



**2T**  
**25**

# Release de Resultados

AGOSTO  
2025

## SUMÁRIO

<b>Destaques .....</b>	<b>4</b>
<b>Carta da Administração .....</b>	<b>6</b>
<b>Mercado de Energia .....</b>	<b>8</b>
<b>Desempenho por Unidade de Negócio .....</b>	<b>14</b>
Geração .....	14
Participações Minoritárias da Auren.....	27
Comercialização .....	29
<b>Desempenho Financeiro Consolidado .....</b>	<b>31</b>
<b>Temas Regulatórios .....</b>	<b>40</b>
<b>Outras Informações Relevantes .....</b>	<b>43</b>

## Teleconferência

**08 de agosto de 2025**

(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

- **Mateus Ferreira** (VP de Finanças e DRI)
- **Joaquim Spinola** (Diretor Executivo de M&A, Novos Negócios e Relações com Investidores)
- **Luiz Perez** (Gerente Executivo de Relações com Investidores)
- **Juliana Ramirez** (Gerente de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Consultora de Relações com Investidores)
- **Bruna Freixo** (Analista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

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

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

Em 30 de junho de 2025:

**AURE3:**  
R\$ 10,17

**Valor de Mercado:**  
R\$ 10,7 bilhões

## Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 981 MM** no 2T25, **crescimento de 18%** comparado ao 2T24 proforma, **alcançando EBITDA Ajustado recorde de R\$ 2,2 bilhões no semestre. Redução da Alavancagem para 4,8x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado**

**Início da Última Etapa da Integração:** o processo de integração entra em sua última etapa, com previsão de conclusão até o final de 2025. Ao longo do segundo trimestre, realizamos a **integração de todos os ativos advindos da AES Brasil ao sistema de gestão de performance da Auren** e a **unificação do Centro de Operações** e, no início de agosto, realizamos o **Go-live do SAP unificado** e a **integração do Centro de Serviços Compartilhados**. A Auren mantém o foco em suas prioridades estratégicas descritas abaixo:

- **Evolução da disponibilidade dos ativos adquiridos:** a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados segue em evolução positiva, **alcançando uma média de 92,0% no 2T25**, um aumento de 5,7 p.p. comparado ao mesmo trimestre de 2024 e de 2,1 p.p. comparado ao 1T25. Em junho, a disponibilidade atingiu 92,8%.
- **Captura de sinergias:** os ganhos com **sinergias recorrentes em PMSO representaram uma economia de R\$ 54,5 milhões no 2T25**, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas previamente. Desde o 4T24, as **sinergias acumuladas já totalizam R\$ 154 milhões**.
- **Conclusão do processo de liability management:** em julho de 2025, a CESP anunciou sua 14ª emissão de debêntures no valor **R\$ 2,1 bilhões, com prazo de 7 anos, custo CDI+0,62% a.a.** e a Auren Participações anunciou sua 3ª emissão de debêntures de infraestrutura no valor de **R\$ 1,15 bilhão, com prazo de 12 anos, custo de NTN-B -0,41% a.a.** Os recursos serão utilizados para (i) a liquidação antecipada e integral da parcela remanescente do *acquisition finance* (R\$ 2,2 bilhões) e da 10ª Emissão da Auren Participações (R\$ 750 milhões) com custo financeiro mais elevado; e (ii) para a construção de Cajuína 3.

**Forte Geração de Energia:** no 2T25, a produção de energia dos ativos próprios foi de 3,2 GW médios<sup>(1)</sup>, 15,3% superior ao mesmo período de 2024. Destaque para ativos eólicos que geraram **1,3 GW médios<sup>(1)</sup>**, 12,5% superior ao mesmo período de 2024 e **equivalente a 102,1% da certificação de geração no percentil 90 (P90)** e 93,5% do percentil 50 (P50). Este é o segundo trimestre consecutivo em que a Companhia produz energia acima do P90 (100,8% no 1T25 e 102,1% no 2T25). A geração potencial registrada no 2T25, desconsiderando o *curtailment*, correspondeu a 103,4% do P50.

**Liderança em Comercialização:** baseada em **estratégia de otimização do lastro** disponível com a integração dos ativos da AES Brasil, a Comercializadora celebrou, entre junho e julho 2025, acordos que permitirão a venda de aproximadamente **200 MW médios de energia** com preço médio de venda **superior a R\$ 220/MWh** e **prazo médio de 15 anos**.

**Resultados Recordes:** a Auren registrou o maior EBITDA Ajustado de sua história no semestre, alcançando **R\$ 2,2 bilhões**, sendo R\$ 981 milhões no 2T25, **crescimento de 40% em relação ao resultado combinado das empresas no mesmo semestre do ano anterior**. A alavancagem alcançou **4,8x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado** dos últimos 12 meses, uma redução de 0,2x comparado com o 1T25.

**Implementação da Estratégia de Imunização do Passivo Previdenciário:** a Companhia realizou a imunização do plano de previdência da CESP (VIVEST), **alinhando a rentabilidade e os vencimentos dos ativos aos compromissos futuros**, aproveitando o cenário atual de juros. Entre os benefícios da estratégia, destacam-se a **redução do déficit atuarial em até R\$ 693 milhões, da necessidade de aportes** pela Companhia e **da volatilidade dos resultados** com a marcação da carteira na curva. Mais informações na seção Plano de Pensão – VIVEST, em [Outras Informações Relevantes](#).

<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.

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

### Destaques Operacionais

Geração (MW médios)	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
Hidro	1.785	1.534	16,3%	2.179	1.813	20,2%
Eólica <sup>(1)</sup>	1.279	1.137	12,5%	1.138	921	23,6%
Solar <sup>(1)</sup>	144	112	28,8%	175	102	71,6%
<b>Total Próprios</b>	<b>3.208</b>	<b>2.783</b>	<b>15,3%</b>	<b>3.491</b>	<b>2.836</b>	<b>23,1%</b>
Participações <sup>(2)</sup>	162	369	-56,0%	193	384	-49,7%
<b>Total Próprios e Participações</b>	<b>3.370</b>	<b>3.152</b>	<b>6,9%</b>	<b>3.684</b>	<b>3.220</b>	<b>14,4%</b>

Disponibilidade Média Fonte Eólica	2T25	2T24 proforma	Var. (p.p.)	6M25	6M24 proforma	Var. (p.p.)
Portfólio Consolidado	93,5%	89,2%	4,3	92,8%	86,2%	6,5
Ativos Incorporados	92,0%	86,3%	5,7	91,0%	81,9%	9,1

