresenta 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).

<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).

## Desempenho Financeiro

### Desempenho Financeiro Consolidado

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de Geração e Comercialização, o segmento  *Holding & Pipeline* e as eliminações entre segmentos. 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 [Balanco Energético](#), 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\$ 11,6 milhões no 1T26. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 11 | Resultados do Período

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
<b>Receita Bruta</b>	<b>3.499,6</b>	<b>3.444,7</b>	<b>1,6%</b>
Deduções sobre a Receita Bruta	425,0	492,4	-13,7%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.074,5</b>	<b>2.952,3</b>	<b>4,1%</b>
Custo com Compra de Energia	(1.774,6)	(1.330,9)	33,3%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(179,7)	(180,5)	-0,5%
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.120,3</b>	<b>1.440,8</b>	<b>-22,2%</b>
<i>Margem Líquida</i>	<i>36,4%</i>	<i>48,8%</i>	<i>-12,4 p.p.</i>
<b>Custos e Despesas (PMSO)</b>	<b>(313,5)</b>	<b>(302,0)</b>	<b>3,8%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(506,6)	238,6	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>300,1</b>	<b>1.377,5</b>	<b>-78,2%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	506,0	(229,2)	n.a.
Dividendos das Participações Minoritárias	89,3	58,3	53,1%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	-	5,5	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	30,5	(23,2)	-231,2%
Baixa de Imobilizado e Intangível (ORO)	-	16,4	n.a.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>925,9</b>	<b>1.205,3</b>	<b>-23,2%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>30,1%</i>	<i>40,8%</i>	<i>-10,7 p.p.</i>
Depreciação e Amortização	(466,8)	(458,2)	1,9%
Equivalência Patrimonial	71,5	72,1	-0,9%
Resultado Financeiro Líquido	(589,8)	(732,1)	-19,4%
<b>LAIR</b>	<b>(685,1)</b>	<b>259,4</b>	<b>n.a.</b>
Impostos (IR/CSLL)	83,5	(205,4)	n.a.
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(601,6)</b>	<b>54,0</b>	<b>n.a.</b>

### Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 1.120,3 milhões no 1T26, redução de 22,2% (-R\$ 320,6 milhões) na comparação com o 1T25 (R\$ 1.440,8 milhões).

Os efeitos que influenciaram o resultado foram concentrados principalmente na Comercializadora, com destaque para: (i) concentração da margem da comercializadora no primeiro trimestre no ano de 2025, resultando numa variação de -R\$ 85,0 milhões no 1T26 em comparação ao mesmo período do ano anterior, e (ii) menor ganho com o descolamento entre os submercados SE/CO e Nordeste e Norte (-R\$ 5,0 milhões no 1T26 vs. R\$ 60 milhões 1T25).

No portfólio de Geração, os principais efeitos foram: (i) o menor recurso eólico e solar, resultando numa variação de -R\$ 114,0 milhões no 1T26 em comparação ao mesmo período do ano anterior e (ii) a menor energia gerada pelas usinas

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

do MRE<sup>1</sup> (51,8 GW médios no 1T26 vs. 55,8 GW médios no 1T25), representando uma redução de 7,2% (-R\$ 88,0 milhões) na comparação entre os trimestres, compensados parcialmente por maiores ganhos de modulação (R\$ 97,2 milhões no 1T26 vs. 19,4 milhões no 1T25).

Na comparação com o 4T25 (R\$ 1.094,1 milhões), o aumento de R\$ 26,2 milhões na Margem Líquida é explicado principalmente pelo maior ganho com modulação (R\$ 97,2 milhões no 1T26 vs. R\$ 70,4 milhões no 4T25), pelo menor impacto bruto do *curtailment* (R\$ 86,2 milhões no 1T26 vs. R\$ 207,5 milhões no 4T25) e pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com o aumento da energia gerada pelas usinas do MRE em 11,4 GW médios (51,8 GW médios no 1T26 vs. 40,4 GW médios no 4T25), suavizados em grande medida pela menor geração dos complexos eólicos da Auren (835,2 GW médios no 1T26 vs. 1.178,2 GW médios no 4T25) em função da sazonalidade dos ativos.

## Custos e Despesas (PMSO)

A soma das linhas de Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO), incluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, apresentou um aumento de R\$ 11,6 milhões (3,8%) quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior (R\$ 313,5 milhões no 1T26 vs. R\$ 302,0 milhões no 1T25), um incremento nominal abaixo da inflação para o período, alinhado a busca da Companhia por um crescimento de gastos recorrentes abaixo da inflação.

As principais variações são explicadas pelo aumento de R\$ 10,3 milhões referente aos contratos de operação e manutenção dos ativos eólicos referentes ao escalonamento previsto em contrato previamente sinalizado ao mercado em nosso guia de modelagem e iniciativas de crescimento explicadas principalmente pela consolidação da Way2 em julho de 2025 (R\$ 7,0 milhões), compensadas pelas sinergias capturadas ao longo de 2025.

Na comparação com o 4T25 (R\$ 341,2 milhões), tivemos uma redução de 8,2% explicada pela sazonalidade das despesas.

### | Tabela 12 | Custos e Despesas (PMSO Consolidado)

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
Pessoal (P)	111,0	115,1	-3,5%
Materiais e Serviços de Terceiros (MS)	148,3	145,7	-1,8%
Outros (O)	54,2	41,2	31,5%
<b>PMSO</b>	<b>313,5</b>	<b>302,0</b>	<b>3,8%</b>

A evolução entre períodos é explicada por:

- Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 111,0 milhões no 1T26, uma redução nominal de 3,5% quando comparado com o mesmo período de 2025 (R\$ 115,1 milhões), tendo em vista a captura das sinergias associadas à aquisição da AES Brasil ao longo do ano de 2025. Na comparação com o 4T25 (R\$ 132,0 milhões), tivemos uma redução de 15,9% explicada pelos custos com desmobilização no 4T25 e pelo menor provisionamento de bônus no 1T26.
- Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 148,3 milhões no 1T26, um aumento nominal de 1,8% vs. o registrado no 1T25 (R\$ 145,7 milhões), principalmente em decorrência do aumento da despesa com os contratos de operação e manutenção dos ativos eólicos em função do escalonamento previsto contratualmente (R\$ 10,3 milhões), parcialmente compensado pelo descasamento temporal de despesas (R\$ 5,3 milhões) e pelas iniciativas do OBZ.
- Outros (O):** R\$ 54,2 milhões no 1T26, um aumento de 31,5% se comparado ao 1T25 (R\$ 41,2 milhões). O incremento se deve principalmente ao calendário de iniciativas de consumo de itens de estoques descasados com o ciclo anterior e à antecipação de despesas no montante de R\$ 5,8 milhões. Na comparação com o 4T25 (R\$ 55,4 milhões), tivemos uma redução de 2,1%, principalmente devido à menor despesa com seguros.

## Outros Resultados Operacionais

A rubrica Outros Resultados Operacionais (ORO) totalizou uma despesa de R\$ 506,8 milhões no 1T26 ante uma receita de R\$ 238,6 milhões no 1T25. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de -R\$ 506,0 milhões no 1T26 e de R\$ 229,2 milhões no 1T25.

No período findo em 31 de março de 2026, a Companhia atualizou as premissas e estimativas utilizadas na mensuração a valor justo (MtM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, em decorrência de mudanças nas condições do setor elétrico. Os efeitos dessa atualização estão refletidos na linha "Marcação a mercado dos contratos de energia" e

<sup>1</sup> Como a Auren segue o perfil de sazonalidade do MRE, a energia gerada por seus ativos segue a geração real das usinas do MRE.

caracterizam-se como mudança de estimativa contábil, de natureza não caixa, com reconhecimento prospectivo, nos termos do CPC 23.

Vale ressaltar que 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 da variação da curva de preços de energia entre os trimestres. Para fins de modelagem, sugerimos utilizar o balanço de energia divulgado, que contém os volumes e os preços médios dos contratos e a margem de comercialização.

### EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 925,9 milhões no 1T26, uma redução de 23,2%, ou -R\$ 279,4 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. Com relação ao 4T25, tivemos uma redução de 8,3%, ou -R\$ 83,8 milhões. Tais variações são resultado dos efeitos detalhados nas seções acima sobre a Margem Líquida e os Custos e Despesas.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 1T26 foram de R\$ 89,3 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano.

### Resultado Financeiro

#### | Tabela 13 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
Receitas Financeiras	262,0	276,7	5,3%
Despesas Financeiras <sup>1</sup>	(851,8)	(1.008,8)	-15,6%
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(589,8)</b>	<b>(732,1)</b>	<b>-19,4%</b>

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 589,8 milhões no 1T26 comparado a uma despesa de R\$ 732,1 milhões no mesmo período de 2025.

- a) **Receitas Financeiras:** incremento de 5,3% (R\$ 14,7 milhões) explicado principalmente pela parcela de correção monetária referente a processo de arbitragem com decisão favorável à Auren (R\$ 25,9 milhões), compensado parcialmente pelo menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R\$ 4,7 bilhões em março de 2026 vs. R\$ 7,2 bilhões em março de 2025).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 851,8 milhões no 1T26, comparada a despesa de R\$ 1.008,8 milhões no 1T25. O decréscimo de R\$ 157,0 milhões decorre, principalmente, da variação do IPCA na comparação entre trimestres (2,0% no 1T25 vs. 1,4% no 1T26) e dos ganhos com o *liability management*, que incluem a redução do custo e do montante da dívida bruta (R\$ 26,0 bilhões no 1T25 vs. R\$ 23,7 bilhões no 1T26).

Na comparação com o 4T25 (R\$ 432,0 milhões), tivemos uma variação negativa de 36,5% no resultado financeiro líquido, devido, principalmente, ao reconhecimento de ganhos associados ao valor presente dos aportes associados às transações de autoprodução registradas no 4T25 (R\$ 97,0 milhões).

<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.

## Resultado Líquido

| Tabela 14 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
<b>EBITDA</b>	<b>300,1</b>	<b>1.377,5</b>	<b>-78,2%</b>
Depreciação e Amortização	(466,8)	(458,2)	1,9%
Equivalência Patrimonial	71,5	72,1	-0,9%
Resultado Financeiro Líquido	(589,8)	(732,1)	-19,4%
Impostos (IR/CSLL)	83,5	(205,4)	n.a.
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(601,6)</b>	<b>54,0</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 prejuízo de R\$ 601,7 milhões no 1T26 ante um lucro de R\$ 54,0 milhões no 1T25. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 300,1 milhões no 1T26 ante R\$ 1.377,5 milhões no 1T25, um decréscimo de R\$ 1.077,4 milhões, principalmente por conta da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, conforme detalhado anteriormente.
- Depreciação/Amortização:** despesa de R\$ 466,8 milhões no 1T26, em linha com o montante observado no 1T25 (R\$ 458,2 milhões)
- Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** crédito de R\$ 83,5 milhões no 1T26, pela constituição de imposto diferido ativo sobre a despesa com a provisão de marcação a mercado dos contratos futuros de energia.
- Equivalência Patrimonial:** receita de R\$ 71,5 milhões no 1T26, em linha com o montante observado no 1T25 (R\$ 72,1 milhões).

## Endividamento

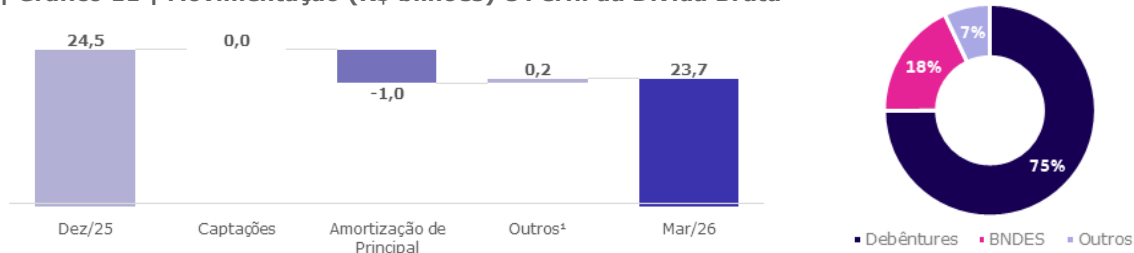
Em 31 de março de 2026, a dívida bruta consolidada da Companhia totalizou R\$ 23,7 bilhões, representando uma redução de R\$ 2,3 bilhões em comparação ao fechamento de março de 2025. Em relação a 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta apresentou amortização de R\$ 830,2 milhões em função, principalmente, do vencimento do empréstimo 4131 e da amortização de 50% da 1ª série da 9ª Emissão de Debêntures da Auren Operações (TIET19), conforme o cronograma de amortização previsto.

No encerramento do trimestre, o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) atingiu 5,2x, aumento de 0,2x com relação a março de 2025, refletindo, principalmente, o impacto do menor EBITDA Ajustado, que foi parcialmente compensado pela redução na dívida líquida, resultados das iniciativas de *liability management*.

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, passando de 5,9 para 6,9 anos ao final de 2025 e mantida no 1T26, 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, otimizando a estrutura de capital.

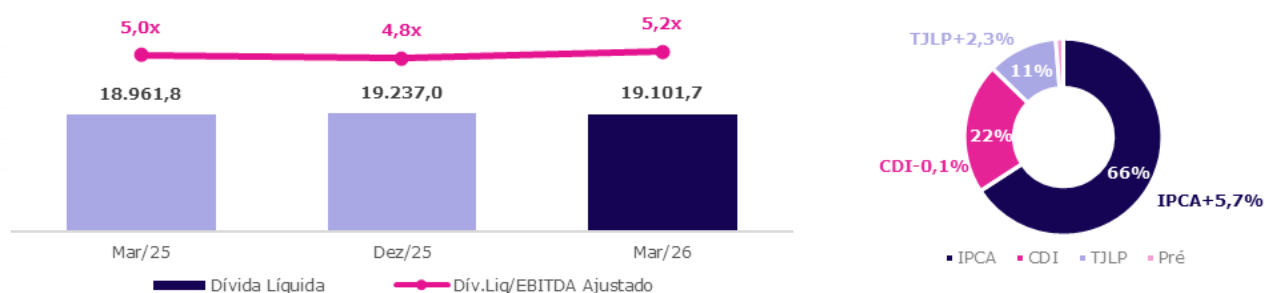
Considerando a dívida líquida, aproximadamente 66% do saldo está atrelado ao IPCA, mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Companhia, proporcionando proteção natural contra oscilações futuras. Uma parcela reduzida, de apenas 21%, é remunerada pelo CDI. O custo médio da dívida bruta foi reduzido para CDI-2,9% ao ano.

| Gráfico 11 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta



<sup>1</sup> Outros compreende juros incorridos e pagos, atualização monetária e a movimentação de saldos diferidos.

## | Gráfico 12 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



Ao final do 1T26, a Auren registrou liquidez<sup>1</sup> de R\$ 4.719,0 milhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos anos. Conforme observado no Gráfico 16, a estratégia de *liability management* evitou a concentração de vencimentos relevantes nos próximos anos.

## | Gráfico 13 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)



## | Tabela 15 | Endividamento

R\$ milhões	Mar/26	Mar/25	Var.	Dez/25	Var.
<b>Dívida Bruta</b>	<b>23.691,1</b>	<b>25.992,3</b>	<b>-8,9%</b>	<b>24.521,3</b>	<b>-3,4%</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos <sup>2</sup>	(35,6)	(8,9)	n.a.	8,7	n.a.
Arrendamentos	165,2	169,5	-2,5%	164,1	0,7%
<b>Dívida Bruta Ajustada<sup>3</sup></b>	<b>23.820,7</b>	<b>26.152,9</b>	<b>-8,9%</b>	<b>24.694,1</b>	<b>-3,5%</b>
Liquidez <sup>4</sup>	4.719,0	7.191,1	-34,4%	5.457,0	-13,5%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>19.101,7</b>	<b>18.961,8</b>	<b>0,7%</b>	<b>19.237,0</b>	<b>-0,7%</b>
EBITDA Ajustado	3.689,0	3.968,4	-7,0%	3.967,2	-7,0%
<b>Dívida Líquida/EBITDA Ajustado</b>	<b>5,2x</b>	<b>4,8x</b>	<b>0,4x</b>	<b>4,8x</b>	<b>0,4x</b>

## Covenants Financeiros – Auren Operações

Ao final de março de 2026, R\$ 2,8 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 1,6x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 4,4x, 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.

<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).

## Ratings

Ao longo do 1T26, o rating corporativo da Auren se manteve no grau máximo (AAA) pela Fitch Ratings e Moody's, com perspectiva estável, reforçando 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.

## Movimentação da Dívida Líquida

| Tabela 16 | Movimentação da Dívida Líquida

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
<b>Dívida Bruta – Posição Inicial (4T)</b>	<b>24.521,3</b>	<b>27.044,7</b>	<b>(2.523,4)</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Inicial (4T)	172,8	275,3	(102,5)
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Inicial (4T)	(5.457,0)	(8.113,5)	2.656,5
<b>Dívida Líquida – Posição Inicial (4T) (A)</b>	<b>19.237,1</b>	<b>19.206,6</b>	<b>30,5</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>925,9</b>	<b>1.205,3</b>	<b>(279,4)</b>
Provisão de Ressarcimento	132,5	39,5	93,1
Pagamento de Ressarcimento	(33,1)	(5,4)	(27,7)
Capital de Giro	(173,9)	(215,7)	41,8
Impostos (IR/CSLL) Pago	(40,2)	(74,5)	34,3
Capex Sustaining	(54,8)	(27,8)	(27,0)
Rendimento sobre Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras	179,6	204,8	(25,2)
Juros Pagos de Dívidas e Derivativos	(592,9)	(454,8)	(138,0)
Provisão de Dividendos das Participações	(89,3)	(58,3)	(31,0)
Recebimento de Dividendos das Participações	151,9	0,9	151,0
Pagamento de Dividendos para Acionistas Minoritários	(43,0)	(99,6)	56,6
Outros	(0,9)	(10,7)	9,8
<b>Movimentação das Disponibilidades (B)</b>	<b>361,9</b>	<b>503,7</b>	<b>(141,8)</b>
Juros Capitalizados de Dívidas e Derivativos	154,6	130,6	24,0
Amortização de Custo de Emissão e Mais-valia da Dívida	(5,1)	7,5	(12,6)
Provisão de Arrendamento	6,8	4,9	2,0
<b>Movimentação sem Efeito Caixa (C)</b>	<b>156,4</b>	<b>143,0</b>	<b>13,4</b>
<b>Movimentação da Dívida Líquida sem Expansão (D) = (C) – (B)</b>	<b>(205,5)</b>	<b>(360,7)</b>	<b>155,2</b>
Capex de Expansão (E)	(70,2)	(115,9)	45,7
<b>Movimentação da Dívida Líquida com Expansão (F) = (D) – (E)</b>	<b>(135,4)</b>	<b>(244,8)</b>	<b>109,4</b>
<b>Dívida Líquida – Posição Final (1T) (G) = (A) + (F)</b>	<b>19.101,7</b>	<b>18.961,8</b>	<b>139,9</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Final (1T)	(129,7)	(160,6)	31,0
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Final (1T)	4.719,0	7.191,1	(2.472,1)
<b>Dívida Bruta – Posição Final (1T)</b>	<b>23.691,1</b>	<b>25.992,3</b>	<b>(2.301,2)</b>

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

- Ressarcimento:** (i) provisionamento de R\$ 192,1 milhões no 1T26 vs. R\$ 39,5 milhões no 1T25, devido à menor geração dos ativos eólicos e solares, e (ii) pagamento de R\$ 33,1 milhões no 1T26 vs. R\$ 5,4 milhões no 1T25, devido a parcela já contabilizada pela CCEE, antes da paralisação dos pagamentos, em função das discussões regulatórias sobre o *curtailment*.
- Capex Sustaining:** despesa de Capex de R\$ 54,8 milhões no 1T26 relacionada à manutenção dos ativos hidrelétricos, eólicos e solares da Companhia.
- Rendimento sobre Caixa, Fundo de Liquidez e Aplicações Financeiras:** redução de R\$ 25,2 milhões nos rendimentos financeiros, em função da redução da Liquidez (R\$ 4,7 bilhões em março de 2026 vs. R\$ 7,2 bilhões em março de 2025).

- d) Dividendos:** (i) provisão referente aos Dividendos Declarados das participações minoritárias em UHEs no trimestre (R\$ 89,3 milhões no 1T26 vs. R\$ 58,3 milhões no 1T25) e aumento de R\$ 150,9 milhões no montante de dividendos recebidos das participações minoritárias em UHEs em relação ao mesmo período do ano anterior, devido à alteração nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos realizada em 2025, e (ii) pagamento de dividendos referentes à participação do Itaú na Guaimbê Holding (R\$ 43,0 milhões no 1T26 vs. R\$ 99,6 milhões no 1T25).
- e) Capital de Giro:** o capital de giro no 1T26 (R\$ 173,9 milhões) foi influenciado, principalmente, por diferenças temporais entre o reconhecimento contábil de receitas e despesas e seus respectivos efeitos caixa. As maiores variações estão relacionadas às contas a receber e a pagar de energia (-R\$ 103,1 milhões) e à movimentação em obrigações estimadas de folha de pagamento (-R\$ 46,2 milhões). A redução na conta folha de pagamento está associada aos pagamentos de bônus e PLR já provisionados e que foram realizados ao longo do 1T26.
- f) Juros pagos:** R\$ 592,9 milhões no 1T26, sendo a variação de R\$ 138,0 milhões comparado ao 1T25 explicada, principalmente pela emissão de dívidas ao longo do 4T24, com início de pagamento de juros após o 1T25, dentre as 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*.
- g) Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 1T26, de R\$ 70,2 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Até 31 de março de 2026, já foram investidos R\$ 549,9 milhões em Cajuína 3, cerca de 74% do Capex projetado, com a implantação atingindo um avanço físico de 72%.

## Demonstração de Resultados por Segmento

A Tabela 17 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 17 | Demonstração de Resultados por Segmento e Consolidada – 1T26**

R\$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.928,8</b>	<b>2.279,3</b>	-	<b>(708,5)</b>	<b>3.499,6</b>
Deduções sobre a Receita Bruta	194,4	254,2	-	(23,6)	425,0
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.734,4</b>	<b>2.025,0</b>	-	<b>(684,9)</b>	<b>3.074,5</b>
Custo com Compra de Energia	(444,2)	(2.015,3)	-	684,9	(1.774,6)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,5)	(0,1)	(1,1)	-	(179,7)
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.111,8</b>	<b>9,6</b>	<b>(1,1)</b>	-	<b>1.120,3</b>
<i>Margem Líquida</i>	64,1%	0,5%	-	-	36,4%
<b>Custos e Despesas (PMSO)</b>	<b>(243,6)</b>	<b>(36,3)</b>	<b>(33,6)</b>	-	<b>(313,5)</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(3,0)	421,3	(0,6)	(924,4)	(506,6)
<b>EBITDA</b>	<b>865,1</b>	<b>394,6</b>	<b>(35,3)</b>	<b>(924,4)</b>	<b>300,1</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	(418,4)	-	924,4	506,0
Dividendos das Participações Minoritárias	89,3	-	-	-	89,3
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	30,2	-	0,3	-	30,5
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>984,6</b>	<b>(23,8)</b>	<b>(35,0)</b>	-	<b>925,9</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	56,8%	-1,2%	-	-	30,1%
Depreciação e Amortização	(431,2)	(4,3)	(31,2)	-	(466,8)
Equivalência Patrimonial	73,2	(1,7)	-	-	71,5
Resultado Financeiro Líquido	(426,3)	12,9	(176,4)	-	(589,8)
<b>LAIR</b>	<b>80,8</b>	<b>401,5</b>	<b>(243,0)</b>	<b>(924,4)</b>	<b>(685,1)</b>
Impostos (IR/CSLL)	(109,9)	(137,3)	16,3	314,3	83,5
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(29,1)</b>	<b>264,2</b>	<b>(226,7)</b>	<b>(610,1)</b>	<b>(601,6)</b>

## Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

**Importante:** Tendo em vista a evolução da metodologia de rateio das despesas da Companhia entre segmentos e fontes, passamos a reportar o EBITDA de Geração aberto entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar e, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T26 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2025 por segmento são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando a metodologia de rateio aplicada a Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.

| Tabela 18 | Resultados do Período

R\$ milhões	1T26	1T25 proforma	Var.
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.928,8</b>	<b>1.832,4</b>	<b>5,3%</b>
Deduções sobre a Receita Bruta	(194,4)	(211,4)	-8,0%
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.734,4</b>	<b>1.621,0</b>	<b>7,0%</b>
Custo com Compra de Energia	(444,2)	(188,7)	135,4%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,5)	(180,2)	-0,9%
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.111,8</b>	<b>1.252,1</b>	<b>-11,2%</b>
Margem Líquida	64,1%	77,2%	-13,1 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(243,6)</b>	<b>(246,7)</b>	<b>-1,2%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(3,0)	11,9	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>865,1</b>	<b>1.017,4</b>	<b>-15,0%</b>
Dividendos das Participações Minoritárias	89,3	58,3	53,1%
Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	-	1,4	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	30,2	(23,3)	n.a.
Baixa de imobilizado	-	10,2	n.a.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>984,6</b>	<b>1.064,0</b>	<b>-7,5%</b>
Hidrelétrica	615,3	584,2	5,3%
Eólica	315,0	394,4	-20,1%
Solar	54,4	85,3	-36,2%
Margem EBITDA Ajustada	56,8%	65,6%	-8,9 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 984,6 milhões no 1T26, R\$ 79,3 milhões (7,5%) inferior se comparado ao 1T25. A variação no período reflete principalmente:

- a) **Margem Líquida:** R\$ 1.111,8 milhões no 1T26, uma redução de 11,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.252,1 milhões), equivalente a R\$ 140,4 milhões, devido à menor energia gerada pelas usinas hidrelétricas do MRE (51,8 GW médios no 1T26 vs. 55,8 GW médios no 1T25), representando uma redução de 7,2% (-R\$ 88,0 milhões) e ao menor recurso eólico e solar (-R\$ 114,0 milhões), compensados parcialmente pelo maior ganho com modulação.

Na comparação com Margem Líquida do 4T25 (R\$ 1.050,4 milhões), tivemos um aumento de 5,8% no 1T26, explicado principalmente pelo maior ganho com modulação, pelo menor impacto bruto do curtailment (-R\$ 121,3 milhões) e pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com maior volume de energia gerada pelas usinas do MRE (51,8 GW médios no 1T26 vs. 40,4 GW médios no 4T25), suavizados em grande medida pela menor geração eólica da Auren (835,2 GW médios no 1T26 vs. 1.178,2 GW médios no 4T25) em função da sazonalidade dos ativos.

Adicionalmente, tivemos a redução de R\$ 14,0 milhões em Encargos Setoriais explicada principalmente pela redução do P&D (R\$ 5,0 milhões) e CFURH (R\$ 6,7 milhões).

- b) **PMSO:** R\$ 243,6 milhões no 1T26, redução de 1,2% em relação ao 1T25, principalmente em decorrência da captura das sinergias associadas à aquisição da AES Brasil realizada ao longo do ano de 2025. Em relação ao 4T25 (R\$ 249,3 milhões), tivemos uma redução de 2,4% em função da sazonalidade das despesas operacionais.
- c) **ORO:** despesa de R\$ 3,0 milhões no 1T26 comparada a receita de R\$ 11,9 milhões no 1T25.
- d) **Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 89,3 milhões no 1T26, R\$ 31,0 milhões superior ao mesmo período de 2025, devido ao melhor resultado do exercício apurado de 2026 em Pollarix e CBA Energia.

## Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 19 | Resultados do Período

R\$ milhões	1T26	1T25 proforma	Var.
<b>Receita Bruta</b>	<b>2.279,3</b>	<b>2.070,8</b>	<b>10,1%</b>
Deduções sobre a Receita Bruta	254,2	283,0	-10,2%
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.025,0</b>	<b>1.787,8</b>	<b>13,3%</b>
Custo com Compra de Energia	(2.015,3)	(1.598,7)	26,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(0,1)	(0,4)	-75,3%
<b>Margem Líquida</b>	<b>9,6</b>	<b>188,7</b>	<b>-94,9%</b>
<i>Margem Líquida</i>	0,5%	10,6%	-10,1 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(36,3)</b>	<b>(32,6)</b>	<b>11,2%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	421,3	(33,2)	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>394,6</b>	<b>122,9</b>	<b>221,0%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(418,4)	38,7	n.a.
Outros Ajustes	(0,0)	0,1	n.a.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>(23,8)</b>	<b>161,7</b>	<b>n.a.</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	-1,2%	9,0%	-10,2 p.p.

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 23,8 milhões no 1T26 ante R\$ 161,7 milhões registrados no 1T25. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionada anteriormente, o EBITDA Ajustado do 1T26 seria de -R\$ 3,1 milhões. A variação em relação ao 1T25 é explicada principalmente:

- a) **Margem Líquida:** excluindo-se o impacto negativo de R\$ 20,7 milhões no segmento de Comercialização no 1T26, referente à cessão do contrato de 150 MW médios mencionado anteriormente, teríamos uma variação negativa de R\$ 158,4 milhões entre os períodos. Tal variação é majoritariamente explicada pelo menor ganho com o descolamento de preços entre os submercados (-R\$ 5,0 milhões no 1T26 vs. R\$ 60,0 milhões no 1T25) e por um perfil de sazonalidade de resultados diferente do observado em 2025, quando houve grande contração no primeiro trimestre (-R\$ 85,0 milhões).
- b) **PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 36,3 milhões no 1T26, ante R\$ 32,6 milhões no 1T25. As variações refletem majoritariamente a adição da Way2, com impacto de R\$ 7,0 milhões, e a evolução da metodologia de rateio entre os segmentos.
- c) **ORO:** receita de R\$ 421,3 milhões, resultado majoritariamente da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura, que totalizou R\$ 418,4 milhões no trimestre.

## Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias

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 20, 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.

**| Tabela 20 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias**

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	1T26	1T25	Var.
Volume Energia Vendida (MW médios)	290	302	-4,0%
Margem Líquida (R\$/MWh)	242	183	32,5%
<b>Margem Líquida</b>	<b>151,6</b>	<b>119,1</b>	<b>27,2%</b>
PMSO	(6,2)	(5,5)	12,6%
<b>EBITDA Ajustado<sup>1</sup></b>	<b>145,4</b>	<b>113,6</b>	<b>27,9%</b>
Depreciação & Amortização	(10,4)	(9,4)	10,7%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	5,8	32,3	-82,0%
<b>EBIT</b>	<b>140,8</b>	<b>136,5</b>	<b>3,1%</b>
Resultado Financeiro	4,3	0,1	n.a.
<b>LAIR</b>	<b>145,1</b>	<b>136,6</b>	<b>6,3%</b>
IR/CSLL	(34,9)	(27,3)	27,7%
<b>Lucro Líquido<sup>2</sup></b>	<b>110,3</b>	<b>109,3</b>	<b>0,9%</b>
<b>Dividendos Declarados</b>	<b>89,3</b>	<b>58,3</b>	<b>53,2%</b>

Principais destaques do 1T26:

- Margem Líquida:** a melhora da margem em R\$ 32,5 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 1T26 contra o 1T25 (R\$ 340/MWh vs. R\$ 161/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 30 MW médios em CBA Energia e Pollarix.
- PMSO:** no primeiro trimestre de 2026, o montante alcançou R\$ 6,2 milhões frente a R\$ 5,5 milhões no mesmo período anterior. O aumento de R\$ 0,7 milhões é justificado principalmente por despesas relacionadas aos honorários com litígios.
- EBITDA Ajustado:** R\$ 145,4 milhões no 1T26, crescimento de 27,9% quando comparado aos R\$ 113,6 milhões registrados no 1T25, justificado pelo crescimento da margem líquida em R\$ 32,5 milhões.
- Outros Resultados:** redução de R\$ 26,5 milhões vs. 1T25, influenciada pelo impacto no MtM, que refletiu a variação observada na curva de preços de energia futuros.
- Resultado Financeiro:** receita R\$ 4,3 milhões no 1T26 frente a receita de R\$ 0,1 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\$ 2,7 milhões); e (ii) ao aumento dos rendimentos de aplicações financeiras na Pollarix Holding e na CBA Energia, devido à maior disponibilidade de caixa para pagamento de dividendos em janeiro de 2026, bem como à dinâmica do CDI no período.
- Dividendos Declarados:** R\$ 89,3 milhões no primeiro trimestre de 2026, frente a R\$ 58,3 milhões no 1T25, reflexo do melhor resultado do exercício apurado de 2026 em Pollarix e CBA Energia.

<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.

## Outras Informações Relevantes

### Reorganização Societária

Conforme [Fato Relevante](#) divulgado em 14 de abril de 2026, a Companhia, a Auren Participações, a Auren Operações e a CESP – Companhia Energética de São Paulo informaram a seus acionistas e ao mercado em geral que a proposta de reorganização societária do grupo empresarial da Auren Energia está em andamento, tendo sido aprovada nas Assembleias Gerais das respectivas companhias.

A reorganização societária visa, dentre outros objetivos: (a) concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP); (b) racionalizar e simplificar a estrutura societária do grupo empresarial da Auren Energia, com a redução do número de companhias abertas; e (c) aumentar a eficiência na gestão de caixa e endividamento.

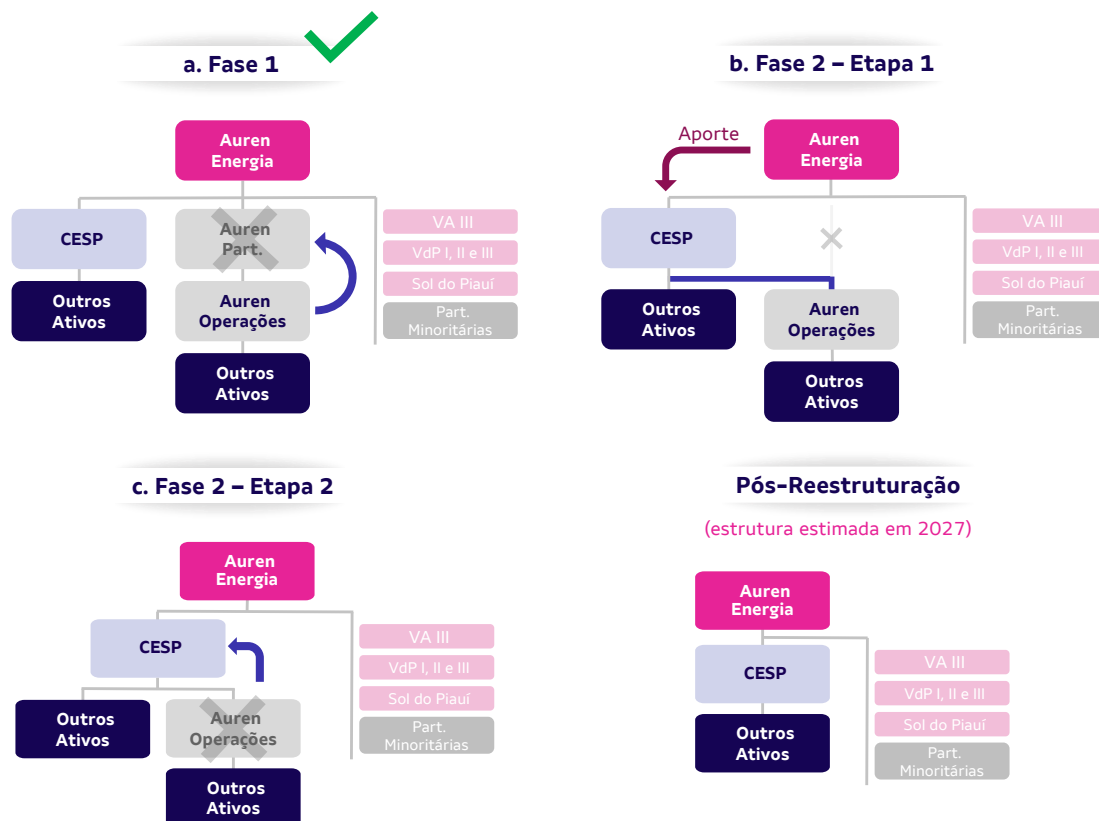
A Reorganização Societária é proposta considerando duas fases sequenciais, ambas subordinadas à verificação de determinadas condições precedentes usuais nestes tipos de operações, incluindo, mas não se limitando a aprovações societárias e regulatórias aplicáveis, bem como anuências e autorizações de terceiros:

- (a) **Fase 1:** a incorporação reversa da Auren Participações pela Auren Operações, passando a Auren Energia a deter participação societária direta na Auren Operações, correspondente a 100% do capital social da Auren Operações;
- (b) **Fase 2 – Etapa 1:** a transferência, pela Auren Energia, de determinados ativos e passivos para a CESP, mediante operação de aporte de capital, incluindo 100% das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Auren Operações, bem como o *drop-down* da 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões), alinhando a alocação do endividamento à geração operacional de caixa dos ativos. Desse modo, a CESP passará a deter participação societária direta correspondente a 100% do capital social da Auren Operações.
- (c) **Fase 2 – Etapa 2:** a incorporação da Auren Operações pela CESP.