### Destaques Financeiros

R\$ milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.	UDM 2T25
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.885,5</b>	<b>2.307,9</b>	<b>25,0%</b>	<b>5.837,8</b>	<b>4.517,2</b>	<b>29,2%</b>	<b>12.571,0</b>
Geração	1.596,8	1.363,8	17,1%	3.217,8	2.690,0	19,6%	6.616,4
Comercialização	1.894,2	1.231,0	53,9%	3.682,0	2.436,4	51,1%	8.325,3
Eliminações	(605,4)	(287,0)	111,0%	(1.061,9)	(609,2)	74,3%	(2.370,3)
<b>EBITDA Ajustado<sup>(3)</sup></b>	<b>980,6</b>	<b>830,4</b>	<b>18,1%</b>	<b>2.185,9</b>	<b>1.557,9</b>	<b>40,3%</b>	<b>3.937,9</b>
Geração	955,1	758,9	25,9%	2.025,2	1.472,1	37,6%	3.791,5
Comercialização	54,1	100,5	-46,2%	218,7	152,3	43,6%	268,5
Holding e Pipeline	(28,5)	(29,0)	-1,7%	(57,9)	(66,4)	-12,8%	(122,1)
Margem EBITDA Ajustada	34,0%	36,0%	-2,0 p.p.	37,4%	34,5%	2,9 p.p.	31,3%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(562,9)</b>	<b>(17,6)</b>	<b>n.a.</b>	<b>(508,9)</b>	<b>133,7</b>	<b>n.a.</b>	<b>(675,2)</b>
<b>Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida</b>	<b>373,7</b>	<b>641,9</b>	<b>-41,8%</b>	<b>877,4</b>	<b>902,6</b>	<b>-2,8%</b>	<b>2.713,8</b>
Índice de Conversão de Caixa	38,1%	77,3%	-39,2 p.p.	40,1%	57,9%	-17,8 p.p.	68,9%
Dívida Líquida	18.748,2	12.882,0	45,5%	18.748,2	12.882,0	45,5%	18.748,2
<b>Alavancagem</b>	<b>4,8x</b>	<b>3,7x</b>	<b>+1,1x</b>	<b>4,8x</b>	<b>3,7x</b>	<b>+1,1x</b>	<b>4,8x</b>

**Importante:** A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de junho 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil Energia S.A. e da Companhia desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de junho de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

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

<sup>(2)</sup> A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre trimestres deve-se a geração extraordinária no 1S24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

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

## Carta da Administração

A Auren segue focada em suas prioridades estratégicas: a conclusão do processo de integração da aquisição da AES Brasil em 2025 e o avanço da desalavancagem da Companhia. No segundo trimestre de 2025, alcançamos marcos relevantes em ambas as frentes. Anunciamos o início da última etapa da integração da Companhia combinada, um passo decisivo rumo à conclusão do processo até dezembro de 2025, conforme o plano detalhado de integração estruturado desde o anúncio da aquisição da AES Brasil e que vem sendo executado com sucesso. Alcançamos uma alavancagem de 4,8x (Dívida Líquida/EBITDA) no 2T25, uma redução de 0,9x desde a conclusão da aquisição, e anunciamos a finalização do *liability management* associado à aquisição.

Na frente de integração, a Companhia alcançou a marca de descomissionamento de 85% dos sistemas advindos da AES Brasil, realizou a integração do Centro de Operações em Bauru e finalizou a unificação do sistema de gestão de performance dos ativos incorporados. No início de agosto, a Companhia executou a integração do Centro de Serviços Compartilhados em Curitiba, na estrutura que atende as empresas do portfólio da Votorantim, e o *go-live* do SAP unificado foi realizado sem intercorrências, reforçando o compromisso da Companhia em concluir de forma eficiente o processo de integração até o final de 2025. Os próximos passos para a conclusão da integração incluem o descomissionamento dos últimos sistemas, a captura das sinergias remanescentes e a melhoria contínua da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados.

A captura de sinergias de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros) atingiu o patamar de R\$ 54,5 milhões no 2T25, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas previamente e em montante similar ao apresentado nos dois trimestres anteriores. Ao considerar as sinergias capturadas desde a conclusão da aquisição da AES Brasil ocorrida em 31 de outubro de 2024, esse valor já totaliza R\$ 154 milhões.

A melhora da performance dos ativos eólicos incorporados com a aquisição tem sido uma realização importante do processo de integração, com a disponibilidade dos parques alcançando 92,8% em junho de 2025. No 2T25, tivemos um aumento da disponibilidade em 5,7 p.p. comparado ao 2T24 e de 2,1 p.p. comparado ao 1T25, totalizando, em média, 92,0%, com destaque para os parques eólicos de Cajuína, Tucano e Mandacaru. Como resultado do plano de investimento e otimização do O&M, o parque eólico de Cajuína, atingiu o patamar de 96,8% em junho de 2025, frente a uma disponibilidade de 76,6% em maio de 2024 – quando anunciamos a aquisição a Companhia – um crescimento de 20,2 p.p. As ações implementadas incluem o estabelecimento de gestão ativa da disponibilidade e performance com monitoramento em tempo real e rotina de gestão contratual junto ao fabricante, promovendo uma alta aderência da produção de energia à curva de potência conforme especificação técnica do equipamento.

Em Tucano e Mandacaru, a atuação da Auren foi focada na correção de falhas nos equipamentos identificadas durante a fase de diligência. Em Tucano foram realizadas paradas desde o D1 para inspeção e manutenções corretivas e, ao longo do 2T25, foram encerrados os reparos em grandes componentes, resultando numa disponibilidade de 86,8% no 2T25 vs. 72,9% no 2T24, um acréscimo de 13,9 p.p. Em Mandacaru, foram realizadas manutenções de grandes componentes, com o início do retorno das máquinas em abril de 2025 e previsão de conclusão em setembro de 2025. A disponibilidade do parque atingiu o patamar de 75,0% em junho de 2025, 12,8 p.p. acima da disponibilidade de 62,2% apurada em março de 2025.