A Incorporação Reversa (ou Fase 1), já aprovada, está subordinada à verificação de determinadas condições suspensivas usuais para esse tipo de operação, incluindo, mas não se limitando, a autorização da ANEEL e a anuência de credores, os quais encontram-se atualmente em andamento. Com a implementação da Fase 1, na Data de Fechamento, a Auren Participações será extinta e sucedida, a título universal e sem solução de continuidade, pela Auren Operações, que assumirá todos os seus direitos e obrigações, passando a ser controlada direta da Auren Energia.

A Fase 2 – Etapa 1 e a Fase 2 – Etapa 2 permanecem em estudo pela Auren Energia, condicionadas às aprovações necessárias à sua implementação, dentre elas as aprovações pelos conselhos de administração das companhias envolvidas e a obtenção de anuências da ANEEL e CVM.

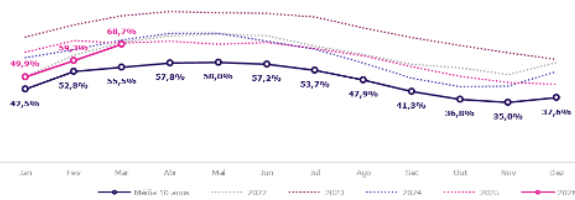
| **Figura 1 | Etapas da Reorganização Societária**



## Visão Geral do Trimestre

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 926 milhões** no 1T26, com destaque para os ganhos de R\$ 97 milhões com modulação, **compensando integralmente o efeito do curtailment no período**

### Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

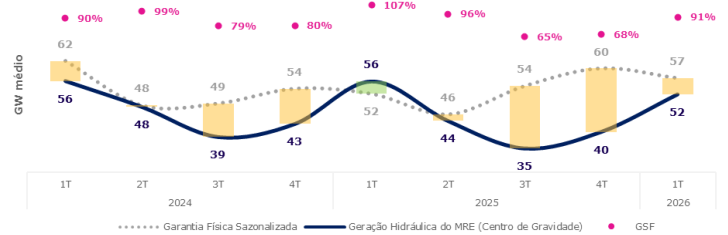


1T26 com elevação gradual das vazões do SIN, favorecendo a **recuperação dos reservatórios ao longo do trimestre**. A partir de fevereiro, observou-se uma melhora significativa no nível dos reservatórios, tendo alcançado no final de março um nível próximo ao do ano anterior.

### Curtailment Eólico e Solar e Modulação

1T26	Eólica	Solar
<b>Curtailment SIN (%)</b>	11,5%	14,5%
<b>Curtailment Auren (%)</b>	13,4%	16,3%
<b>Geração Efetiva Auren (% do P50)</b>	78,3%	82,8%
<b>Curtailment Auren por Fonte (R\$ milhões)</b>	69,9	15,6
<b>Curtailment Auren Consolidado (R\$ milhões)</b>	86,2	
<b>(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)</b>	97,2	
<b>(=) Curtailment Líquido de Modulação (R\$ milhões)</b>	-11,0	

### Energia Alocada no MRE (GW médios)



A maior alocação de garantia física pelos agentes do MRE no trimestre contribuiu para a variação negativa de 16 p.p. do GSF ano contra ano (91% no 1T26 vs. 107% no 1T25), explicada pela combinação de **-8 p.p. pela maior alocação de garantia física e -8 p.p. pelo menor despacho hidrelétrico**.

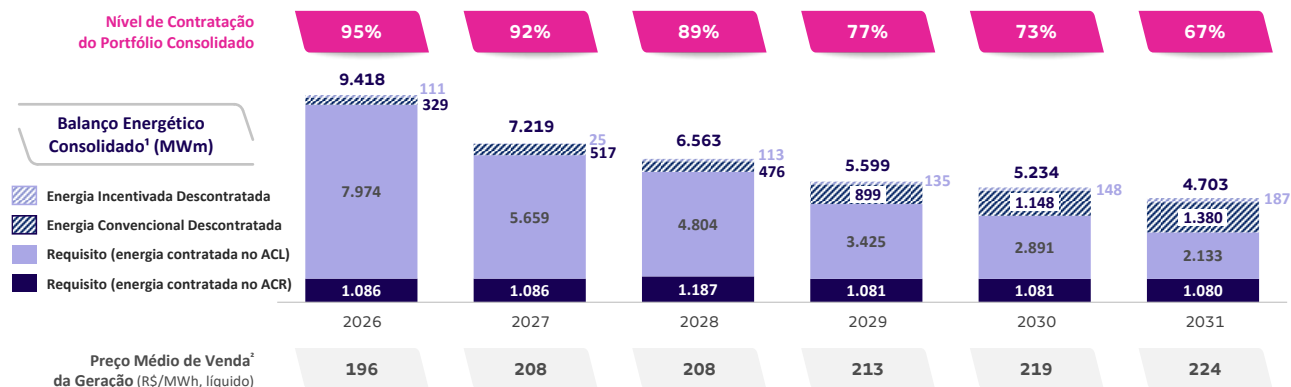
### Destques Financeiros

**EBITDA Ajustado: R\$ 925,9 milhões no 1T26**, (-23,2% vs. 1T25), com redução principalmente explicada por fatores conjunturais e não estruturais:

- Menor recurso eólico e solar no trimestre, além de **GSF mais negativo** (91% vs. 107% no 1T25). Menor geração hidrelétrica pelas usinas do MRE.
- Menor ganho com o descolamento entre os submercados SE/CO e NE/N além da sazonalidade do resultado da Comercializadora para o ano de 2026, distinta do perfil observado em 2025, quando houve grande concentração no primeiro trimestre.
- Ganhos de modulação de **R\$ 97,2 milhões**, que mitigaram completamente o efeito do *curtailment* de R\$ 86,2 milhões.

**Redução da dívida líquida**, porém com aumento de **alavancagem no trimestre** (5,2x EBITDA), explicada pela queda do EBITDA dos últimos 12 meses.

### Balanco Energético Consolidado





**1Q**  
**26**

**Earnings  
Release**

MAY  
2026

## CONTENTS

<b>The Quarter at a Glance.....</b>	<b>4</b>
<b>Message from Management.....</b>	<b>6</b>
<b>Electricity Market .....</b>	<b>7</b>
<b>Operational Performance.....</b>	<b>10</b>
Hydro .....	10
Wind.....	11
Solar .....	12
Curtailment and Modulation Gains Impact .....	14
<b>Energy Balance.....</b>	<b>15</b>
Consolidated Energy Balance .....	15
Energy Balance – Generation Segment.....	15
Supply-Load Balance – Trading Segment .....	17
Energy Balance of Noncontrolling Interests.....	18
<b>Financial Performance.....</b>	<b>19</b>
Consolidated Financial Performance .....	19
Financial Performance – Generation Segment .....	26
Financial Performance of the Trading Segment .....	27
Financial Performance of Noncontrolling Interests.....	28
<b>Other Material Information .....</b>	<b>29</b>
Corporate Reorganization .....	29
<b>Quarterly Overview .....</b>	<b>30</b>

## Earnings Call

**May 07, 2026**

(In Portuguese with simultaneous English translation)

**10 a.m.** (Brasília) | **09 a.m.** (New York) | **2 p.m.** (London)

[Click here](#) to view the webcast.

Earnings Presentation available at: [ri.aurenenergia.com.br](http://ri.aurenenergia.com.br)

## Contact Information

### Investor Relations

- **Mateus Ferreira** (Chief Financial and Investor Relations Officer)
- **Marcelo Sá** (Investor Relations Director)
- **Juliana Ramirez** (Investor Relations Manager)
- **Emille Reckia** (Investor Relations Consultant)
- **Bruna Freixo** (Investor Relations Analyst)
- **Bruno Tavares** (Investor Relations Analyst)

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

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

As of March 31, 2026:

**AURE3:**

R\$ 11.94

**Market Cap:**

R\$ 12.5 billion

## The Quarter at a Glance

Auren reported **Adjusted EBITDA of R\$ 926 million** in 1Q26, with **modulation gains fully offsetting the impact of curtailment in the period**

**Portfolio resilience:** in 1Q26, the Company achieved **modulation gains of R\$ 97.2 million, fully mitigating the curtailment impact** (R\$ 86.2 million). Total modulation gains were **5 times higher** than those recorded in 1Q25 (R\$ 19.4 million). This result reflects the Company's hourly generation profile, higher price volatility and higher average settlement prices during the quarter.

**Progress on corporate restructuring:** Auren approved the **first phase of the Corporate Restructuring**, which consists of merging Auren Participações into Auren Operações (Phase 1). The **restructuring's ultimate goal** is to **consolidate hydroelectric assets** into a single vehicle (CESP – Companhia Energética de São Paulo), **streamline the corporate structure**, reduce the number of **publicly traded subsidiaries** and increase **cash and debt management efficiency**. Phase 1 was approved at shareholder meetings and remains subject to the performance of precedent conditions, including regulatory and creditor approvals. The Company is currently evaluating the final phase, which consists of merging Auren Operações into CESP (Phase 2).

**Efficiency in operating cost and expense management:** PMSO increased by R\$ 11.6 million compared to 1Q25, nominal **growth of 3.8%, below inflation for the period**. The result reflects the Company's commitment to **process improvement and continuous efficiency gains**, having already delivered R\$ 278.7 million in synergies over the course of 2025.

**Adjusted EBITDA:** Auren reported **Adjusted EBITDA of R\$ 925.9 million in 1Q26**, a 23.2% decrease compared to the same period in the prior year, reflecting **lower trading results, lower wind and solar resources, and lower hydroelectric generation** from MRE plants. Note that in 1Q25, there were significant trading gains resulting from settlement price displacements between the SE/MW and N/NE submarkets.

**Financial discipline: net debt decreased by R\$ 135.4 million** during the quarter, while leverage rose marginally to 5.2x Net Debt/Adjusted EBITDA, due to the decline in EBITDA over the last 12 months (LTM). The **deleveraging trajectory remains on track**, with stabilization in 2026 and a more significant decline beginning in 2027.

**Cajuína 3 construction:** construction of Cajuína 3, with installed capacity of 112.1 MW, is **progressing steadily**, in line with the schedule and budget, with **physical completion of approximately 72%**. Eight of the cluster's nineteen wind turbines have been fully assembled. Equipment commissioning is expected throughout the year, while **full commercial operation is estimated for December 2026**.

## | Table 1 | Period Overview – Operational and Financial Information

Auren has total operational installed capacity of 8,722.8 MW, with 100% ownership of proprietary assets amassing 8,098 MW, of which: 4,198 MW is from hydro, 3,023 MW from wind and 876 MWac from solar. In addition to its wholly owned assets, the Company holds noncontrolling interests in hydro assets (548 MW) and a 50% interest in the wind asset Tucano Holding III (77 MW).

Operational Highlights Generation (MWavg)	1Q26	1Q25	Change
Hydro	2,062.2	2,576.8	-20.0%
Wind <sup>1</sup>	835.2	994.9	-16.0%
Solar <sup>1</sup>	186.9	205.2	-8.9%
<b>Total Proprietary Assets</b>	<b>3,084.4</b>	<b>3,776.9</b>	<b>-18.3%</b>
Interests in Hydroelectric Assets <sup>2</sup>	305.0	307.7	-0.9%
<b>Total Proprietary Assets and Holdings</b>	<b>3,389.4</b>	<b>4,084.6</b>	<b>-17.0%</b>

Operational Highlights Average Availability	1Q26	1Q25	Change
Wind	94.2%	92.5%	<b>1.7 p.p.</b>
Solar	98.8%	97.6%	<b>1.2 p.p.</b>

Financial Headlines (R\$ million)	1Q26	1Q25 proforma	Change
<b>Net Revenue</b>	<b>3,074.5</b>	<b>2,952.3</b>	<b>4.1%</b>
Generation	1,734.4	1,621.0	7.0%
Hydro	1,026.5	989.3	3.8%
Wind	620.9	598.3	3.8%
Solar	133.4	130.6	2.1%
Intersource Eliminations	(46.3)	(97.2)	-52.3%
Trading	2,025.0	1,787.8	13.3%
Intersegment Eliminations	(684.9)	(456.5)	50.0%
<b>Adjusted EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>925.9</b>	<b>1,205.3</b>	<b>-23.2%</b>
Generation	984.6	1,064.0	-7.5%
Hydro	615.3	584.2	5.3%
Wind	315.0	394.4	-20.1%
Solar	54.4	85.3	-36.2%
Trading	(23.8)	161.7	n.a.
Holding Company and Pipeline	(35.0)	(20.4)	71.6%
Adjusted EBITDA Margin	30.1%	40.8%	-10.7 p.p.
<b>Net Profit</b>	<b>(601.6)</b>	<b>54.0</b>	<b>n.a.</b>
Net Debt	19,101.7	18,961.8	0.7%
<b>Leverage</b>	<b>5.2x</b>	<b>4.8x</b>	<b>0.4x</b>

**Note:** Given the development of the intersegment expenses sharing methodology, in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 1Q26 data, the figures related to the 2025 Financial Statements by segment are presented on an unaudited pro-forma basis, and include the apportionment methodology applied to the Company since 01/01/2025, solely to facilitate a comparative analysis.

<sup>1</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability (REL), after reaching the allowance. Wind generation counts 100% of Tucano Holding III Installed Capacity (155 MW), a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

<sup>2</sup> Generation from NCI assets was weighted by Auren's indirect economic interest.

<sup>3</sup> Adjustments detailed in the "Financial Performance" section.

## Message from Management

The first quarter of 2026 remained challenging in operational and regulatory terms, but with fundamentals that are beginning to suggest a more balanced road ahead. Throughout 2026, our efforts will be focused on improving internal processes, completing the corporate restructuring, implementing zero-based budgeting (ZBB) and pursuing continuous efficiency. We will also be highly engaged in delivering the Company's artificial intelligence strategy. Disciplined capital allocation and deepening this efficiency agenda are central pillars for increasing the Company's competitiveness and sustaining long-term value creation.

The 2025-2026 wet season began with below-average water flows and high energy prices. This was the case until mid-February 2026, when a positive reversal in hydrological conditions was observed along with a gradual recovery in water flows, resulting in more significant replenishment of the system's reservoirs in March. After starting the year with a storage level at 45%, the recovery in water flows throughout the quarter allowed March to close at 69%, a level 13 p.p. above the ten-year average. Nevertheless, the average GSF for the quarter was 91%, below the 107% recorded in the same period of the prior year, reflecting lower energy generation by MRE hydroelectric plants.

In response to this, the average settlement price in the SE/MW submarket was R\$ 308/MWh in 1Q26 (vs. R\$ 162.3/MWh in 1Q25), accompanied by higher hourly volatility of around 45%, demonstrating more dynamic and complex conditions. Following current market dynamics, the trend is toward increasing volatility in spot prices (settlement prices), with impacts also on the price curve for coming years, supporting the projected rising long-term prices that we see becoming increasingly consensual.

The quarter showed average generation curtailment levels for the National Interconnected System – SIN in line with those observed in 1Q25, at 14.9% for wind and 16.2% for solar. The gross financial impact on the Company's portfolio was R\$ 86.2 million during the period. However, this effect was fully offset by modulation gains totaling R\$ 97.2 million, five times higher than those recorded in 1Q25, reflecting the Company's hourly generation profile, with greater participation of hydroelectric and wind, and higher energy price volatility, as previously mentioned. The current situation provides significant operational challenges and value capture opportunities for well-positioned players. With this in mind, we highlight the importance of the balance among different sources and geographies in our portfolio.

We accordingly recorded Adjusted EBITDA of R\$ 925.9 million in the quarter, a 23.2% decline compared to 1Q25, impacted primarily by lower trading results, lower wind and solar resources, and reduced hydroelectric generation from MRE plants. Despite these factors and because of investments in expanding our installed capacity, the Company's cash generation enabled us to reduce net debt by R\$ 135.4 million in the quarter. Nevertheless, leverage rose marginally to 5.2x Net Debt/Adjusted EBITDA, due to the decline in LTM EBITDA, in line with the Company's expectations and the deleveraging curve presented in July 2025 during Auren Day, with stability throughout 2026 and accelerated deleveraging beginning in 2027.

The quarter saw significant progress on the continuous process improvement front. In April 2026, we approved phase one of the corporate restructuring, involving the downstream merger of Auren Participações into Auren Operações. This initiative represents step one in a broader process aimed at consolidating hydroelectric assets into a single vehicle, streamlining our corporate structure and increasing cash and debt management efficiency. The corporate reorganization is expected to be completed by year-end 2026.

On the growth front, construction of the Cajuína 3 project (112.1 MW) continues to progress steadily, with physical completion at 72%, aligned with the project's schedule and budget. Commissioning is expected throughout the year, with full commercial operation expected in December, reinforcing our renewable portfolio expansion strategy.

Looking ahead, we believe that as the regulatory environment evolves and ongoing initiatives mature, Auren will be positioned to more broadly capture the benefits of these transformations. We expect to conclude regulatory discussions related to curtailment throughout the year, creating a more predictable environment conducive to long-term investments in Brazil's generation sector.

From 2027 onward, we are forecasting consistent EBITDA growth, cash generation and deleveraging, maintaining our strategic alignment and positioning ourselves within a complex environment, transforming challenges into opportunities and creating sustainable long-term value.

**Fabio Zanfelice**  
CEO

**Mateus Ferreira**  
Chief Financial and Investor  
Relations Officer

## Electricity Market

The 2025-2026 wet season (November 2025 to March/26) began with Natural Streamflow (ENA) significantly below the Long-Term Average (LTA), only improving from February 2026 onward. January, for example, which historically has the third-highest LTA in absolute terms, recorded exceptionally low ENA at 63% of LTA, the fourth worst in the 94-year historical series. As a result, reservoir recovery was very modest through the end of January, followed by a significant increase in spot prices and the forward energy price curve.

This below-average hydrological pattern in most of the country is explained by the influence of cooler-than-normal waters in the equatorial Atlantic region, an important area for moisture transportation toward Brazil. This reduced moisture flow meant rainfall was below average in most regions. The Northeast was the exception, having benefited from the positioning of South Atlantic Convergence Zone (ZCAS) events, a common system during the wet season that typically produces heavy rainfall.

Throughout February, there was a significant reversal of expectations following ENA recovery, which reached a monthly average of 82% of LTA for the month and 90% for March. The average ENA for the National Interconnected Grid (SIN) for the quarter was 79% of LTA, a performance 5 p.p. below that observed in the same quarter last year, but representing a significant 11 p.p. recovery compared to the 68% of LTA recorded in 4Q25.

**| Table 2 | Gross Monthly Natural Streamflow (ENA) in the SIN (GWavg)**

Gross ENA/ LTA	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	84%
2026	63%	82%	90%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79%

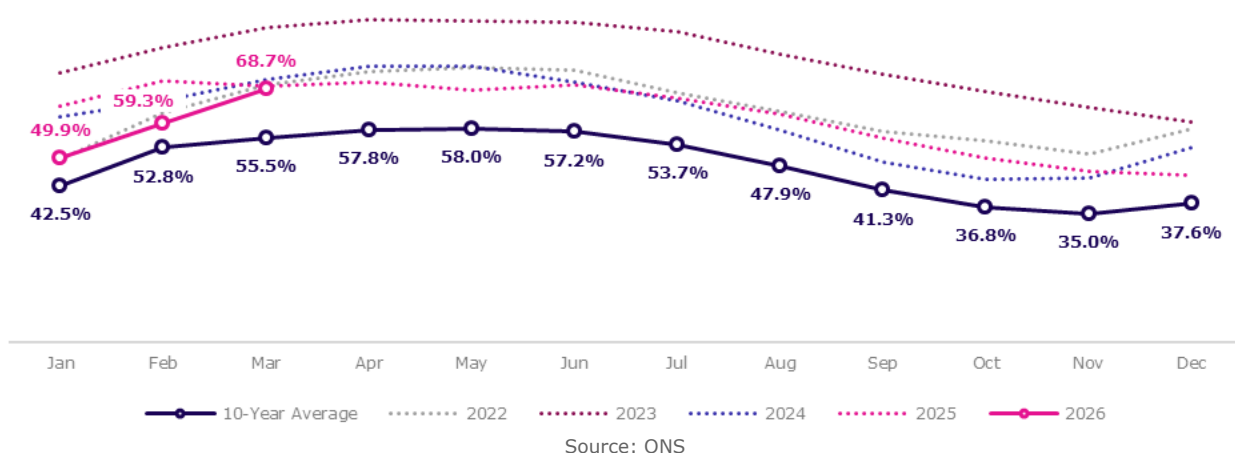
Source: ONS

For the fourth consecutive quarter, temperatures in the Southeast/Midwest were generally below the climatological average – due to the absence of heat waves, common at this time of year. This pattern contrasts with the previous year, when heat waves assailed large swathes of the country in February and March, bringing even higher temperatures.

These temperatures accordingly continued to significantly impact SIN demand. Total load in 1Q26 was 85.9 GWavg, 1.9% below the level projected by ONS (PLAN 2026–30<sup>1</sup>). On a period comparison basis, load declined 0.2% versus 1Q25, while increasing 4.7% compared to 4Q25.

With increased flow throughout the quarter, reservoir levels trended upward, rising from 45% of maximum capacity at the end of 4Q25 to 69% at the close of 1Q26. In addition to improved hydrological conditions, this increase is due to higher merit-order thermal dispatch, which rose from 4.3 GWavg in 1Q25 to 6.4 GWavg in 1Q26. As a result, the SIN storage level recorded a 23 p.p. increase throughout 1Q26, 13 p.p. above the ten-year average and very close to the 70% recorded at the end of 1Q25, despite starting 8 p.p. lower.

**| Chart 1 | SIN Reservoir Levels (% Maximum Energy Stored)**

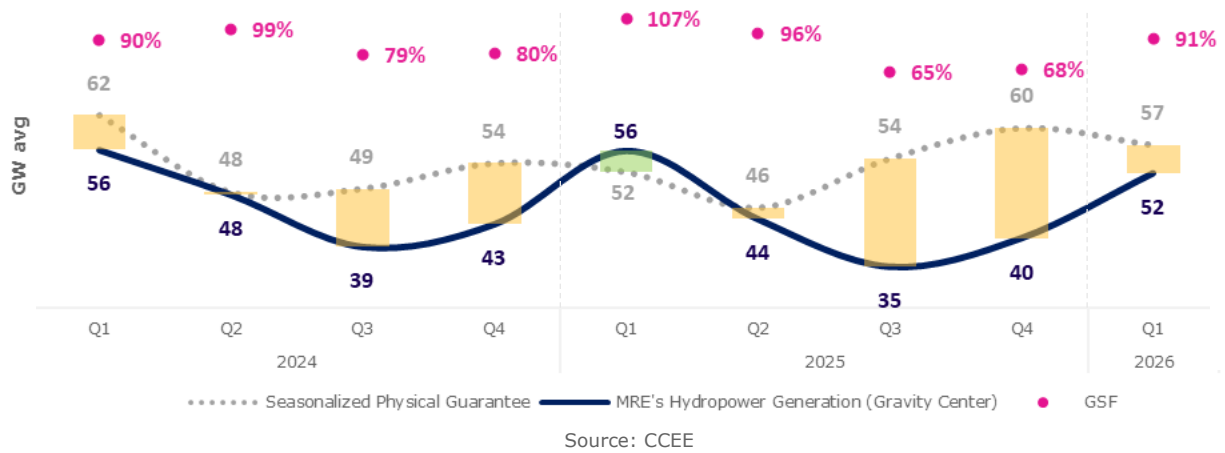


Nevertheless, compared to the prior year, MRE hydroelectric generation was lower: 1Q26 recorded 52 GWavg (vs. 56 GWavg in 1Q25), reflecting unfavorable hydrological conditions, higher thermoelectric dispatch, and energy consumption below expectations due to cooler temperatures for the period. Meanwhile, the GSF observed in 1Q26 shed 16 p.p. compared to

<sup>1</sup> Annual Energy Operation Planning Report (PMO) 2026-2030 publication in December 2025.

the same period in 2025 (91% in 1Q26 vs. 107% in 1Q25), of which -8 p.p. is due to lower hydroelectric generation and -8 p.p. from higher firm energy allocation by MRE participants in the first quarter (57 GWavg in 1Q26 vs. 52 GWavg in 1Q25), as illustrated in Chart 2. For agents that allocated firm energy in line with the MRE in 2025 and 2026, such as Auren, the financial effect is directly related to the volume of energy generated by MRE hydroelectric plants, which fell 8 p.p. compared to 1Q25.

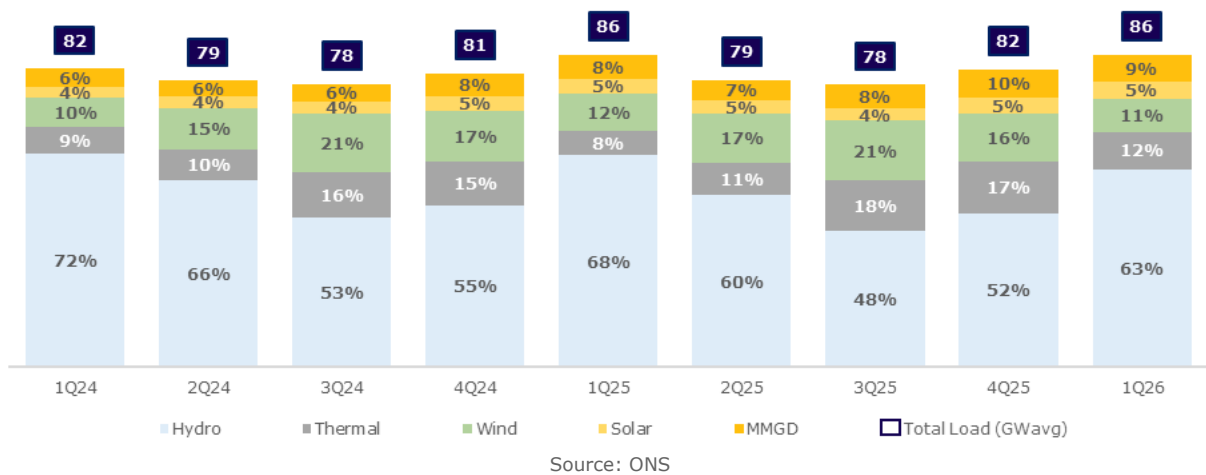
**| Chart 2 | Hydro Displacement (% GSF)**



Solar generation, including both centralized plants and distributed micro and mini generation (MMGD), increased its share in meeting SIN load. It contributed 12.1 GWavg (approximately 14% of load) in 1Q26, compared to 10.9 GWavg in 1Q25 (12% of load). Wind generation reduced its share in load supply by 1.2 GWavg (-1 p.p.) compared to 1Q25, in response to reduced wind resources between quarters (10.6 GWavg in 1Q26 vs. 11.4 GWavg in 1Q25).

Hydroelectric generation reduced in this source's share of load supply, falling from 68% in 1Q25 to 63% in 1Q26 (Chart 3), due to the factors previously mentioned. Lastly, the thermal generation source increased its share in meeting system load from 8% in 1Q25 to 12% in 1Q26.

**| Chart 3 | Supply-Load Balance (SIN) – Contribution by Source to Load Supply (GWavg)**



The PLD in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket averaged R\$ 308/MWh in the quarter, with intraday volatility of 45%, a significant increase compared to an average PLD of R\$ 162/MWh in 1Q25 and intraday volatility of 19%. Given the higher PLD prices, the SE/MW submarket showed lower price differentials relative to the Northeast submarket compared to 1Q25, with an average difference of only R\$ 21/MWh versus R\$ 103/MWh observed in the same period of the prior year. The most significant differential occurred relative to the South submarket, where the average spot price was R\$ 50/MWh above SE/MW for the quarter, while in 1Q25 the differential was R\$ 2/MWh.

**| Table 3 | Average PLD by Submarket (R\$/MWh)**

PLD by Submarket (R\$/MWh)	PLD by Submarket (R\$/MWh)			Intraday Volatility (%)		
	1Q26	1Q25	Change	1Q26	1Q25	Change
SE/MW	308.1	162.3	89.8%	45%	19%	26 p.p.
South	358.0	164.1	118.1%	30%	18%	13 p.p.
Northeast	286.8	58.9	386.7%	49%	7%	42 p.p.
North	287.3	58.9	387.6%	49%	7%	42 p.p.

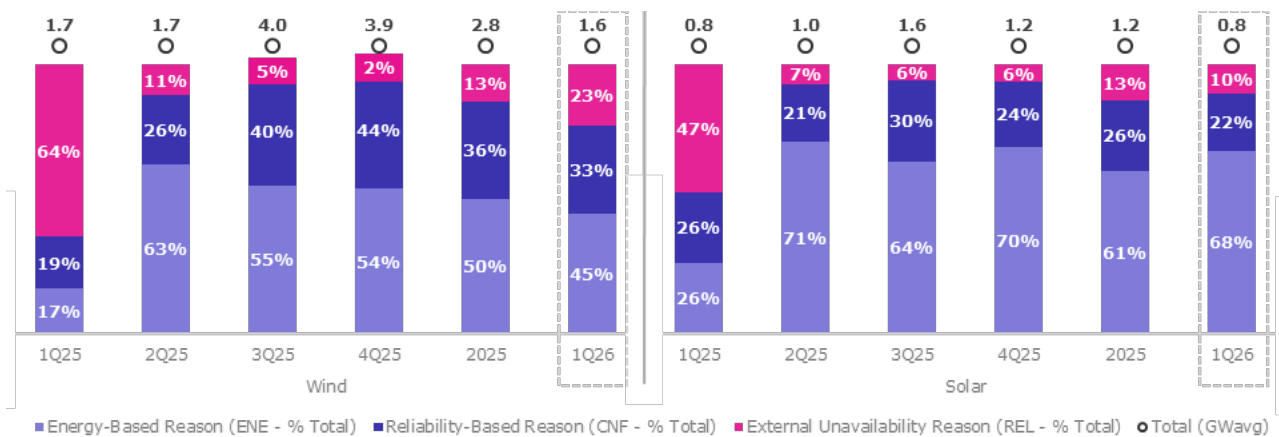
Source: ONS and CCEE

Regarding the variation in energy prices throughout the day, the most significant effects typically occur in the late afternoon and early evening, as was the case in previous quarters. Intraday price volatility in the SE/MW submarket reached 45% in the quarter, well above the 19% recorded in 1Q25 and higher than the 36% observed in 4Q25. The increased volatility in 1Q26 compared to the same period in the prior year is associated with three factors: (i) unfavorable hydrological conditions increasing the marginal operating cost; (ii) concentration of energy production throughout the day due to increased MMDG installed capacity; and (iii) lower PLD in 1Q25, due to more favorable hydrology in that period.

Finally, based on ONS data, 1Q26 showed a small reduction in generation curtailments compared to 1Q25. Total curtailment for wind generation in SIN reached 14.9% (1.6 GWavg) in 1Q26, unchanged on 1Q25 and below the 23.1% reported in the last quarter of 2025. For solar generation, curtailment was 16.2% (0.8 GWavg) in the quarter, below the 17.9% recorded in 1Q25, and substantially lower than the last quarter of 2025 (23.9%).

Curtailments for electrical reasons, eligible for compensation after reaching the allowance threshold, accounted for 23% for wind and 10% for solar, a different composition from that observed in 1Q25, when curtailments were mostly classified as electrical reasons (64% for wind and 47% for solar). This trend primarily reflected the collapse of transmission towers in the first quarter of 2025, which limited energy transmission from Belo Monte through the Xingu/Terminal Rio bipole.

**| Chart 4 | Percentage Share of Curtailments by Reason (GWavg, % of Total)**



The dynamics outlined above highlight both the challenges during the quarter, especially those imposed by GSF and curtailment, and the opportunities for securing modulation gains under the current PLD dynamics.

## Operational Performance

In this section, we present the Company's operational performance, which reflects its ability to adapt to different weather and market conditions and demonstrates the resilience of Auren's portfolio.

**| Table 4 | Installed Capacity and Generation Output<sup>1</sup> by Generation Source**

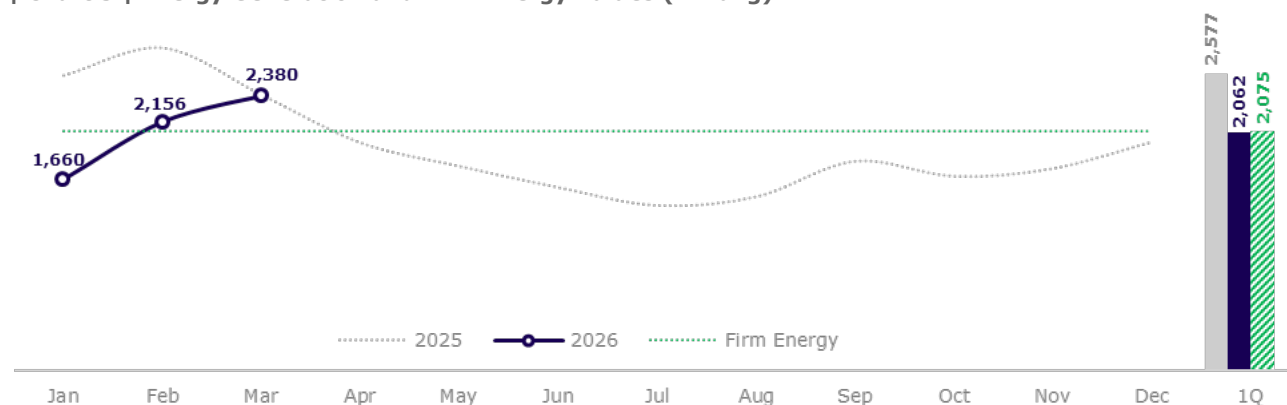
Source	Installed Capacity (MW)	Firm Energy (MWavg)	Generation <sup>1</sup> (MWavg)		
			1Q26	1Q25	Change
Hydro <sup>2</sup>	4,198.4	2,074.6	2,062.2	2,576.8	-20.0%
Wind <sup>3</sup>	3,100.4	1,499.0	835.2	994.9	-16.0%
Solar	876.4	238.2	186.9	205.2	-8.9%
<b>Total Proprietary Assets</b>	<b>8,175.3</b>	<b>3,811.8</b>	<b>3,084.4</b>	<b>3,776.9</b>	<b>-18.3%</b>
Interests in Hydroelectric Assets <sup>4</sup>	547.5	265.3	253.0	223.1	13.4%
<b>Total Proprietary Assets and Holdings</b>	<b>8,722.8</b>	<b>4,077.2</b>	<b>3,337.4</b>	<b>4,000.0</b>	<b>-16.6%</b>

### Hydro

Auren's proprietary hydropower assets generated 2.1 GWavg in the first quarter of 2026, representing a 20.0% decline compared to the same period of the previous year and 0.6% below the assets' firm energy. This performance reflects the lower dispatch performed by ONS.

Chart 5 below shows hydro plant generation since the beginning of the year:

**| Chart 5 | Energy Generation and Firm Energy Values (MWavg)<sup>5</sup>**



In 1Q26, the Verified Availability Index (IDv60)<sup>6</sup> remained above ANEEL's benchmark values at the main hydroelectric plants in the portfolio – Porto Primavera, Água Vermelha, and Nova Avanhandava – which jointly represent 78.2% of the Company's installed hydroelectric capacity. For the plants where the index remains below the benchmark thresholds – equal to 15.0% of Auren's hydro capacity – the lower availability reflects isolated events from previous periods, such as maintenance activities or specific incidents. To address this impact, the Company adjusted its multi-year maintenance programs, aiming to increase asset reliability and preserve availability.

<sup>1</sup> For wind and solar sources, this includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

<sup>2</sup> Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs. Does not include Paraibuna HPP.

<sup>3</sup> For wind energy, this includes 50% of the Installed Capacity from Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbochloro S.A. (50%/50%). The asset has 155 MW of total Installed Capacity, of which 77.5 MW reflects Auren's ownership stake. For the operational data of the joint venture, a 100% ownership interest is assumed.

<sup>4</sup> The data on installed capacity and generation were weighted according to Auren's indirect economic interest in the hydroelectric assets.

<sup>5</sup> Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs.

<sup>6</sup> The IDv60 (Verified Availability Index – 60 months) measures the actual operational availability of a plant compared to its benchmark capacity over the last five years.