Em agosto de 2025, a Auren finalizará seu plano de *Liability Management* associado à aquisição da AES Brasil, que envolveu a emissão de R\$ 14 bilhões de dívidas desde a aquisição e gerou uma criação de valor medida através do Valor Presente Líquido (VPL) superior a R\$ 300 milhões<sup>(1)</sup>. Em julho de 2025, a CESP anunciou sua 14ª emissão de debêntures no valor de R\$ 2,1 bilhões, com prazo de 7 anos, ao custo de CDI+0,62% a.a. e a Auren Participações anunciou sua 3ª emissão de debêntures de infraestrutura no valor de R\$ 1,15 bilhão, com prazo de 12 anos, ao custo de NTN-B 2035-0,41% a.a. e que será convertida para CDI após operação de *swap* na data da precificação. Os recursos das duas emissões serão utilizados para o pré-pagamento antecipado e integral do empréstimo ponte obtido para a aquisição da AES Brasil, no montante de R\$ 2,2 bilhões, e da 10ª Emissão da Auren Operações, no montante de R\$ 750 milhões. O montante remanescente dos recursos captados será acrescido de parcela do caixa da Companhia e utilizado para o financiamento da construção de Cajuína 3. Essas emissões consolidam nossa posição entre os emissores de menor custo de captação no mercado de capitais brasileiro.

Adicionalmente, a Companhia estruturou um financiamento de R\$ 200 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES), utilizando recursos do Fundo Clima, a um custo de aproximadamente IPCA+3,0% a.a. e prazo de 24 anos, concluindo o financiamento do complexo eólico Cajuína. As novas captações permitem à Auren reduzir seu custo financeiro e alongar o prazo médio da dívida consolidada da Companhia.

Entre os meses de junho e julho, a Comercializadora celebrou um volume recorde de novos acordos que permitirão a venda de contratos de autoprodução, representando um volume de aproximadamente 200 MW médios, com um preço médio superior a R\$ 220/MWh e prazo médio de 15 anos, assegurando um elevado nível de contratação de seus ativos. A celebração de um volume recorde de autoprodução demonstra a agilidade e competência da comercializadora em se adaptar a novos cenários de mercado, otimizando o lastro disponível.

<sup>(1)</sup> Valor Presente Líquido equivalente ao diferencial de taxa das novas dívidas e das dívidas que foram repagas.

Analisando os resultados do trimestre, no 2T25, a produção de energia dos ativos próprios foi de 3,2 GW médios<sup>(1)</sup>, 15,3% superior ao mesmo período de 2024. No semestre, a geração totalizou 3,5 GW médios<sup>(1)</sup>, 23,1% acima do 6M24. Vale o destaque para a geração de energia dos ativos eólicos, cuja produção<sup>(1)</sup> atingiu 1.279 MW médios no 2T25, 12,5% superior ao mesmo período de 2024. Mesmo com o cenário desafiador imposto pelos cortes de geração (*curtailment*), este é o segundo trimestre consecutivo em que a Companhia produz energia acima do percentil 90 (P90) da curva de certificação de produção dos ativos (100,8% no 1T25 e 102,1% no 2T25), totalizando 101,5% no semestre. Ao analisar a geração potencial, desconsiderando-se o impacto do *curtailment*, a geração totalizaria 1.414 MW médios ou 103,4% do percentil 50 (P50) no 2T25, demonstrando a qualidade do recurso eólico e a resiliência dos ativos da Companhia.

O EBITDA Ajustado atingiu R\$ 981 milhões no 2T25, um crescimento de 18% em relação a igual período do ano anterior. Somado ao EBITDA Ajustado de R\$ 1,2 bilhão alcançado no 1T25, a Companhia apresentou um EBITDA Ajustado recorde de R\$ 2,2 bilhão no semestre, um crescimento de 40% em relação a igual período de 2024. Analisando-se os últimos 12 meses, o EBITDA Ajustado proforma é de R\$ 3,9 bilhões. A alavancagem atingiu 4,8x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses em junho de 2025, uma redução de 0,2x em relação ao 1T25, mostrando a capacidade de desalavancagem da Companhia.

O segundo trimestre foi marcado por uma queda significativa na demanda do SIN, que ficou em 77 GW médios, representando uma redução de 5,5% em relação ao valor previsto para o trimestre<sup>(2)</sup> e de 2,6% na comparação com o mesmo período de 2024. A principal causa dessa retração foi a ocorrência de temperaturas mais baixas ao longo do período. Essa menor demanda, combinada com uma precipitação abaixo da média, resultou em um GSF de 95% (vs. 99% no 2T24). A queda na carga também levou a maiores restrições de geração (*curtailment*), que atingiram 2,7 GW médios nas fontes eólica e solar, um aumento de 8% em relação ao 1T25. Esse impacto, conforme mencionado acima, foi parcialmente compensado pelos bons recursos eólicos observados no período. A combinação desses fatores com aperfeiçoamentos técnicos nos modelos de formação de preços trouxe maior volatilidade ao mercado, o que possibilitou à Companhia capturar aproximadamente R\$ 40 milhões em ganhos com modulação horária, mitigando parcialmente os efeitos negativos enfrentados no trimestre.

Seguindo nossa estratégia de buscar ângulos para criação de valor, a Companhia realizou, ao longo do semestre, a imunização do Plano de Previdência (VIVEST) da CESP, com a alteração dos investimentos dos ativos previdenciários, alinhando sua rentabilidade e os vencimentos dos ativos aos compromissos futuros. Essa imunização gerará uma redução importante do passivo previdenciário da Companhia, estimada em até R\$ 693 milhões, além de uma redução estimada em até R\$ 36 milhões nos desembolsos anuais da Auren referente às contribuições extraordinárias, aumentando a estabilidade e sustentabilidade financeira de longo prazo do plano.

A Auren mantém o compromisso de continuamente buscar iniciativas que propiciem criação de valor para a Companhia, com destaque para a gestão estratégica e eficiente do passivo, fortalecendo nossa estrutura financeira e potencializando a geração de resultados.

Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos clientes, colaboradores, acionistas e parceiros. Seguimos comprometidos com a criação de valor sustentável e a consolidação da nossa posição de liderança no setor elétrico brasileiro.