## Wind

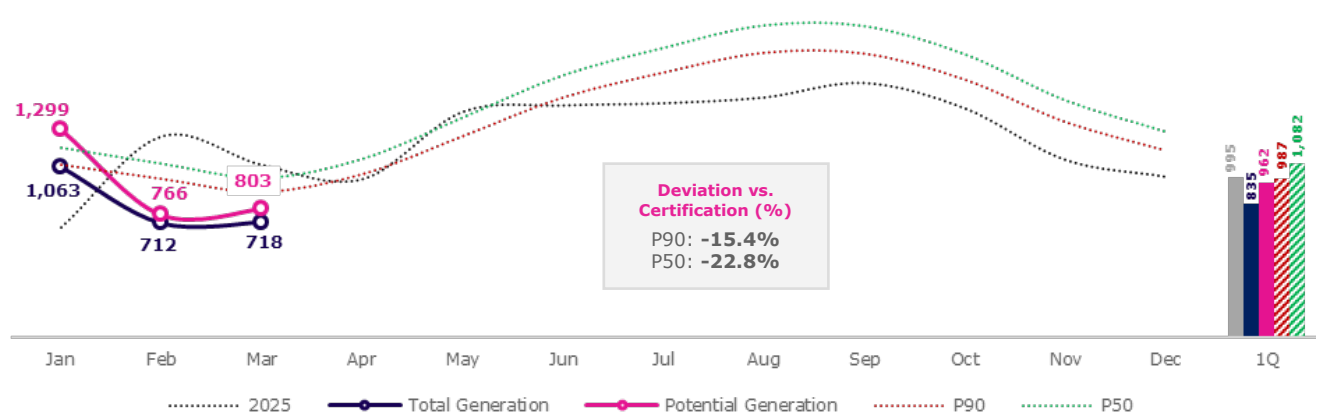
Wind asset energy production, plus the reimbursable portion (after meeting the allowance threshold) of generation curtailment classified as External Unavailability (REL), reached 835.2 MWavg in 1Q26 – 16.0% lower than 1Q25 – representing 77.2% of the 50<sup>th</sup> percentile of generation certification (P50) and 84.6% of the 90<sup>th</sup> percentile (P90), as shown in Chart 7. This performance primarily reflects lower wind resource during the period (equivalent to an 11.7% reduction relative to P50) and the incidence of curtailment (equivalent to 12.9% of P50).

The level of wind curtailment observed in the SIN during the quarter was similar to 1Q25, but with a different composition: while in the same period of the prior year, curtailments were predominantly classified as REL (64%), in 1Q26 there was greater participation of curtailments associated with Reliability (CNF) and Energy (ENE) factors, as evidenced in Chart 4 of the "Energy Market" section.

Potential generation (effective production plus the portion of energy not produced due to curtailment) reached 97.4% of P90 and 88.9% of P50 in the quarter.

Chart 6 presents the monthly performance of (i) total generation, consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to electricity curtailments; (ii) potential generation; and (iii) the 50<sup>th</sup> and 90<sup>th</sup> percentile certification benchmark values.

**| Chart 6 | Wind Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)**



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
<b>Total Generation 2025<sup>1</sup></b>	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>994.9</b>
<b>Total Generation 2026<sup>1</sup></b>	1,063.4	712.3	718.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>835.2</b>
<b>Potential Generation 2025<sup>2</sup></b>	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>1,065.9</b>
<b>Potential Generation 2026<sup>2</sup></b>	1,298.9	765.5	802.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>962.0</b>

1Q26 followed the trend observed throughout 2025, which consolidated the operational performance recovery process of the acquired clusters. Preventive, corrective and predictive maintenance routines remain supported by stronger operational governance and integrated management of strategic spare parts inventories.

Considering the seasonality factor and lower resources observed this quarter, and aiming to optimize our energy production, we reallocated part of the scheduled maintenance to occur throughout the quarter and year to opportune windows in terms of wind resource. This measure led to an average availability of 94.0% in the consolidated wind portfolio in 1Q26, an improvement of 2 p.p. compared to the 92.0% observed in 1Q25, as presented below.

<sup>1</sup> Total generation = energy produced + portion of energy not generated due to electrical constraint curtailment.

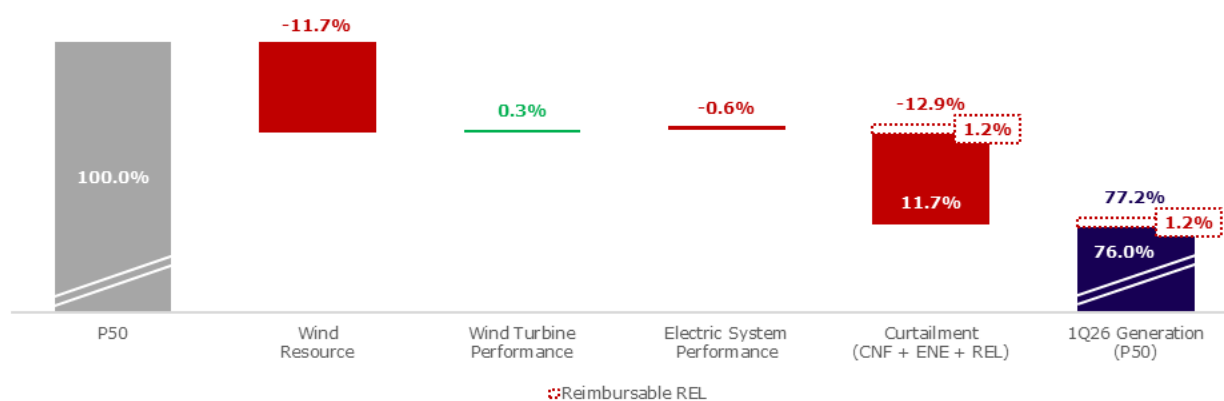
<sup>2</sup> Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

**| Table 5 | Wind Portfolio - Availability of Consolidated Wind Clusters Acquired in 2026**

Average Availability of Consolidated Assets	1Q	2Q	3Q	4Q	Year to Date
2025	92.0%	93.5%	94.8%	94.2%	93.6%
2026	94.0%	-	-	-	94.0%

As shown in Chart 7, the wind portfolio's output for the quarter reached 76.0% of P50 and 83.3% of P90, as a result of lower wind resource availability compared to the certified estimate (11.7% below P50 vs. 3.8% above P50 in 1Q25) and curtailment, which reduced expected generation by 12.9 p.p., of which 11.7 p.p. relates to the non-reimbursable portion (vs. 13.9 p.p. in 1Q25, of which 8.3 p.p. non-reimbursable).

**| Chart 7 | Wind Portfolio – Consolidated Generation Performance in 1Q26 (P50 indexed to 100)<sup>1</sup>**



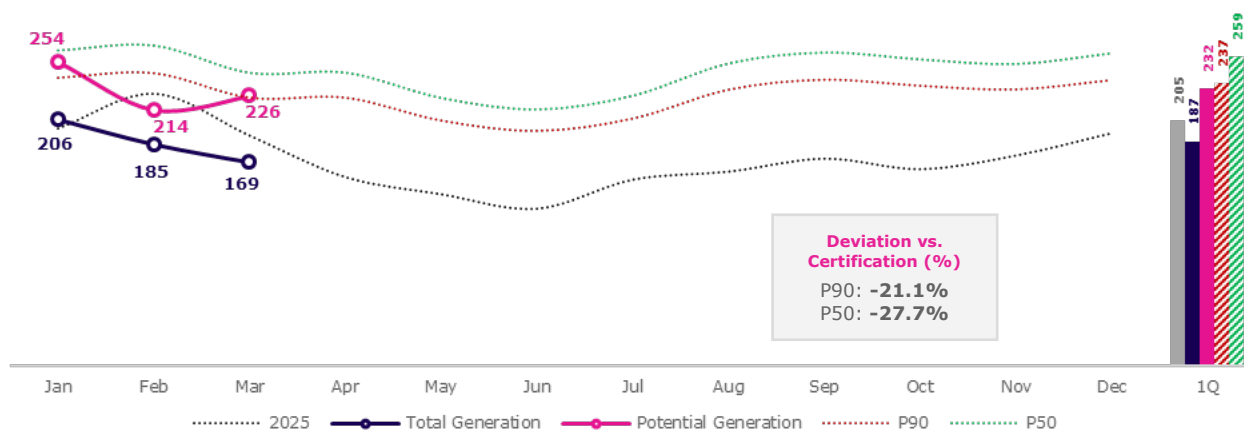
## Solar

Solar asset energy production plus the reimbursable portion (after meeting the allowance threshold) of generation curtailment classified as External Unavailability (REL), reached 186.9 MWavg in 1Q26, 8.9% lower than 1Q25. During the quarter, production represented 72.3% of the 50<sup>th</sup> percentile (P50) defined by the clusters' generation certification and 78.9% of the 90<sup>th</sup> percentile (P90). The result was primarily influenced by generation curtailments classified as CNF and ENE.

Chart 8 presents the monthly comparison of: (i) total generation – consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to REL restrictions (compensable); (ii) potential generation – representing actual generation plus the share of energy not produced due to various ONS-imposed restrictions; and (iii) the 50<sup>th</sup> and 90<sup>th</sup> percentile certification values.

<sup>1</sup> The curtailment figures in this subsection refer to Auren's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets" section, which are based on data published by ONS.

**| Chart 8 | Solar Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)**



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
<b>Total Generation 2025<sup>1</sup></b>	198.3	227.2	192.3	157.8	143.6	131.5	155.7	162.4	173.2	164.5	175.8	194.3	<b>205.2</b>
<b>Total Generation 2026<sup>1</sup></b>	206.2	184.9	169.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>186.9</b>
<b>Potential Generation 2025<sup>2</sup></b>	227.7	256.1	242.3	203.9	212.1	206.4	218.6	255.8	270.1	257.4	240.2	245.9	<b>241.5</b>
<b>Potential Generation 2026<sup>2</sup></b>	254.1	214.0	225.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>231.9</b>

Solar asset availability in 1Q26 reached 98.4%, a 2.5 p.p. improvement on the same period in 2025, as shown in Table 6. The result confirms the maturation of operational management and the effectiveness of initiatives aimed at reducing unavailability, directly driving the continuous improvement of operations and the technical performance of the assets.

**| Table 6 | Solar Portfolio - Consolidated Average Availability**

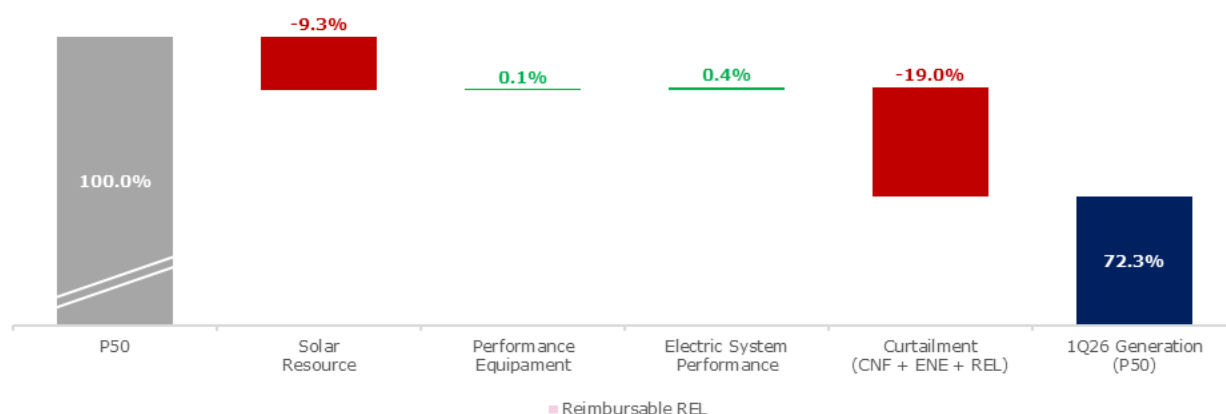
Average Availability of Assets	1Q	2Q	3Q	4Q	Year to Date
<b>2025</b>	95.9%	98.5%	99.0%	98.8%	<b>98.0%</b>
<b>2026</b>	98.4%	-	-	-	<b>98.4%</b>

As presented in Chart 9, despite the solar resource underperforming the certifications forecast (9.3% below P50 certification vs. 1.4% below P50 in 1Q25), in general terms the main negative influence on the quarter's performance resulted from curtailment, especially the non-reimbursable portion, which alone represented a 19.0 p.p. reduction compared to P50 certification (vs. 21.1 p.p., of which 14.0 p.p. was non-reimbursable in 1Q25).

<sup>1</sup> Total generation = energy produced + portion of energy not generated due to electrical constraint curtailment.

<sup>2</sup> Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

## | Chart 9 | Solar Portfolio – Consolidated Generation Performance in 1Q26 (P50 indexed to 100)<sup>1</sup>



### Curtailment and Modulation Gains Impact

**Important:** the curtailment data in this section references figures published by the ONS and differ from those in the "Wind and Solar" sections, which rely on the Company's internal estimates.

Table 7 below presents the curtailment percentages for the wind and solar sources in Auren's portfolio, calculated as a percentage of Potential Generation and of the 50<sup>th</sup> percentile (P50), and SIN curtailment. We are also presenting the financial impact of *curtailment* for the Company and the benefits of modulation gains captured by its diversified asset portfolio and its generation profile against short-term price (PLD) variations, since most energy sales contracts in the Free Contracting Environment (ACL) have a flat profile.

In financial terms, the impact of curtailment on the asset portfolio, excluding the compensable portion of REL curtailments after the allowance had been met, was R\$ 86 million, a 58% decrease compared to 4Q25. R\$ 14 million of this total denotes the non-compensable portion (before the allowance) of REL-classified curtailments, R\$ 30 million denotes reliability-based curtailments and R\$ 43 million supply curtailments.

In 1Q26, modulation gains totaled R\$ 97.2 million, fully offsetting the negative impact of curtailment and yielding a positive balance of R\$ 11.0 million, with a net positive impact on the Company's results, as detailed in the table 7.

### | Table 7 | Curtailment and Modulation Gains

	1Q25		2Q25		3Q25		4Q25		1Q26	
	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar
<b>SIN Curtailment<sup>2</sup> (%)</b>	14.9%	17.9%	11.7%	22.7%	20.6%	33.2%	23.1%	23.9%	<b>14.9%</b>	<b>16.2%</b>
<b>SIN Curtailment<sup>2</sup> ex-REL (%)</b>	5.4%	9.4%	10.4%	21.1%	19.7%	31.3%	22.7%	22.4%	<b>11.5%</b>	<b>14.5%</b>
<b>Auren Curtailment<sup>3</sup> (%)</b>	8.3%	12.9%	9.0%	25.7%	18.3%	27.4%	22.3%	23.2%	<b>13.4%</b>	<b>16.3%</b>
<b>Effective Auren Generation<sup>4</sup> (% of P50)</b>	92.0%	78.7%	93.5%	62.7%	79.2%	65.3%	78.3%	69.1%	<b>78.3%</b>	<b>82.8%</b>
<b>Auren Curtailment by Source<sup>5</sup> (R\$ million)</b>	37.7	13.0	56.7	19.1	173.2	22.4	184.2	23.3	<b>69.9</b>	<b>15.6</b>
<b>Auren Consolidated Curtailment<sup>5</sup> (R\$ million)</b>	50.7		75.8		195.5		207.5		<b>86.2</b>	
<b>(-) Modulation gains (R\$ million)</b>	19.4		40.4		65.6		70.4		<b>97.2</b>	
<b>(=) Curtailment Net of Modulation<sup>5</sup> (R\$ million)</b>	31.3		35.4		130.0		137.0		<b>-11.0</b>	

<sup>1</sup> The curtailment figures in this subsection refer to Auren's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets" section, which are based on data published by ONS.

<sup>2</sup> SIN Curtailment (%) = (Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation corresponds to actual energy generation plus the energy not produced due to all types of ONS-imposed restrictions.

<sup>3</sup> Auren Curtailment (%) = (Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment + Non-reimbursable Power Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation corresponds to actual energy generation plus the energy not produced due to all types of ONS-imposed restrictions.

<sup>4</sup> Effective Auren Generation (% of P50) = (Effective Generation + Reimbursable Power Curtailment) / P50

<sup>5</sup> Auren Curtailment (R\$ million) = Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment + Non-reimbursable Power Curtailment

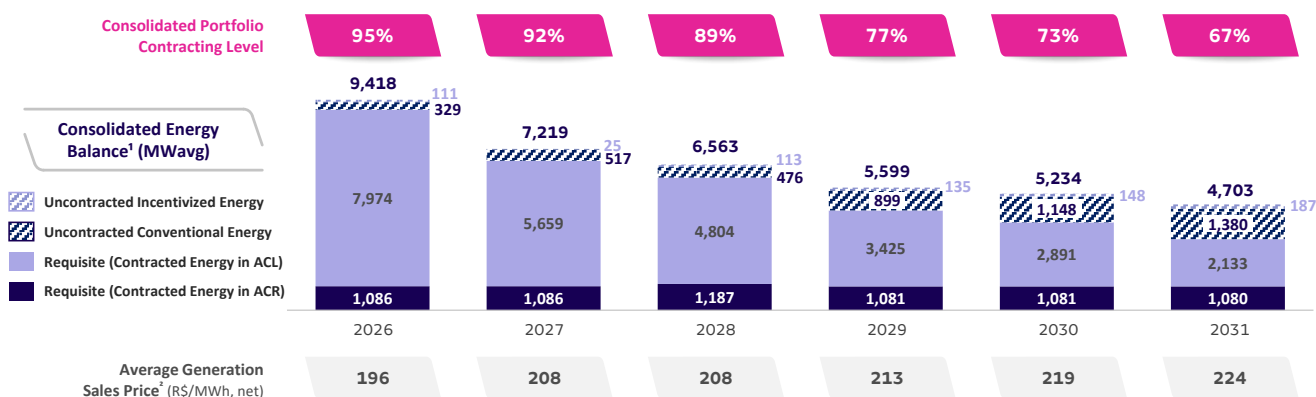
## Energy Balance

The Company's Consolidated Energy Balance presents the contracting profile in the Regulated Contracting Environment (ACR) and Free Contracting Environment (ACL), the contracting level of the Generation and Consolidated portfolio, including the Trading portfolio. We also detail the average selling price of Generation.

### Consolidated Energy Balance

In the first quarter of 2026, the Company reduced its long position in the 2027-2030 period compared to the Consolidated Balance of 4Q25, increasing its average contracting by 55 MWavg.

| Chart 10 | Consolidated Energy Balance<sup>1</sup>



### Energy Balance – Generation Segment

1Q26 saw various significant energy backing reallocation transactions, aimed at adjusting the portfolio to formalize new long-term self-production agreements, reinforcing the long-term contracting strategy of the Company's renewable portfolio. The main movements made are as follows:

- The Company advanced in optimizing the remaining backing of its projects by formalizing a self-production contract for a volume of 55 MWavg for the Cajuína I and II wind assets, with supply starting in 2026, a 15-year term, and indexed to the forward energy price curve.

The contractual structure combines predictability and exposure to market prices. The Generation Balance contract presents a fixed price, while variations in energy prices are captured in the Trading Balance, allowing the Company to maintain exposure to price dynamics in the Consolidated Balance.