**Fabio Zanfelice**  
Diretor Presidente

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

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

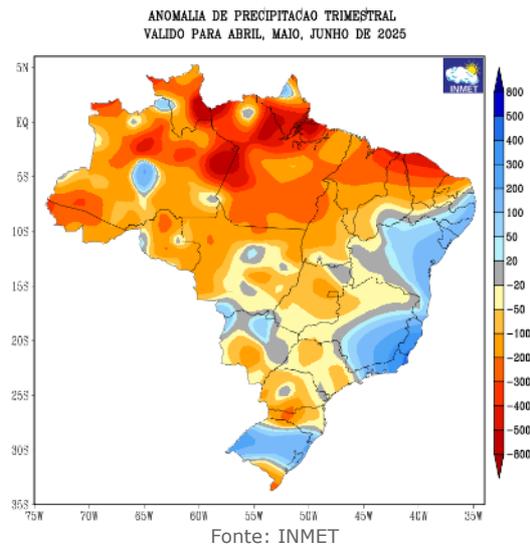
<sup>(2)</sup> Fonte: Projeções do Planejamento Anual da Operação Energética 2025-2029 do ONS.

## Mercado de Energia

O segundo trimestre iniciou com precipitação abaixo da média climatológica na região Sul, registrando valores de Energia Natural Afluente (ENA) abaixo da Média de Longo Termo (MLT) em abril e maio, compensados por volumes acima da média em junho, resultando em uma ENA de 101% da MLT no 2T25.

No Sudeste/Centro-Oeste, onde o período de abril a junho é marcado pelo início do período seco e redução natural da precipitação, a chuva ocorreu de forma esparsa, atingindo 84% da MLT. A mesma condição foi observada nas regiões Norte (71% da MLT) e Nordeste do país (38% da MLT), com precipitação abaixo da média. A exceção foi o litoral do Nordeste, onde chuvas abundantes foram verificadas em maio e junho.

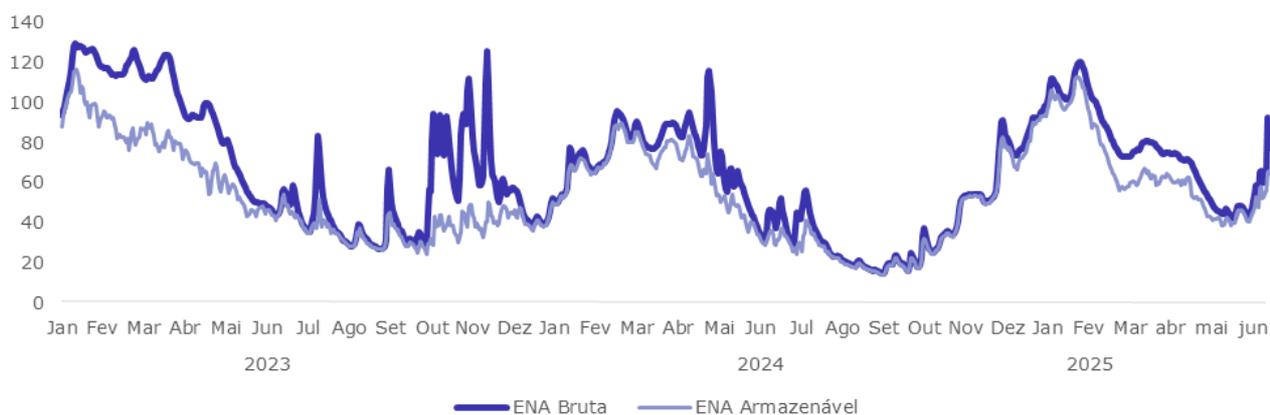
| **Figura 1 | Anomalia de Precipitação no 2T25**



Embora a ENA do SIN observada em abril e maio tenha ficado abaixo da MLT, em 75% e 71%, respectivamente, o mês de junho apresentou uma recuperação significativa, com 92% da MLT. Isso ocorreu principalmente pelo aumento da precipitação no Sul do país, onde junho fechou com 174% da MLT, contrastando com os 40% da MLT verificados em maio.

Do ponto de vista da ENA Bruta, que representa toda a energia potencial das vazões naturais que afluem às usinas hidrelétricas, o valor médio foi de 78% da MLT no 2T25. Isso representa uma queda de 7 p.p. em relação ao mesmo período de 2024. Já a ENA Armazenável, que corresponde à parcela da ENA que pode de fato ser armazenada nos reservatórios, registrou média de 66% da MLT no trimestre, 3 p.p. abaixo do registrado no segundo trimestre do ano anterior.

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

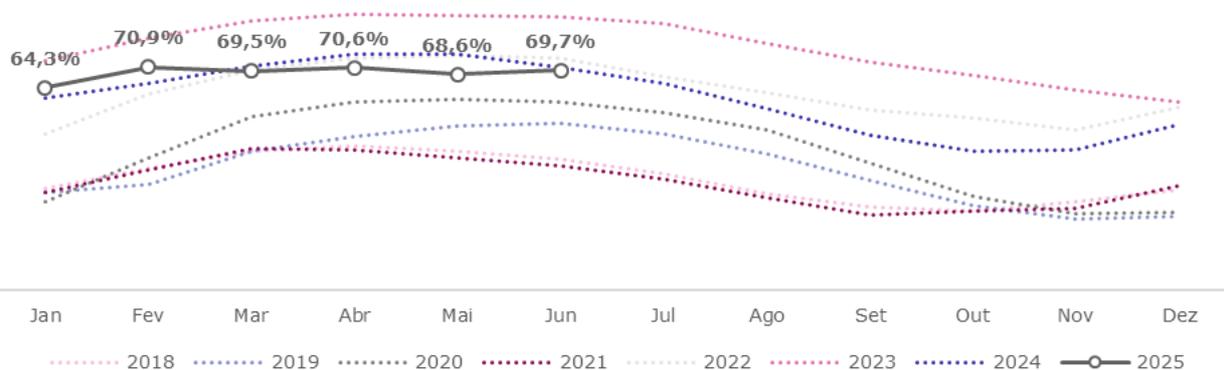


ENA BRUTA/MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	6M
<b>2023</b>	116%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	102%	165%	153%	65%	<b>89%</b>	<b>98%</b>
<b>2024</b>	59%	66%	71%	86%	95%	72%	85%	57%	50%	64%	97%	101%	<b>85%</b>	<b>73%</b>
<b>2025</b>	98%	90%	66%	75%	71%	92%	-	-	-	-	-	-	<b>78%</b>	<b>81%</b>

Fonte: ONS

Com relação à evolução do nível dos reservatórios, o armazenamento se manteve estável no segundo trimestre de 2025, próximo aos 70% da capacidade máxima. Esse comportamento é condizente com o padrão típico para o período. No entanto, neste ano, a trajetória de estabilidade teve início em março, de forma antecipada em comparação a anos anteriores, reflexo de uma condição hidrológica consideravelmente abaixo da média somado à adoção do Newave Híbrido e os novos parâmetros de aversão ao risco, que tendem a evitar o esvaziamento acentuado dos reservatórios. Destaca-se a situação da região Sul do Brasil, principal responsável por essa condição hidrológica adversa. O Reservatório Equivalente (REE) da região atingiu 27% em maio, valor inferior ao volume mínimo operativo da região (30%). Essa situação motivou despacho térmico fora da ordem de mérito de usinas na região Sul entre o final de maio e início de junho, com o objetivo de reduzir o ritmo de deplecionamento dos reservatórios. Ao longo de junho, houve uma mudança nas condições hidrológicas e, diante de episódios de chuva intensa sobre o Sul, o nível dos reservatórios do SIN no final do mês apresentou uma elevação em relação ao fim de maio. Com isso, o armazenamento registrado ao final do 2T25 foi 15 p.p. acima da média dos últimos dez anos e cerca de 1 p.p. abaixo do ano de 2024.

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



Fonte: ONS

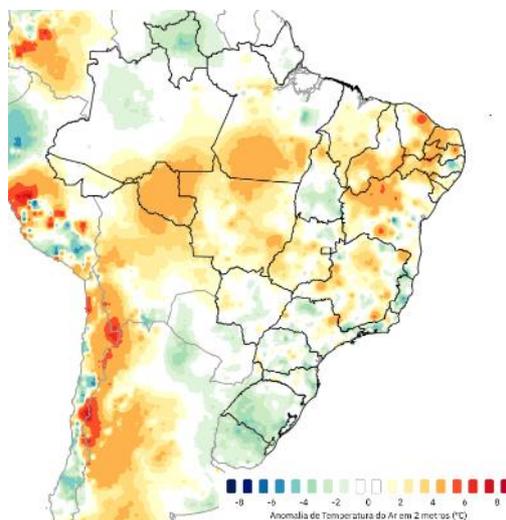
No 2T25, observou-se uma mudança considerável no padrão térmico da atmosfera. Enquanto o 1T25 foi marcado por temperaturas acima da média climatológica de forma generalizada nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, o 2T25 registrou sucessivas frente frias nessas regiões, resultando em um outono com temperaturas variando entre a média histórica e o ligeiramente abaixo da média histórica. Esse comportamento contrasta significativamente com o observado no ano anterior, quando o 2T24 apresentou anomalias positivas em grande parte do país.

As temperaturas mais baixas causaram um impacto relevante na demanda do SIN. No 2T25, a carga global média ficou

em 77 GW médios, o que representa uma redução de 5,5% em relação ao valor previsto para o trimestre, segundo as projeções do Planejamento Anual da Operação Energética 2025-2029 do ONS. Na comparação com o mesmo período de 2024, a carga apresentou uma queda de 2,6%.

A amplitude da variabilidade técnica entre o 1T25 e o 2T25 foi de 11%, em contraste com os 4% observados entre os mesmos trimestres de 2024. Esse foi o maior nível de variabilidade entre trimestres registrado nos últimos cinco anos.

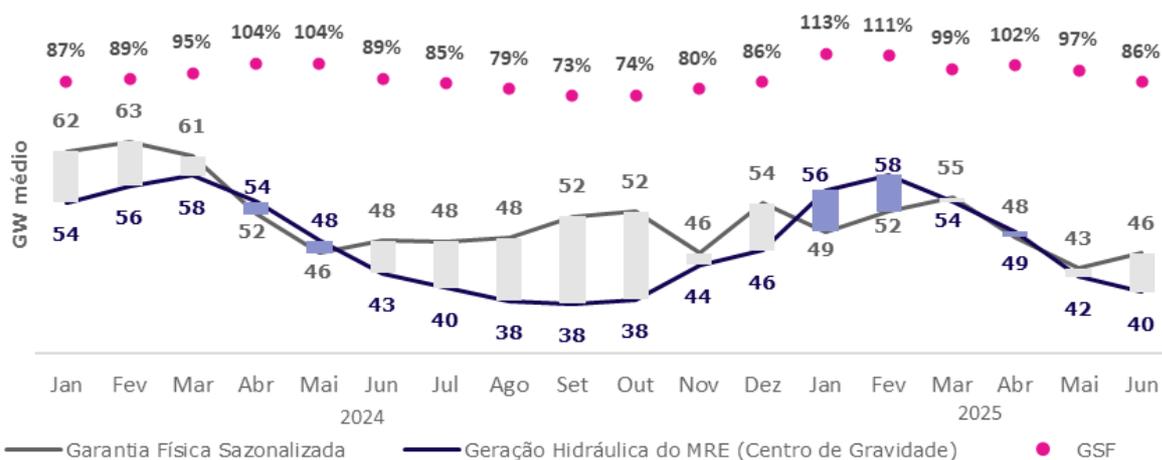
**| Figura 2 | Anomalia de Temperatura Média do Ar no 2T25**



Fonte: SAMet/Tempo OK

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia, ou GSF, do termo em inglês *Generation Scaling Factor*), de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, o valor médio observado foi de 95% no 2T25, ante 99% no 2T24. A redução do valor se deve principalmente ao fraco desempenho da ENA observada e à redução da demanda no período. Do ponto de vista de geração hidrelétrica total do MRE, o 2T25 registrou diminuição de 5 GW médios comparado ao mesmo período do 2T24.