- Transfer of a long-term 150 MWavg USD-denominated sales contract from the generation segment to the trading segment, executed through an intercompany agreement in 2Q25. The objective was to allocate the long-term energy sales contract and its FX hedge within the same vehicle. This movement had a positive impact on the Generation segment EBITDA of R\$ 20.7 million in 1Q26. The assignment will have a positive impact of R\$ 102 million in 2026 and 56 million in 2027 for the generator and an equal negative effect for the Trading segment. The net effect is neutral at the consolidated EBITDA level and is already reflected in the Generation and Trading Supply-Load Balance.

<sup>1</sup> Includes the Company's proprietary assets and 50% of the firm energy of Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro. The firm energy is net of network losses for all years and net of GSF only for the completed period (2025). The energy balance does not factor in the potential effect of future GSF and curtailment.

<sup>2</sup> Price net of taxes (PIS/COFINS and ISS), base date: March 31, 2026.

**| Table 8 | Auren Generation Portfolio Supply-Load Balance**

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Own Funds (A)</b>	<b>3,670</b>	<b>3,777</b>	<b>3,777</b>	<b>3,777</b>	<b>3,777</b>	<b>3,777</b>
Firm Energy - Hydroelectric <sup>1</sup>	1,981	2,027	2,027	2,027	2,027	2,027
Firm Energy - Wind <sup>2,3</sup>	1,455	1,516	1,516	1,516	1,516	1,516
Solar Firm Energy	234	234	234	234	234	234
<b>Purchases for Resale (B)</b>	<b>768</b>	<b>515</b>	<b>485</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>314</b>
Conventional	344	199	171	6	6	0
Incentivized	425	317	314	314	314	314
<b>Total Funds (C = A+B)</b>	<b>4,439</b>	<b>4,292</b>	<b>4,262</b>	<b>4,097</b>	<b>4,097</b>	<b>4,091</b>
<b>Sales in ACR (D)</b>	<b>1,086</b>	<b>1,086</b>	<b>1,187</b>	<b>1,081</b>	<b>1,081</b>	<b>1,080</b>
Hydro	235	235	336	230	230	229
Wind	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
<b>Sales in ACL (E)</b>	<b>2,912</b>	<b>2,664</b>	<b>2,487</b>	<b>1,982</b>	<b>1,720</b>	<b>1,444</b>
Hydro <sup>4</sup>	2,123	1,849	1,672	1,167	905	670
Wind	634	671	671	671	671	671
Solar	156	144	144	144	144	102
<b>Total Sales (F = D+E)</b>	<b>3,998</b>	<b>3,750</b>	<b>3,674</b>	<b>3,063</b>	<b>2,801</b>	<b>2,524</b>
<b>Generation Balance (C - F)</b>	<b>440</b>	<b>542</b>	<b>588</b>	<b>1,034</b>	<b>1,296</b>	<b>1,567</b>
Conventional	329	517	476	899	1,148	1,380
Incentivized	111	25	113	135	148	187
Prices (R\$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Average Sale Price<sup>4</sup></b>	<b>196</b>	<b>208</b>	<b>208</b>	<b>213</b>	<b>219</b>	<b>224</b>
<b>ACR</b>	<b>276</b>	<b>281</b>	<b>279</b>	<b>282</b>	<b>282</b>	<b>282</b>
Hydro	312	317	300	320	320	320
Wind	259	264	264	264	264	264
Solar	355	361	361	361	361	361
<b>ACL</b>	<b>166</b>	<b>178</b>	<b>173</b>	<b>176</b>	<b>180</b>	<b>181</b>
Hydro	149	163	155	155	156	158
Wind	210	214	211	208	208	202
Solar <sup>5</sup>	215	206	202	201	198	200
<b>Average Purchase Price<sup>6</sup></b>	<b>198</b>	<b>195</b>	<b>191</b>	<b>184</b>	<b>185</b>	<b>172</b>
Conventional	181	190	187	145	145	0
Incentivized	213	198	192	185	186	172

<sup>1</sup> Figures include: (a) Firm Energy of proprietary assets net of the MRE adjustment factor (GSF) for the realized period through March 31, 2026 only - assume GSF equals 1 for other periods; (b) exclude energy from the Paraibuna HPP; (c) apply a 3% loss rate for assets connected to the main grid; (d) exposure of period realized until March 31, 2026 fully settled at PLD and (e) firm energy subject to GSF totals 1,782 through 2028, with protection for 230 MW from the Porto Primavera HPP - in return, the Company is paying a monthly premium of R\$ 17.32/MWh. Base date: January 01, 2026.

<sup>2</sup> Includes 50% of the firm energy from Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. This also affects the average purchase and resale prices in the respective periods.

<sup>3</sup> Assumes commercial operations start at the Cajuína 3 cluster in January 2027, adding 63 MWavg of projected firm energy.

<sup>4</sup> The hydro segment's ACL sales include a portion of incentivized energy sales, as Auren Operações is classified under the hydro segment but also executes contracts from wind assets.

<sup>5</sup> The equivalent price of the lease-based self-generation contract is net of PIS, COFINS and ISS.

<sup>6</sup> Figures are net of PIS and COFINS. They include both ACR and ACL in the average selling price, and only ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy. Base date: 01 April 2026. Exchange rate: R\$ 5.22/USD. The Company's energy contracts are mostly indexed to the National Broad Consumer Prices Index (IPCA).

## Supply-Load Balance – Trading Segment

Table 9 presents the Company's Trading Supply-Load Balance, including sales margins for 2026 and 2027. The figures reflect volumes traded through the energy trading firms Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (formerly AES Comercializadora), Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

**| Table 9 | Supply-Load Balance of Auren's Trading Portfolio**

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Purchases (A)	4,656	2,629	2,040	1,242	886	602
Sales <sup>1</sup> (B)	4,781	2,735	2,057	1,184	919	675
<b>Contractual Margin<sup>2</sup> (R\$/MWh)</b>	<b>7.1</b>	<b>8.5</b>	-	-	-	-
<b>Trading Balance (A - B)</b>	<b>(125)</b>	<b>(106)</b>	<b>(17)</b>	<b>58</b>	<b>(33)</b>	<b>(73)</b>
<b>Auren Consolidated Balance<sup>3</sup></b>	<b>208</b>	<b>436</b>	<b>571</b>	<b>1,092</b>	<b>1,263</b>	<b>1,494</b>

When analyzing the contractual margin of the trading portfolio, it is important to consider (i) the role of short-term trading operations, which typically carry lower unit margins but involve high energy volumes – this type of transaction directly affects the average contractual margin of the trading company throughout the year as trading volumes grow; and (ii) the open exposure in the Trading Balance, which must be marked to market. For example, the 125 MWavg short position annualized for 2026 will be marked to market based on prevailing prices for the second, third and fourth quarters.

In 1Q26, portfolio management was marked by the movements below:

- a) Energy sales to final consumers made for the 2026-2031 period, due to rising energy prices throughout the quarter.
- b) Transfer of a long-term 150 MWavg USD-denominated sales contract from the generation segment to the trading segment, executed through an intercompany agreement in 2Q25. The objective was to allocate the long-term energy sales contract and its FX hedge within the same vehicle. This movement had a negative impact on the Trading segment EBITDA of R\$ 20.7 million in 1Q26. The assignment will have a negative impact of R\$ 102 million in 2026 and 56 million in 2027 for the Trader and an equal positive effect for the Generation segment. The net effect is neutral at the consolidated EBITDA level and is already reflected in the Trading and Generation Energy Balance.

Note that this transaction has no effect on the Company's consolidated EBITDA. Excluding this contract assignment, the trading margin would have been approximately R\$ 9.7/MWh in 2026 and R\$ 10.4/MWh in 2027, over and above the reported R\$ 7.1/MWh and R\$ 8.5/MWh.

<sup>1</sup> Includes formal contracts in ACR and ACL.

<sup>2</sup> The contractual margin is calculated as the difference between revenue and expenses under formal contracts, divided by the sales volume. It does not include the valuation of exposure. Base date: 01 April 2026. Exchange rate: R\$ 5.22/USD (R\$/USD).

<sup>3</sup> The Consolidated Supply-Load Balance embraces both segments (Generation and Trading).

## Energy Balance of Noncontrolling Interests

Energy balance and financial information are presented on a consolidated basis for the CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado holdings, in which the Company holds noncontrolling interests and whose balances are recognized under the equity method in the Company's consolidated financial statements. Dividends from these interests are recognized in the Company's Adjusted EBITDA.

**| Table 10 | Supply-Load Balance of Hydro Assets with Noncontrolling Interests<sup>1</sup>**

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030
Firm Energy of assets (a)	251	256	256	244	244
Purchases (b)	47	5	4	4	4
<b>Resource (c) = (a)+(b)</b>	<b>298</b>	<b>261</b>	<b>260</b>	<b>248</b>	<b>248</b>
Sales in ACL (d)	276	256	256	244	244
<b>Requisites (e)</b>	<b>276</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>244</b>	<b>244</b>
<b>Supply-load Balance (f) = (c) - (e)</b>	<b>22</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Analyzing the 1Q26 Energy Balance reveals a 5 MWavg impact on the assets' Firm Energy for 2026, resulting from the impact of the GSF realized during the period.

The Energy Balance for Noncontrolling Interests only includes energy purchase and sale transactions with the market, excluding intercompany contracts between hydropower assets and the subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado and CBA Energia).

<sup>1</sup> Notes: (i) Firm energy of assets net of the MRE (GSF) adjustment applied; (ii) Firm energy net of internal and national grid losses (3%); (iii) Firm energy subject to hydrological risk (GSF); (iv) Reflects resources (firm energy and purchase contracts) and obligations (sales) proportional to Auren's equity interest in the NCI assets (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado).

## Financial Performance

### Consolidated Financial Performance

In addition to the Generation and Trading segments, the results presented here include the holding & pipeline segment and intersegment eliminations. The share of profit (loss) of equity-accounted investees includes assets not controlled by the Company: (i) Auren's NCIs in hydropower assets, detailed in the section "Auren's NCIs", in the chapter [Energy Balance](#), plus (ii) Auren's 50% interest in the joint venture between the Tucano wind cluster and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which recorded EBITDA<sup>1</sup> of R\$ 11.6 million in 1Q26. For further information, see Note 10 to the Quarterly Financial Information.

**| Table 11 | Earnings for the Period**

R\$ million	1Q26	1Q25	Change
<b>Gross Revenue</b>	<b>3,499.6</b>	<b>3,444.7</b>	<b>1.6%</b>
Deductions on Gross Revenue	425.0	492.4	-13.7%
<b>Net Revenue</b>	<b>3,074.5</b>	<b>2,952.3</b>	<b>4.1%</b>
Power Purchase Cost	(1,774.6)	(1,330.9)	33.3%
Electricity grid usage charges	(179.7)	(180.5)	-0.5%
<b>Net Margin</b>	<b>1,120.3</b>	<b>1,440.8</b>	<b>-22.2%</b>
<i>Net Margin</i>	<i>36.4%</i>	<i>48.8%</i>	<i>-12.4 p.p.</i>
<b>Costs and Expenses (PMSO)</b>	<b>(313.5)</b>	<b>(302.0)</b>	<b>3.8%</b>
Other Operating Income (OOI)	(506.6)	238.6	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>300.1</b>	<b>1,377.5</b>	<b>-78.2%</b>
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (OOI)	506.0	(229.2)	n.a.
NCI Dividends	89.3	58.3	53.1%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)	-	5.5	n.a.
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (OOI)	30.5	(23.2)	-231.2%
Write-off of PPE and intangible assets (OOI)	-	16.4	n.a.
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>925.9</b>	<b>1,205.3</b>	<b>-23.2%</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	<i>30.1%</i>	<i>40.8%</i>	<i>-10.7 p.p.</i>
Depreciation and Amortization	(466.8)	(458.2)	1.9%
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	71.5	72.1	-0.9%
Net Financial Results	(589.8)	(732.1)	-19.4%
<b>EBT</b>	<b>(685.1)</b>	<b>259.4</b>	<b>n.a.</b>
Taxes (IR/CSLL)	83.5	(205.4)	-140.6%
<b>Net Profit</b>	<b>(601.6)</b>	<b>54.0</b>	<b>n.a.</b>

### Net Margin

Net Margin – Net Revenue less Energy Purchase Costs and Sector Charges – totaled R\$ 1,120.3 million in 1Q26, a 22.2% decrease (-R\$ 320.6 million) compared to 1Q25 (R\$ 1,440.8 million).

The effects that influenced the result were concentrated mainly in the Trader, with emphasis on: (i) concentration of the trader's margin in the first quarter of 2025, resulting in a variation of -R\$ 85.0 million in 1Q26 compared to the same period of the prior year, and (ii) lower gain from the spread between the SE/MW and Northeast and North sub-markets (-R\$5.0 million in 1Q26 vs. R\$60 million 1Q25).

The main effects in the Generation portfolio were: (i) lower wind and solar resources, resulting in a variation of -R\$ 114.0 million in 1Q26 compared to the same period of the prior year and (ii) lower energy generated by the MRE hydroelectric plants<sup>2</sup> (51.8 GWavg in 1Q26 vs. 55.8 GWavg in 1Q25), representing a 7.2% reduction (-R\$ 88.0 million) in

<sup>1</sup> Including Auren Participações' proportional interest in the joint venture.

<sup>2</sup> Since Auren follows the MRE seasonality profile, the energy generated by its assets follows the actual generation of the MRE plants.

the comparison between quarters, partially offset by higher modulation gains (R\$ 97.2 million in 1Q26 vs. 19.4 million in 1Q25).

Compared to 4Q25 (R\$ 1,094.1 million), the R\$ 26.2 million increase in Net Margin is explained primarily by higher gains from modulation (R\$ 97.2 million in 1Q26 vs. R\$ 70.4 million in 4Q25), lower gross impact from curtailment (R\$ 86.2 million in 1Q26 vs. R\$ 207.5 million in 4Q25), and the seasonality of hydroelectric generation, with increased energy generated by MRE plants of 11.4 GWavg (51.8 GWavg in 1Q26 vs. 40.4 GWavg in 4Q25), largely offset by lower generation from Auren's wind clusters (835.2 GWavg in 1Q26 vs. 1,178.2 GWavg in 4Q25) due to asset seasonality.

### Costs and Expenses (PMSO)

Including growth initiatives and non-recurring items, the sum of Operating Costs and Expenses and General and Administrative Expenses (PMSO) showed an increase of R\$ 11.6 million (3.8%) compared to the same quarter of the prior year (R\$ 313.5 million in 1Q26 vs. R\$ 302.0 million in 1Q25), a nominal increase below inflation for the period, aligned with the Company's pursuit of recurring expense growth below inflation.

The main variations are explained by the R\$ 10.3 million increase related to operation and maintenance contracts for wind assets related to the escalation provided for in the contract previously signaled to the market in our modeling guide and growth initiatives explained primarily by the consolidation of Way2 in July 2025 (R\$ 7.0 million), offset by synergies captured throughout 2025.

Compared to 4Q25 (R\$ 341.2 million), expenses decreased by 8.2% mainly due to seasonal factors.

**| Table 12 | Costs and Expenses (Consolidated PMSO)**

R\$ million	1Q26	1Q25	Change
Personnel (P)	111.0	115.1	-3.5%
Materials and Outsourced Services (MS)	148.3	145.7	-1.8%
Other (O)	54.2	41.2	31.5%
<b>PMSO</b>	<b>313.5</b>	<b>302.0</b>	<b>3.8%</b>

The change between periods is explained by:

- a) **Personnel (P):** personnel costs and expenses totaled R\$ 111.0 million in 1Q26, a nominal decrease of 3.5% compared to the same period in 2025 (R\$ 115.1 million), reflecting the synergies captured since the acquisition of AES Brasil over the course of 2025. Compared to 4Q25 (R\$ 132.0 million), we had a 15.9% reduction explained by decommissioning costs in 4Q25 and lower bonus provisions in 1Q26.
- b) **Materials and Outsourced Services (MS):** materials and services costs totaled R\$ 148.3 million in 1Q26, a nominal increase of 1.8% vs. that recorded in 1Q25 (R\$ 145.7 million), mainly due to higher expenses on operation and maintenance contracts for wind assets due to contractually provided escalation (R\$ 10.3 million), partially offset by timing mismatches in expenses (R\$ 5.3 million) and OBZ initiatives.
- c) **Other (O):** R\$ 54.2 million in 1Q26, a 31.5% increase compared to 1Q25 (R\$ 41.2 million). The increase is mainly due to the timing of inventory consumption initiatives mismatched with the previous cycle and the prepayment of expenses in the amount of R\$ 5.8 million. Compared to 4Q25 (R\$ 55.4 million), expenses decreased by 2.1%, reflecting lower insurance expenses.

### Other Operating Income

The item Other Operating Revenue (Expenses) was an expense of R\$ 506.8 million in 1Q26 compared with revenue of R\$ 238.6 million in 1Q25. The variation is mainly explained by the mark-to-market effect of future energy contracts of -R\$ 506.0 million in 1Q26 and R\$ 229.2 million in 1Q25.

For the period ended March 31, 2026, the Company updated the assumptions and estimates used in the fair value (MtM) measurement of future energy purchase and sale contracts, due to changes in conditions in the power sector. The effects of this update are reflected in the line item 'Mark-to-market of energy contracts' and are characterized as a change in accounting estimates, non-cash in nature, with prospective recognition, in accordance with CPC 23.

Note that changes in future margins do not affect the contracted energy margin for the year, as reflected in the Energy Balance of the Trading Segment. The increase in future margin reflects the change in the forward energy price curve between quarters. For modeling purposes, we suggest using the disclosed energy balance, which contains the volumes and average prices of contracts and the trading margin.

## Adjusted EBITDA

Auren reported an adjusted EBITDA of R\$ 925.9 million in 1Q26, a decrease of 23.2% or -R\$ 279.4 million compared to the same period the previous year. Compared to 4Q25, we had a reduction of 8.3%, or -R\$ 83.8 million. These variations result from the effects detailed in the sections above on Net Margin and Costs and Expenses.

The dividends declared on Auren's NCIs in 1Q26 totaled R\$ 89.3 million, fully associated with NCIs in hydroelectric plants, in line with the strategy to distribute dividend payments more evenly throughout the year.

## Financial Result

**| Table 13 | Consolidated Financial Result**

R\$ million	1Q26	1Q25	Change
Financial Revenue	262.0	276.7	5.3%
Financial Costs <sup>1</sup>	(851.8)	(1,008.8)	-15.6%
<b>Net Financial Result</b>	<b>(589.8)</b>	<b>(732.1)</b>	<b>-19.4%</b>

The net financial result was an expense of R\$ 589.8 million in 1Q26 compared with an expense of R\$ 732.1 million in the same period of 2025.