**| Gráfico 3 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)**



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	6M
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	94%	98%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	74%	80%	86%	99%	94%
2025	113%	111%	99%	102%	97%	86%	-	-	-	-	-	-	95%	101%

Fonte: CCEE

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 216/MWh no trimestre ante um valor médio de R\$ 63/MWh no 2T24. A alta de preços no período foi impulsionada principalmente

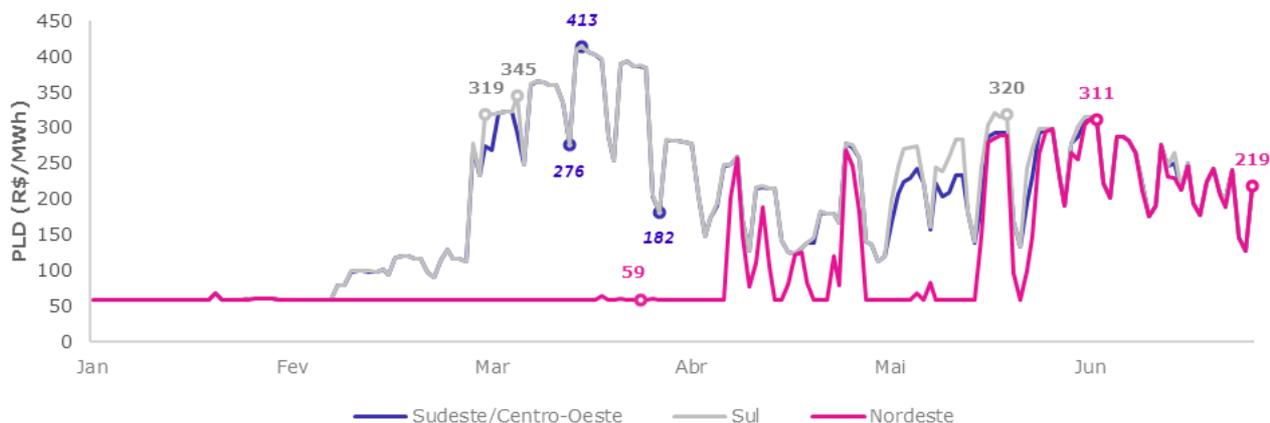
pelas condições hidrológicas desfavoráveis e por aperfeiçoamentos técnicos realizados nos modelos de formação do preço de energia, tal como a representação individualizada das usinas hidrelétricas no modelo Newave e novos parâmetros operativos de aversão a risco, que resultaram em três principais impactos: (i) antecipação do despacho térmico em condições hidrológicas adversas; (ii) aumento do PLD; e (iii) aumento da volatilidade dos preços de mercado.

A elevação do PLD no trimestre, mesmo diante de um período úmido do SIN similar ao mesmo período do ano passado, evidencia o impacto dos novos parâmetros do modelo. Em 2024, a ENA observada durante o período úmido (outubro de 2023 a março e de 2024) foi de 83% MLT, enquanto o valor registrado em 2025 foi de 86% MLT, indicando uma performance hidrológica semelhante. Em termos de armazenamento, ambos os anos iniciaram abril com os níveis próximos de 70%. Apesar dessas condições iniciais equivalentes, o PLD permaneceu no piso regulatório durante o 2T24, enquanto registrou preços mais elevados em todos os submercados no 2T25.

O 2T25 foi marcado por eventos de descolamento de preços entre as regiões, principalmente entre os subsistemas S/SE em relação aos subsistemas N/NE até o final de maio. Tipicamente, esse período é caracterizado por grande oferta de energia hidrelétrica localizada na região Norte que, somada à oferta de geração eólica e solar instalada na região Nordeste, atinge os limites de escoamento do sistema de transmissão para transferência do excedente energético daquelas regiões para o Sudeste. No trimestre, o submercado Nordeste apresentou um PLD médio de R\$ 154/MWh enquanto o submercado Sudeste/Centro-Oeste registrou um PLD médio de R\$ 216/MWh, resultando em uma diferença de preços de R\$ 62/MWh entre as duas regiões.

Destaca-se também o descolamento de preço observado no submercado Sul em relação ao Sudeste/Centro-Oeste, especialmente durante o mês de maio. Essa condição decorre de um somatório de fatores, incluindo o nível crítico dos reservatórios na região Sul e a redução do limite de intercâmbio do submercado Sudeste/Centro-Oeste para o submercado Sul, motivada principalmente por manutenção no sistema de transmissão. No trimestre, o submercado Sul apresentou um PLD médio de R\$ 224/MWh, R\$ 8/MWh superior ao observado no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Após as chuvas mais intensas na região Sul em junho, os preços entre os submercados convergiram, eliminando a diferença observada no mês anterior.

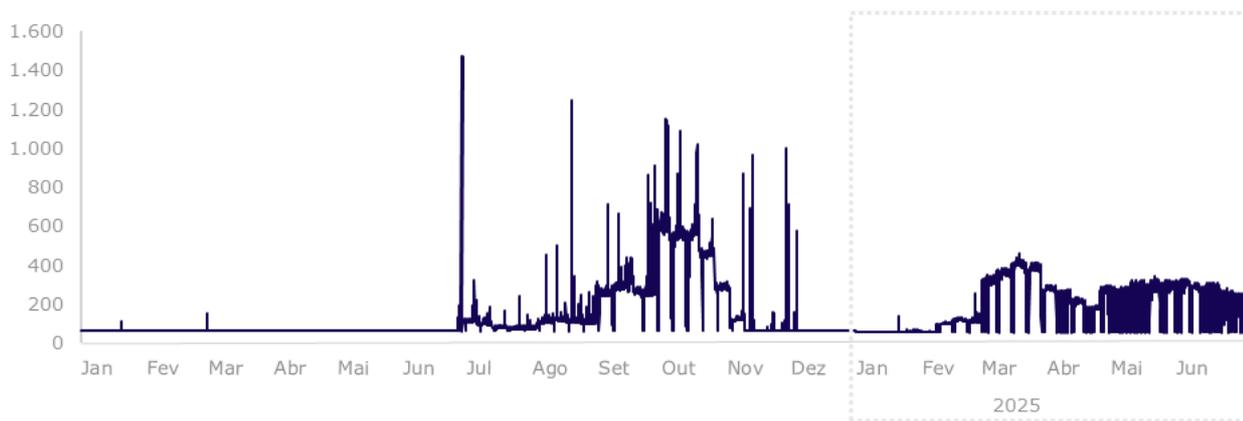
#### | Gráfico 4 | PLD Diário por Submercado (R\$/MWh)



Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo das horas do dia, conforme mostrado no Gráfico 5, o 2T25 apresentou maior variação de preços em comparação ao mesmo período de 2024, quando o PLD permaneceu no piso regulatório em quase todas as horas do trimestre, exceto ao final do mês de junho. A volatilidade dos preços no primeiro semestre de 2025 foi de 62%, ante 36% no primeiro semestre de 2024, sendo 3% de janeiro a maio e 87% no pico de preços em junho de 2024.

**| Gráfico 5 | PLD Horário do Submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)**



PLD Médio	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	6M
<b>2023</b>	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	80,4	74,8	84,4	74,1	<b>69,0</b>	<b>69,0</b>
<b>2024</b>	61,1	61,2	61,1	61,1	61,1	66,4	87,1	118,8	307,6	480,8	103,5	64,8	<b>62,8</b>	<b>62,0</b>
<b>2025</b>	59,2	93,7	327,3	202,2	212,6	234,7	-	-	-	-	-	-	<b>216,4</b>	<b>189,5</b>

Fonte: CCEE

Por fim, segundo dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o 2T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) – desconsiderando os eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passíveis de ressarcimento – da ordem de 10,4% (1,5 GW médios) para a fonte eólica e 20,8% (0,9 GW médios) para a fonte solar. Quando observados os totais dos cortes, os dados foram da ordem de 11,7% (1,7 GW médios) para a fonte eólica e 22,3% (1,0 GW médios) para a fonte solar, ambos valores médios considerando a produção total do SIN para cada uma das fontes.

Em contraste ao observado no 1T25, quando a maior parte da restrição de geração foi atribuída à Indisponibilidade Externa, no 2T25, a maior parcela dos cortes deu-se por Razão Energética, em especial durante os meses de maio e junho. Essa condição esteve diretamente associada à redução da demanda verificada durante o trimestre, decorrente da queda das temperaturas e da permanência de recurso eólico em patamares acima da média histórica para o período no Nordeste. Em maio, mês em que houve o maior montante de cortes na fonte eólica por Razão Energética, o fator de capacidade médio potencial (que considera a geração efetiva somada ao *curtailment* observado) dos parques instalados na região Nordeste ficou em 54%, 11 p.p. acima do registrado em maio de 2024, enquanto a carga performou 2,8 GW médios (3,5%) abaixo no mesmo período.

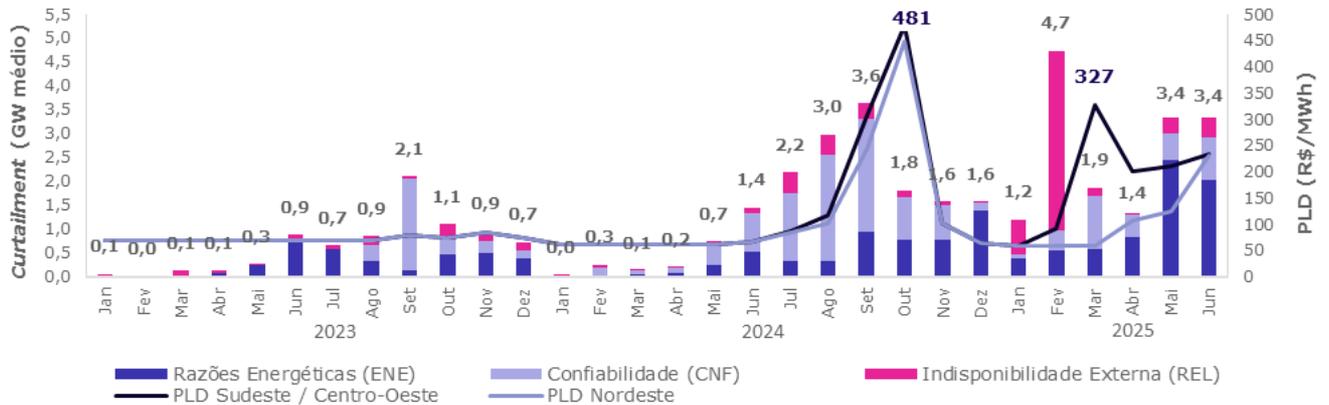
**| Gráfico 6 | Participação percentual dos cortes por motivo (% Total)**



■ Razões Energéticas (ENE - % Total) ■ Confiabilidade (CNF - % Total) ■ Indisponibilidade Externa (REL - % Total) ● Total (GWm)

Outro fator importante foi a maior participação da geração solar no atendimento à carga durante o 2T25 quando comparado ao 2T24. Enquanto a geração média da fonte solar foi de 7,2 GW médios no segundo trimestre de 2024 (o que corresponde a 9% da carga média do período), em 2025, essa fonte gerou 9,2 GW médios, sendo responsável por 12% do atendimento à carga.

**| Gráfico 7 | Curtailment Eólico e Solar (GW médio) e PLD (R\$/MWh)**



Fonte: ONS/CCEE

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

## Desempenho por Unidade de Negócio

### Geração

Em junho de 2025, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.798 MW, dos quais 4.746 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.176 MW correspondem à fonte eólica e 876 MWac correspondem à fonte solar. Ao longo deste capítulo, a Companhia apresenta o Balanço Energético do segmento de geração, seu desempenho operacional e respectivos resultados financeiros.

### Balanço Energético do Segmento de Geração

A Tabela 2 apresenta o Balanço Energético de Geração da Companhia, além de informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) discriminados em fonte convencional e fonte incentivada. Atualmente, os ativos com contratos no ACR incluem a UHE Porto Primavera, os complexos eólicos Ventos do Piauí I, Ventos do Araripe I, Ventos do Araripe III, Alto Sertão II, Ventus, Mandacaru, Salinas, Cassino e Caetés, além dos complexos solares Guaimbê, Boa Hora e Água Vermelha. O detalhamento dos contratos de vendas no ACR, bem como maiores detalhes sobre os ativos, podem ser acessados em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

A estratégia de comercialização da Auren resulta em um portfólio com alto nível de contratação de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual no médio e longo prazo. Nesse sentido, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 94% do portfólio consolidado, 95% em 2026 e 86% em 2027. Esses valores correspondem à garantia física total dos ativos próprios, descontadas as perdas da rede básica e o fator de ajuste do MRE (GSF) apenas para o período já realizado (6M25). Nos demais períodos, os valores são brutos de GSF e *curtailment*. No segmento de geração, a Companhia adquire energia de terceiros visando a gestão do portfólio com a variação de geração, atendendo vendas de energia dos ativos de geração, exposições ao MRE e possíveis compensações associadas ao *curtailment*.

Adicionalmente, os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) no ano.

As principais variações no Balanço Energético do 2T25 são:

- O recurso proveniente do Parque Eólico de Cajuína 3 (63 MW médios), atualmente em construção, a partir de janeiro de 2027.