- a) Financial Income:** 5.3% increase (R\$ 14.7 million) explained primarily by the monetary restatement portion related to an arbitration proceeding with a favorable decision to Auren (R\$ 25.9 million), partially offset by lower income on financial investments due to lower liquidity balance (R\$ 4.7 billion in March 2026 vs. R\$ 7.2 billion in March 2025).
- b) Financial Costs:** R\$ 851.8 million in 1Q26 vs. an expense of R\$ 1,008.8 million in 1Q25. The R\$ 157.0 million decrease is mainly due to changes in IPCA inflation between quarters (2.0% in 1Q25 vs. 1.4% in 1Q26) and gains from liability management initiatives, including reduction in debt costs and gross debt (BRL 26.0 billion in 1Q25 vs. BRL 23.7 billion in 1Q26).

Compared to 4Q25 (R\$ 432.0 million), we had a negative variation of 36.5% in net financial result, mainly due to the recognition of gains associated with the present value of contributions related to self-production transactions recorded in 4Q25 (R\$ 97.0 million).

## Net Profit

**| Table 14 | Consolidated Net Income**

R\$ million	1Q26	1Q25	Change
<b>EBITDA</b>	<b>300.1</b>	<b>1,377.5</b>	<b>-78.2%</b>
Depreciation and Amortization	(466.8)	(458.2)	1.9%
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	71.5	72.1	-0.9%
Net Financial Result	(589.8)	(732.1)	-19.4%
Taxes (IR/CSLL)	83.5	(205.4)	n.a.
<b>Net Profit</b>	<b>(601.6)</b>	<b>54.0</b>	<b>n.a.</b>

As a result of the aforesaid factors and changes in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded a loss of R\$ 601.7 million in 1Q26 compared to profit of R\$ 54.0 million in 1Q25. The main changes were as follows.

- a) EBITDA:** Consolidated EBITDA of R\$ 300.1 million in 1Q26 versus R\$ 1,377.5 million in 1Q25, a decrease of R\$ 1,077.4 million, primarily due to the mark-to-market of future energy contracts, as detailed previously.

<sup>1</sup> For comparability purposes, we highlight that the fair value effects of loans, financing, debentures and derivative financial instruments are presented net within financial costs, differing from the accounting treatment applied in the financial statements.

- b) Depreciation/Amortization:** expense of R\$ 466.8 million in 1Q26, in line with the amount observed in 1Q25 (R\$ 458.2 million)
- c) Income Tax and Social Contribution (IR/CS):** credit of R\$ 83.5 million in 1Q26, from the establishment of deferred tax assets on the expense related to the mark-to-market provision for future energy contracts.
- d) Equity Income:** revenue of R\$ 71.5 million in 1Q26, in line with the R\$ 72.1 million recorded in 1Q25.

### Indebtedness

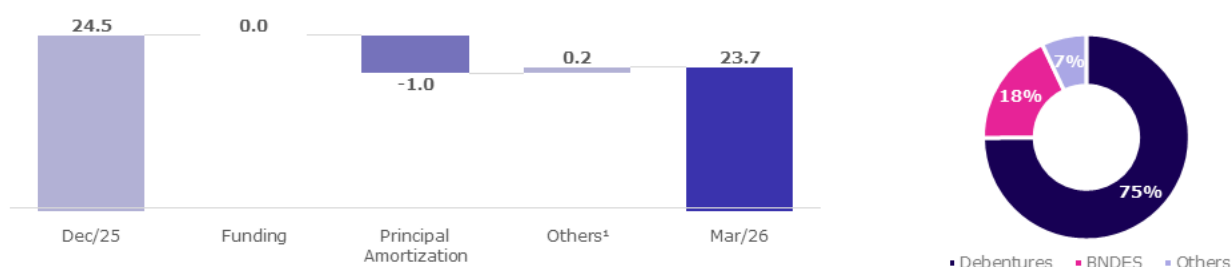
At March 31, 2026, the Company's consolidated gross debt totaled R\$ 23.7 billion, a R\$ 2.3 billion decrease compared to the March 2025 closing. Relative to December 31, 2025, gross debt showed amortization of R\$ 830.2 million mainly due to the maturity of loan 4131 and the amortization of 50% of the 1<sup>st</sup> series of the 9<sup>th</sup> Debenture Issue of Auren Operações (TIET19), according to the scheduled amortization plan.

At quarter-end, the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio (leverage) reached 5.2x, an increase of 0.2x compared to March 2025, primarily reflecting the impact of the lower Adjusted EBITDA, which was partially offset by the reduction in net debt, resulting from liability management initiatives.

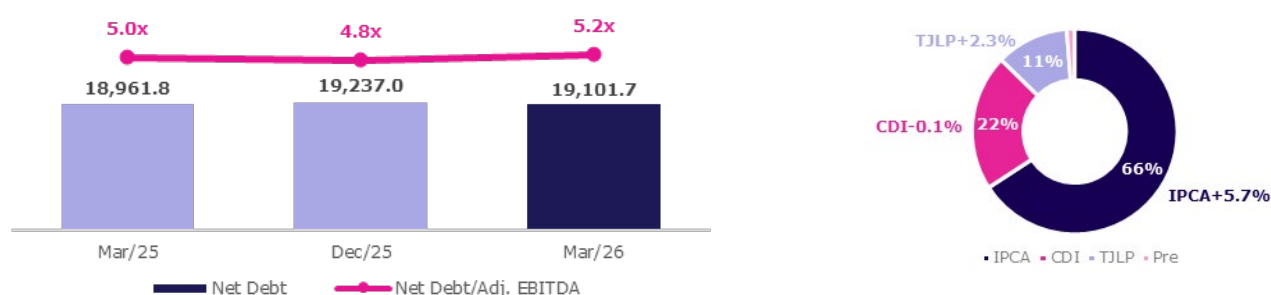
Throughout 2025, Auren successfully executed and completed its liability management strategy, supported by a continuous commitment to efficiency and disciplined capital allocation. Through funding raised on attractive terms, the Company extended the average maturity of its debt compared to year-end 2024, from 5.9 to 6.9 at the end of 2025 and maintaining it in 1Q26, thereby strengthening short-term liquidity. In addition, the replacement of debt instruments with more competitive alternatives resulted in a meaningful reduction in the average cost of debt, optimizing the capital structure.

Approximately 66% of the net debt is indexed to the IPCA, the same index that restates the Company's energy sale agreements, providing a natural hedge against future fluctuations. A small portion, representing only 21%, is indexed to CDI. The average cost of the gross debt dropped to CDI-2.9% per year.

**| Chart 11 | Changes in Debt (R\$ billion) and Gross Debt Profile**



**| Chart 12 | Net Debt (R\$ million), Leverage and Net Debt Profile**

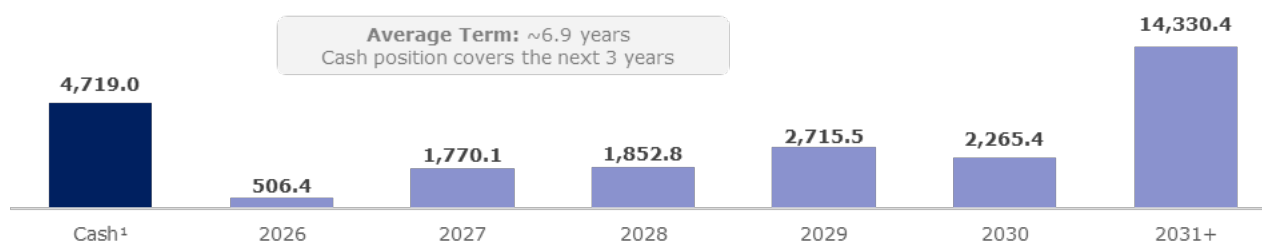


At the end of 1Q26, Auren recorded liquidity<sup>2</sup> of R\$ 4,719.0 million, a robust position that ensures full compliance of its financial obligations for the coming years. As shown in Chart 13, the liability management strategy prevented significant debt maturity concentrations in the near term.

<sup>1</sup> Other includes incurred and paid interest, monetary restatement and the movement of deferred balances.

<sup>2</sup> Cash, cash equivalents, short-term investments, liquidity fund (reserve account).

### | Chart 13 | Amortization Schedule of the Gross Debt Principal (R\$ million)



### | Table 15 | Debt

R\$ million	Mar/26	Mar/25	Change	Dec/25	Change
<b>Gross Debt</b>	<b>23,691.1</b>	<b>25,992.3</b>	<b>-8.9%</b>	<b>24,521.3</b>	<b>-3.4%</b>
Derivative Financial Instruments <sup>1</sup>	(35.6)	(8.9)	n.a.	8.7	n.a.
Leases	165.2	169.5	-2.5%	164.1	0.7%
<b>Adjusted Gross Debt<sup>2</sup></b>	<b>23,820.7</b>	<b>26,152.9</b>	<b>-8.9%</b>	<b>24,694.1</b>	<b>-3.5%</b>
Liquidity <sup>3</sup>	4,719.0	7,191.1	-34.4%	5,457.0	-13.5%
<b>Net Debt</b>	<b>19,101.7</b>	<b>18,961.8</b>	<b>0.7%</b>	<b>19,237.0</b>	<b>-0.7%</b>
Adjusted EBITDA	3,689.0	3,968.4	-7.0%	3,967.2	-7.0%
<b>Net Debt/Adjusted EBITDA</b>	<b>5.2x</b>	<b>4.8x</b>	<b>0.4x</b>	<b>4.8x</b>	<b>0.4x</b>

### Financial Covenants – Auren Operações

At the end of March 2026, R\$ 2.8 billion of the Company's total gross debt was subject to financial covenants at the subsidiary Auren Operações, which include: (i) a leverage ceiling of 4.5x, measured by the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio, which closed the period at 1.6x; and (ii) maintenance of the Interest Coverage Ratio (Adjusted EBITDA/Financial Costs) above 1.25x, which closed the period at 4.4x, meeting contractual obligations.

Upon completion of the corporate restructuring process, if finalized as planned, the Company will no longer have Net Debt/EBITDA covenants in its debt structure. In this scenario, the debts currently contracted at Auren Operações will come with corporate guarantee from Auren Energia.

### Ratings

Auren's corporate rating as per Fitch Ratings and Moody's held steady at the maximum score (AAA) over 1Q26, with a stable outlook, reinforcing Auren's financial strength despite its elevated leverage, reflecting the positive effects of asset integration and the agency's confidence in the Company's strategic positioning and the robustness of its financial structure.

<sup>(2)</sup> Includes mark-to-market of financial derivatives, except for those related to energy trading operations.

<sup>(3)</sup> Includes loans, financing and debentures, net of the related derivatives operations.

<sup>(4)</sup> Cash, cash equivalents, short-term investments, liquidity fund (reserve account).

## Movement in Net Debt

| Table 16 | Movement in Net Debt

R\$ million	1Q26	1Q25	Change
<b>Gross Debt - Opening Balance (4Q)</b>	<b>24,521.3</b>	<b>27,044.7</b>	<b>(2,523.4)</b>
Derivative Financial Instruments and Leases - Opening Balance (4Q)	172.8	275.3	(102.5)
Cash + Liquidity Fund + Short-term Investments - Opening Balance (4Q)	(5,457.0)	(8,113.5)	2,656.5
<b>Net Debt - Opening Balance (4Q) (A)</b>	<b>19,237.1</b>	<b>19,206.6</b>	<b>30.5</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>925.9</b>	<b>1,205.3</b>	<b>(279.4)</b>
Provision for Reimbursement	132.5	39.5	93.1
Reimbursement Payment	(33.1)	(5.4)	(27,7)
Working Capital	(173.9)	(215.7)	41.8
Income Tax and Social Contribution Paid	(40.2)	(74.5)	34.3
Sustaining Capex	(54.8)	(27.8)	(27.0)
Return on Cash + Liquidity Fund + Financial Investments	179.6	204.8	(25.2)
Interest Paid on Debt and Derivatives	(592.9)	(454.8)	(138.0)
Provision for Dividends on Equity Interests	(89.3)	(58.3)	(31.0)
Provision for Dividends on Equity Interests	151.9	0.9	151.0
Dividend Payment to Noncontrolling Shareholders	(43.0)	(99.6)	56.6
Others	(0.9)	(10.7)	9.8
<b>Cash Movement (B)</b>	<b>361.9</b>	<b>503.7</b>	<b>(141.8)</b>
Interest Capitalized on Debt and Derivatives	154.6	130.6	24.0
Amortization of Issuance Costs and Debt Premium	(5.1)	7.5	(12.6)
Provision for Leases	6.8	4.9	2.0
<b>Non-Cash Movement (C)</b>	<b>156.4</b>	<b>143.0</b>	<b>13.4</b>
<b>Net Debt Movement without Expansion (D) = (C) - (B)</b>	<b>(205.5)</b>	<b>(360.7)</b>	<b>155.2</b>
Capex Growth (E)	(70.2)	(115.9)	45.7
<b>Net Debt Movement with Expansion (F) = (D) - (E)</b>	<b>(135.4)</b>	<b>(244.8)</b>	<b>109.4</b>
<b>Net Debt - Closing Balance (1Q) (G) = (A) + (F)</b>	<b>19,101.7</b>	<b>18,961.8</b>	<b>139.9</b>
Derivative Financial Instruments and Leases - Closing Balance (1Q)	(129.7)	(160.6)	31.0
Cash + Liquidity Fund + Short-term Investments - Closing Balance (1Q)	4,719.0	7,191.1	(2,472.1)
<b>Gross Debt - Closing Balance (1Q)</b>	<b>23,691.1</b>	<b>25,992.3</b>	<b>(2,301.2)</b>

Some of the main effects that influenced the variation in free cash flow between the periods are:

- a) **Reimbursement:** (i) provisioning for R\$ 192.1 million in 1Q26 vs. R\$ 39.5 million in 1Q25, due to lower generation from wind and solar assets, and (ii) payment of R\$ 33.1 million in 1Q26 vs. R\$ 5.4 million in 1Q25, related to amounts already recognized by the CCEE prior to the suspension of payments, as a result of ongoing regulatory discussions regarding curtailment.
- b) **Sustaining Capex:** capex expenditure of R\$ 54.8 million in 1Q26 related to the maintenance of the Company's hydroelectric, wind and solar assets.
- c) **Return on Cash, Liquidity Fund and Short-term Investments:** decrease of R\$ 25.2 million in financial income due to the reduction in Liquidity (R\$ 4.7 billion in March 2026 vs. R\$ 7.2 billion in March 2025).
- d) **Dividends:** (i) provision for Dividends Declared on NCIs in HPPs during the quarter (R\$ 89.3 million in 1Q26 vs. R\$ 58.3 million in 1Q25) and an increase of R\$ 150.9 million in the amount of dividends received from NCIs in HPPs compared to the same period of the previous year, due to changes in dividend recognition policies and terms implemented in 2025, and (ii) dividend payment related to Itaú's stake in Guaimbê Holding (R\$ 43.0 million in 1Q26 vs. R\$ 99.6 million in 1Q25)

- e) **Working Capital:** Working capital in 1Q26 (R\$ 173.9 million) was mainly influenced by timing differences between the accounting recognition of revenues and expenses and their respective cash effects. The most significant variations were related to energy accounts receivable and payable (–R\$ 103.1 million) and changes in accrued payroll liabilities (–R\$ 46.2 million). The reduction in the payroll balance is associated with bonus and profit-sharing payments (PLR) that had been previously accrued and were paid throughout 1Q26.
- f) **Interest paid:** R\$ 592.9 million in 1Q26, where the R\$ 138.0 million change compared to 1Q25 is mainly explained by debt issuances over 4Q24, with interest payments beginning after 1Q25, including: the 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance of Auren Energia (R\$ 2.5 billion) and the acquisition financing, which was subsequently fully prepaid using cash reserves and proceeds from issuances related to the liability management strategy.
- g) **Project Capex:** expansion-related Capex in 1Q26 totaled R\$ 70.2 million, primarily reflecting the implementation of the Cajuína 3 project. As of March 31, 2026, R\$ 549.9 million was invested in Cajuína 3, around 74% of projected Capex, with physical progress reaching 72%.

## Statement of Profit or Loss by Segment

Table 17 presents the Statement of Profit or Loss for each business segment – Generation, Trading and Holding – along with the necessary intersegment eliminations to arrive at the consolidated result for the period.

**| Table 17 | Statement of Profit or Loss by Segment and Consolidated – 1Q26**

R\$ million	Generation	Trading	Holding Company	Intersegment Eliminations	Consolidated
<b>Gross Revenue</b>	<b>1,928.8</b>	<b>2,279.3</b>	-	<b>(708.5)</b>	<b>3,499.6</b>
Deductions on Gross Revenue	194.4	254.2	-	(23.6)	425.0
<b>Net Revenue</b>	<b>1,734.4</b>	<b>2,025.0</b>	-	<b>(684.9)</b>	<b>3,074.5</b>
Power Purchase Cost	(444.2)	(2,015.3)	-	684.9	(1,774.6)
Electricity grid usage charges	(178.5)	(0.1)	(1.1)	-	(179.7)
<b>Net Margin</b>	<b>1,111.8</b>	<b>9.6</b>	<b>(1.1)</b>	-	<b>1,120.3</b>
<i>Net Margin</i>	64.1%	0.5%	-	-	36.4%
<b>Costs and Expenses (PMSO)</b>	<b>(243.6)</b>	<b>(36.3)</b>	<b>(33.6)</b>	-	<b>(313.5)</b>
Other Operating Income (OOI)	(3.0)	421.3	(0.6)	(924.4)	(506.6)
<b>EBITDA</b>	<b>865.1</b>	<b>394.6</b>	<b>(35.3)</b>	<b>(924.4)</b>	<b>300.1</b>
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (OOI)	-	(418.4)	-	924.4	506.0
NCI Dividends	89.3	-	-	-	89.3
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (OOI)	30.2	-	0.3	-	30.5
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>984.6</b>	<b>(23.8)</b>	<b>(35.0)</b>	-	<b>925.9</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	56.8%	-1.2%	-	-	30.1%
Depreciation and Amortization	(431.2)	(4.3)	(31.2)	-	(466.8)
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	73.2	(1.7)	-	-	71.5
Net Financial Result	(426.3)	12.9	(176.4)	-	(589.8)
<b>EBT</b>	<b>80.8</b>	<b>401.5</b>	<b>(243.0)</b>	<b>(924.4)</b>	<b>(685.1)</b>
Taxes (IR/CSLL)	(109.9)	(137.3)	16.3	314.3	83.5
<b>Net Profit</b>	<b>(29.1)</b>	<b>264.2</b>	<b>(226.7)</b>	<b>(610.1)</b>	<b>(601.6)</b>

## Financial Performance – Generation Segment

**Note:** Given the development of the intersegment expenses sharing methodology, in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 1Q26 data, the figures related to the 2025 Financial Statements by segment are presented on an unaudited pro-forma basis, and include the apportionment methodology applied to the Company since 01/01/2025, solely to facilitate a comparative analysis.

**| Table 18 | Earnings for the Period**

R\$ million	1Q26	1Q25 proforma	Change
<b>Gross Revenue</b>	<b>1,928.8</b>	<b>1,832.4</b>	<b>5.3%</b>
Deductions on Gross Revenue	(194.4)	(211.4)	-8.0%
<b>Net Revenue</b>	<b>1,734.4</b>	<b>1,621.0</b>	<b>7.0%</b>
Power Purchase Cost	(444.1)	(188.7)	135.4%
Electricity grid usage charges	(178.5)	(180.2)	-0.9%
<b>Net Margin</b>	<b>1,111.8</b>	<b>1,252.1</b>	<b>-11.2%</b>
<i>Net Margin</i>	64.1%	77.2%	-13.1 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(243.6)</b>	<b>(246.7)</b>	<b>-1.2%</b>
Other Operating Income (OOI)	(3.0)	11.9	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>865.1</b>	<b>1,017.4</b>	<b>-15.0%</b>
NCI Dividends	89.3	58.3	53.1%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	-	1.4	n.a.
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits	30.2	(23.3)	n.a.
Write-off of PPE	-	10.2	n.a.
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>984.6</b>	<b>1,064.0</b>	<b>-7.5%</b>
Hydro	615.3	584.2	5.3%
Wind	315.0	394.4	-20.1%
Solar	54.4	85.3	-36.2%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	56.8%	65.6%	-8.9 p.p.

The **Adjusted EBITDA** for the generation segment totaled R\$ 984.6 million in 1Q26, R\$ 79.3 million (7.5%) less than in 1Q25. The change in the period mainly reflects:

- a) **Net Margin:** R\$ 1,111.8 million in 1Q26, a decrease of 11.2% compared to the same period of the previous year (R\$ 1,252.1 million), equivalent to R\$ 140.4 million, due to lower energy generation by MRE hydroelectric plants (51.8 GWavg in 1Q26 vs. 55.8 GWavg in 1Q25), representing a decrease of 7.2% (-R\$ 88.0 million), and lower wind and solar resources (-R\$ 114.0 million), partially offset by higher modulation gains.

Compared to the Net Margin for 4Q25 (R\$ 1,050.4 million), we had an increase of 5.8% in 1Q26, explained mainly by higher modulation gains, lower gross impact from curtailment (-R\$ 121.3 million), and the seasonality of hydroelectric generation, with higher energy volume generated by MRE plants (51.8 GWavg in 1Q26 vs. 40.4 GWavg in 4Q25), largely mitigated by lower wind generation at Auren (835.2 GWavg in 1Q26 vs. 1,178.2 GWavg in 4Q25) due to asset seasonality.

Sector Charges also fell by R\$ 14.0 million mainly due to the reduction in R&D (R\$ 5.0 million) and CFURH (R\$ 6.7 million).

- b) **PMSO:** R\$ 243.6 million in 1Q26, a decrease of 1.2% compared to 1Q25, mainly due to the capture of synergies associated with the acquisition of AES Brasil secured throughout 2025. Compared to 4Q25 (R\$ 249.3 million), operating expenses decreased by 2.4% mainly due to seasonal factors.
- c) **OOI:** expense of R\$ 3.0 million in 1Q26, compared with revenue of R\$ 11.9 million in the same period the previous year.
- d) **Dividends:** dividends declared by hydroelectric assets in which the Company holds NCIs in the amount of R\$ 89.3 million in 1Q26, R\$ 31.0 million more than the same period of 2025, due to improved operating results for FY 2026 at Pollarix and CBA Energia.

## Financial Performance of the Trading Segment

| Table 19 | Earnings for the Period

R\$ million	1Q26	1Q25 proforma	Change
<b>Gross Revenue</b>	<b>2,279.3</b>	<b>2,070.8</b>	<b>10.1%</b>
Deductions on Gross Revenue	254.2	283.0	-10.2%
<b>Net Revenue</b>	<b>2,025.0</b>	<b>1,787.8</b>	<b>13.3%</b>
Power Purchase Cost	(2,015.3)	(1,598.7)	26.1%
Electricity grid usage charges	(0.1)	(0.4)	-75.3%
<b>Net Margin</b>	<b>9.6</b>	<b>188.7</b>	<b>-94.9%</b>
<i>Net Margin</i>	0.5%	10.6%	-10.1 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(36.3)</b>	<b>(32.6)</b>	<b>11.2%</b>
Other Operating Income (OOI)	421.3	(33.2)	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>394.6</b>	<b>122.9</b>	<b>221.0%</b>
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures	(418.4)	38.7	n.a.
Other Adjustments	(0.0)	0.1	n.a.
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>(23.8)</b>	<b>161.7</b>	<b>n.a.</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	-1.2%	9.0%	-10.2 p.p.

**Adjusted EBITDA** reached -R\$ 23.8 million in 1Q26 compared to R\$ 161,7 million in 1Q25. Had the aforesaid contract transfer not occurred, the Adjusted EBITDA for 1Q26 would have been -R\$ 3.1 million. The variation vs. 1Q25 is mainly explained by:

- a) **Net Margin:** excluding the negative impact of R\$ 20.7 million in the Trading segment in 1Q26, related to the assignment of the aforesaid 150 MWavg contract, we would have a negative variance of R\$ 158.4 million between periods. This variance is mostly explained by the lower gain from price spreads between submarkets (R\$ -5.0 million in 1Q26 vs. R\$ 60.0 million in 1Q25) and a different seasonality profile of results compared to that observed in 2025, when there was significant contraction in the first quarter (-R\$ 85.0 million).
- b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses for the trading segment totaled R\$ 36.3 million in 1Q26, compared to R\$ 32.6 million in 1Q25. The variations mainly reflect the addition of Way2, with an impact of R\$ 7.0 million, and the development of the intersegment sharing methodology.
- c) **OOI:** revenue of R\$ 421.3 million, due mainly to the mark-to-market of contracts for future energy sales, in the amount of R\$ 418.4 million.

## Financial Performance of Noncontrolling Interests

In this section, we present a Managerial Income Statement consolidating the financial performance of hydro assets in which Auren holds NCIs. This presentation is managerial, unaudited, and aims to help you understand the cash flow these assets generate, which ultimately results in dividend distribution to the Company.

Table 20 below highlights key items of these assets' results, jointly weighted by Auren's indirect equity interest, providing clearer insight into their operations. Note that none of the assets considered in this section carries debt on their individual balance sheets.

**| Table 20 | Managerial Income Statement for Hydro Assets with NCIs**

Managerial P&L Interests (R\$ million based on Auren's equity interest)	1Q26	1Q25	Change
Volume of Energy Sold (MWavg)	290	302	-4.0%
Net Margin (R\$/MWh)	<b>242</b>	<b>183</b>	32.5%
<b>Net Margin</b>	<b>151.6</b>	<b>119.1</b>	<b>27.2%</b>
PMSO	(6.2)	(5.5)	12.6%
<b>Adjusted EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>145.4</b>	<b>113.6</b>	<b>27.9%</b>
Depreciation & Amortization	(10.4)	(9.4)	10.7%
Other Results (Including MtM)	5.8	32.3	-82.0%
<b>EBIT</b>	<b>140.8</b>	<b>136.5</b>	<b>3.1%</b>
Financial Result	4.3	0.1	n.a.
<b>EBT</b>	<b>145.1</b>	<b>136.6</b>	<b>6.3%</b>
Income Tax/Social Contribution	(34.9)	(27.3)	27.7%
<b>Net Income<sup>2</sup></b>	<b>110.3</b>	<b>109.3</b>	<b>0.9%</b>
<b>Dividends Announced</b>	<b>89.3</b>	<b>58.3</b>	<b>53.2%</b>

1Q26 at a glance:

- a) **Net Margin:** this R\$ 32.5 million margin improvement is explained primarily by higher average Difference Settlement Prices (PLD) in 1Q26 compared to 1Q25 (R\$ 340/MWh vs. R\$ 161/MWh, respectively), applied over the surplus volume of 30 MWavg at CBA Energia and Pollarix.
- b) **PMSO:** totaled R\$ 6.2 million in the first quarter of 2026 compared to R\$ 5.5 million in the previous year's period. The increase of R\$ 0.7 million is mainly due to expenses related to litigation fees.
- c) **Adjusted EBITDA:** R\$ 145.4 million in 1Q26, a 27.9% increase compared to the R\$ 113.6 million recorded in 1Q25, mainly driven by the R\$ 32.5 million increase in net margin.
- d) **Other Results:** decrease of R\$ 26.5 million vs. 1Q25, influenced by the impact on MtM, which reflected the variation in the future energy price curve.
- e) **Financial Result:** revenue of R\$ 4.3 million in 1Q26 versus revenue of R\$ 0.1 million in the same period the previous year, mainly due to: (i) monetary restatement of the UBP balance due to the decline in the IGP-M index applied to the Picada, Baesa and Enercan HPPs (R\$ 2.7 million); and (ii) the increase in financial investment income at Pollarix Holding and CBA Energia, driven by higher available cash to pay out dividends in January 2026 and CDI dynamics during the period.
- f) **Announced Dividends:** R\$ 89.3 million in the first quarter of 2026, compared to R\$ 58.3 million in 1Q25, due to better earnings for the year calculated in 2026 at Pollarix and CBA Energia.

<sup>1</sup> Adjusted EBITDA excludes mark-to-market effects.

<sup>2</sup> Net Income reported can be found in Note 11 of Auren Energia's Financial Statements, which is the sum of the share of profit (loss) of the equity-accounted investees Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações.

## Other Material Information

### Corporate Reorganization

According to the [Material Fact](#) published on April 14, 2026, the Company, Auren Participações, Auren Operações, and CESP – Companhia Energética de São Paulo announced that the proposed corporate reorganization of the Auren Energia business group is underway, having been approved at the respective companies' General Meetings.

The corporate reorganization aims, among other objectives: (a) to concentrate hydroelectric assets in a single vehicle (CESP); (b) to rationalize and streamline the corporate structure of the Auren Energia business group, reducing the number of publicly traded companies; and (c) to increase cash and debt management efficiency.

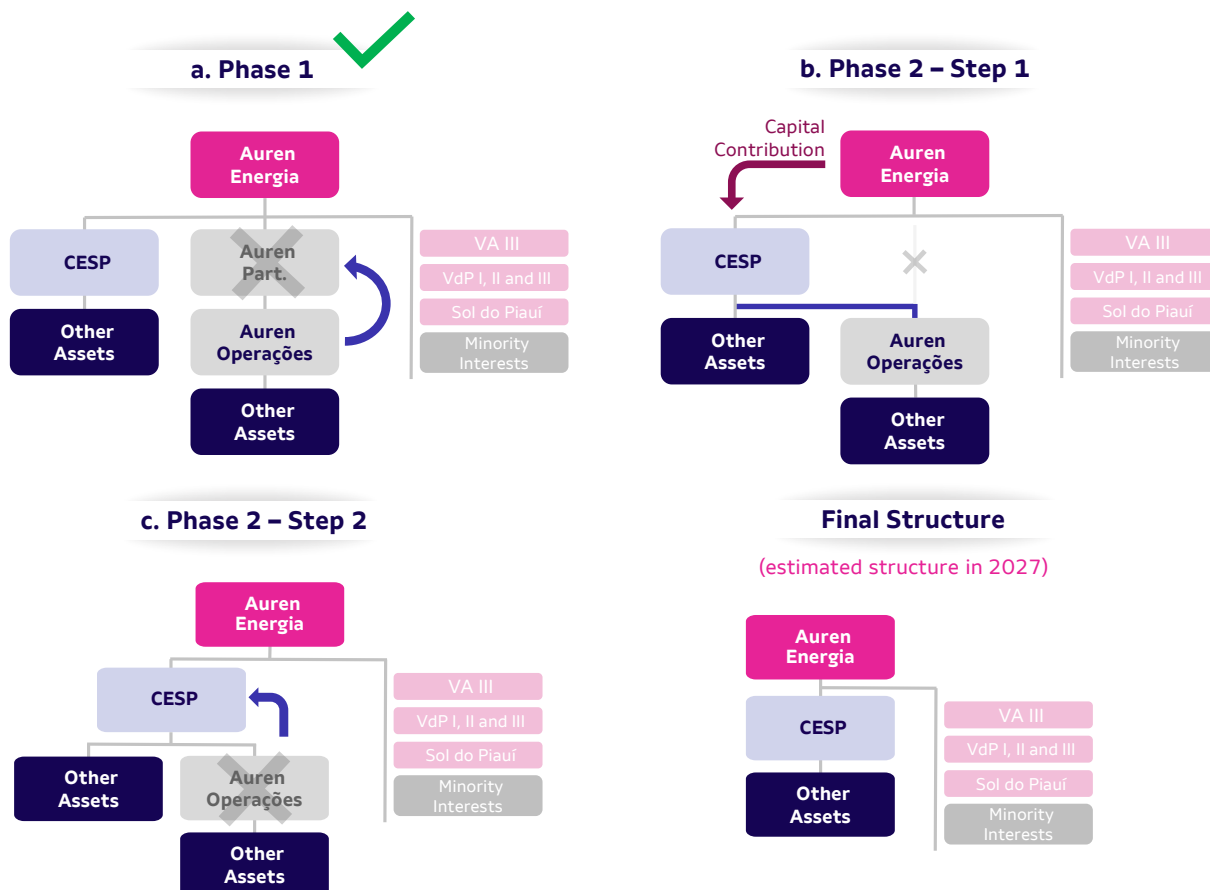
The Corporate Reorganization is proposed to take place over two sequential phases, both subject to performance of certain precedent conditions usual in these types of transactions, including but not limited to applicable corporate and regulatory approvals and third-party consents and authorizations:

- (a) **Phase 1:** the downstream merger of Auren Participações into Auren Operações, with Auren Energia becoming the direct shareholder in Auren Operações, holding 100% of Auren Operações' share capital;
- (b) **Phase 2 – Step 1:** the transfer by Auren Energia of certain assets and liabilities to CESP through a capital contribution, including 100% of the common, registered, book-entry and no-par value shares issued by Auren Operações, and the drop-down of Auren Energia's 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance (R\$ 2.5 billion), aligning debt allocation with the assets' operational cash generation. As a result, CESP will become the direct shareholder corresponding to 100% of Auren Operações' share capital.
- (c) **Phase 2 – Step 2:** the merger of Auren Operações into CESP.

The approved Downstream Merger (or Phase 1) is subject to verification of certain suspensive conditions customary for this type of transaction, including but not limited to ANEEL authorization and creditor consent, which are currently being secured. Upon implementation of Phase 1, on the Closing Date Auren Participações will be extinguished and universally succeeded without interruption by Auren Operações, which will assume all of its rights and obligations, becoming a direct subsidiary of Auren Energia.

Phase 2 – Step 1 and Phase 2 – Step 2 remain under study by Auren Energia, subject to the approvals necessary for their implementation, including those by the boards of directors of the companies involved and consent from ANEEL and CVM.

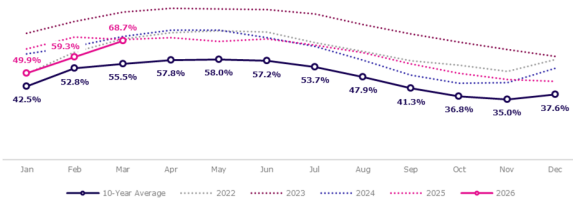
| Figure 1 | Corporate Reorganization Steps



## Quarterly Overview

Auren posted **Adjusted EBITDA of R\$ 926 million** in 1Q26, including impressive modulation gains of R\$ 97 million, **fully offsetting the impacts of curtailment in the period**

### SIN Reservoir Levels (% Maximum Energy Stored)

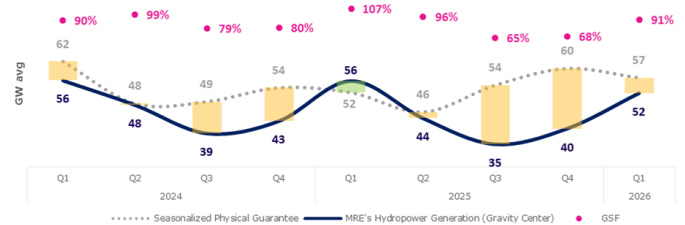


1Q26 with gradual increase in SIN inflows, favoring the **recovery of reservoirs throughout the quarter**. Since February a significant improvement in reservoir levels has been observed. By the end of March, a level close to the previous year's had been reached.

### Wind and Solar Curtailment and Modulation

1Q26	Wind	Solar
<b>SIN Curtailment (%)</b>	11.5%	14.5%
<b>Auren Curtailment (%)</b>	13.4%	16.3%
<b>Effective Auren Generation (% of P50)</b>	78.3%	82.8%
<b>Auren Curtailment by Source (R\$ million)</b>	69.9	15.6
<b>Auren Consolidated Curtailment (R\$ million)</b>	86.2	
<b>(-) Modulation gains (R\$ million)</b>	97.2	
<b>(=) Curtailment Net of Modulation (R\$ million)</b>	-11.0	

### Energy Allocated in MRE (GWavg)



The higher allocation of firm energy by MRE agents during the quarter aided the negative 16 p.p. year-over-year variation in GSF (91% in 1Q26 vs. 107% in 1Q25), explained by the combination of **-8 p.p. from higher allocation of firm energy and -8 p.p. from lower hydroelectric dispatch**.

### Summary Financials

**Adjusted EBITDA: R\$ 925.9 million in 1Q26**, (-23.2% vs. 1Q25), with the decrease mainly explained by cyclical rather than structural factors:

- Lower wind and solar resources in the quarter, in addition to more negative GSF (91% vs. 107% in 1Q25). Lower hydroelectric generation by MRE plants.
- Lower gains from the spread between the SE/MW and NE/N submarkets, in addition to the seasonality of the Trading segment results for 2026, which differs from the pattern observed in 2025, when there was significant concentration in the first quarter.
- Modulation gains of R\$97.2 million, which fully offset the curtailment effect of R\$ 86.2 million.

**Reduction in net debt**, but with **increased leverage in the quarter** (5.2x EBITDA), explained by the decline in EBITDA over the last 12 months.

### Consolidated Energy Balance