Em 23 de maio de 2025, a Companhia celebrou um acordo vinculante para venda de participação em ativos de autoprodução de energia com a Companhia Brasileira de Alumínio – CBA para venda da energia de Cajuína 3, no volume de 55 MW médios, com preços baseados na variação do dólar e com prazo de suprimento de 15 anos após o início da operação do projeto. O contrato de venda de energia será registrado no balanço energético quando ocorrer o *closing* da operação, previsto para o segundo semestre de 2025.

- Contratos *intercompany* de venda da energia do portfólio de geração para o portfólio da Comercializadora, que totalizam aproximadamente 17 MW médios em 2026 e 100 MW médios para o período de 2027 a 2029.
- A transferência de um contrato de venda de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o segmento de comercialização. No 4T24, a Auren Comercializadora já havia realizado o *hedge* integral do contrato para evitar exposição cambial. O objetivo da transferência foi a alocação do contrato de venda de energia de longo prazo e do *hedge* no mesmo veículo.

Para viabilizar a cessão, foi celebrado um contrato *intercompany* entre a Auren Operações e a Comercializadora a preços de mercado. Desse modo, a transação descrita acima impactou positivamente os preços dos contratos ACL das hidrelétricas no curto prazo – devido aos preços de mercado mais elevados de 2025 a 2028 – tendo como contrapartida a diminuição da margem da Comercializadora na mesma magnitude, conforme descrito no [Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren](#), sem impacto relevante na margem consolidada da Companhia. Para ilustrar, o preço médio de venda dos contratos ACL das hidrelétricas tiveram um aumento de R\$ 5,5/MWh em 2025, totalizando um impacto positivo de aproximadamente R\$ 100 milhões no ano.

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

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Recursos Próprios (A)</b>	<b>3.702</b>	<b>3.715</b>	<b>3.776</b>	<b>3.776</b>	<b>3.776</b>	<b>3.776</b>
Garantia Física Hidrelétrica <sup>(1)</sup>	2.014	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027
Garantia Física Eólica <sup>(2)(5)</sup>	1.455	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar	233	233	233	233	233	233
<b>Compras para revenda (B)</b>	<b>970</b>	<b>595</b>	<b>498</b>	<b>470</b>	<b>386</b>	<b>386</b>
Convencional	425	137	119	91	6	6
Incentivada	545	459	379	379	380	380
<b>Recursos Totais (C = A+B)</b>	<b>4.672</b>	<b>4.311</b>	<b>4.274</b>	<b>4.246</b>	<b>4.162</b>	<b>4.162</b>
<b>Vendas no ACR (D)</b>	<b>1.083</b>	<b>1.084</b>	<b>1.083</b>	<b>1.189</b>	<b>1.083</b>	<b>1.083</b>
Hidrelétrica	230	230	230	336	230	230
Eólica	788	788	788	788	788	788
Solar	65	65	65	65	65	65
<b>Vendas no ACL (E)</b>	<b>3.133</b>	<b>2.710</b>	<b>2.431</b>	<b>2.213</b>	<b>1.641</b>	<b>1.380</b>
Hidrelétrica <sup>(3)</sup>	2.299	2.008	1.745	1.528	956	695
Eólica	668	587	587	587	587	587
Solar	167	116	98	98	98	98
<b>Vendas Totais (F = D+E)</b>	<b>4.216</b>	<b>3.794</b>	<b>3.514</b>	<b>3.402</b>	<b>2.725</b>	<b>2.463</b>
<b>Balanço Geração (C - F)</b>	<b>456</b>	<b>516</b>	<b>760</b>	<b>844</b>	<b>1.437</b>	<b>1.699</b>
Convencional	354	258	466	462	1.030	1.279
Incentivada	102	259	295	382	407	419
<b>Preços (R\$/MWh)</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Preço Médio<sup>(3)</sup> de Venda</b>	<b>193</b>	<b>190</b>	<b>200</b>	<b>201</b>	<b>210</b>	<b>217</b>
<b>ACR</b>	265	273	273	271	273	273
Hidrelétrica	302	310	310	290	310	310
Eólica	248	256	256	256	256	256
Solar	339	350	350	350	350	350
<b>ACL</b>	<b>168</b>	<b>157</b>	<b>167</b>	<b>163</b>	<b>168</b>	<b>174</b>
Hidrelétrica	157	141	153	146	147	149
Eólica	196	204	205	203	199	200
Solar	208	199	191	190	190	190
<b>Preço Médio<sup>(4)</sup> de Compra</b>	<b>170</b>	<b>183</b>	<b>175</b>	<b>172</b>	<b>176</b>	<b>176</b>
Convencional	182	143	141	131	132	132
Incentivada	161	195	185	181	176	177

<sup>(1)</sup> Os valores consideram: (a) a Garantia Física (GF) dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até jun/25, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) que a exposição do 1º semestre de 2025 foi integralmente liquidada ao PLD; e (e) a garantia física sujeita a GSF é de 1.782, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera - em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,62/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, Data base: 01 de janeiro de 2025.

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

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

<sup>(4)</sup> Os valores considerados são líquidos de PIS e COFINS. Incluem a totalidade do ACR e ACL no preço médio de venda e apenas ACL no preço médio de compra para energia convencional e incentivada. Data base: 01 de julho de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,46 (BRL/USD).

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

## Desempenho Operacional da Geração

Nesta seção, a Auren apresenta seu desempenho operacional para as diferentes fontes que compõem o seu portfólio. As expectativas de produção são baseadas nas certificações de geração nos percentis 50 (P50) e 90 (P90) dos complexos eólicos e solares.

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

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Geração (MW médios)					
		2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
Hidrelétrica <sup>(1)</sup>	4.198	1.785	1.534	16,3%	2.179	1.813	20,2%
Eólica <sup>(2)</sup>	3.176	1.279	1.137	12,5%	1.138	921	23,6%
Solar <sup>(2)</sup>	876	144	112	28,8%	175	102	71,6%
<b>Total Próprios</b>	<b>8.251</b>	<b>3.208</b>	<b>2.783</b>	<b>15,3%</b>	<b>3.491</b>	<b>2.836</b>	<b>23,1%</b>
Participações <sup>(3)</sup>	548	162	369	-56,1%	193	384	-49,7%
<b>Total Próprios e Participações</b>	<b>8.798</b>	<b>3.370</b>	<b>3.152</b>	<b>6,9%</b>	<b>3.684</b>	<b>3.220</b>	<b>14,4%</b>

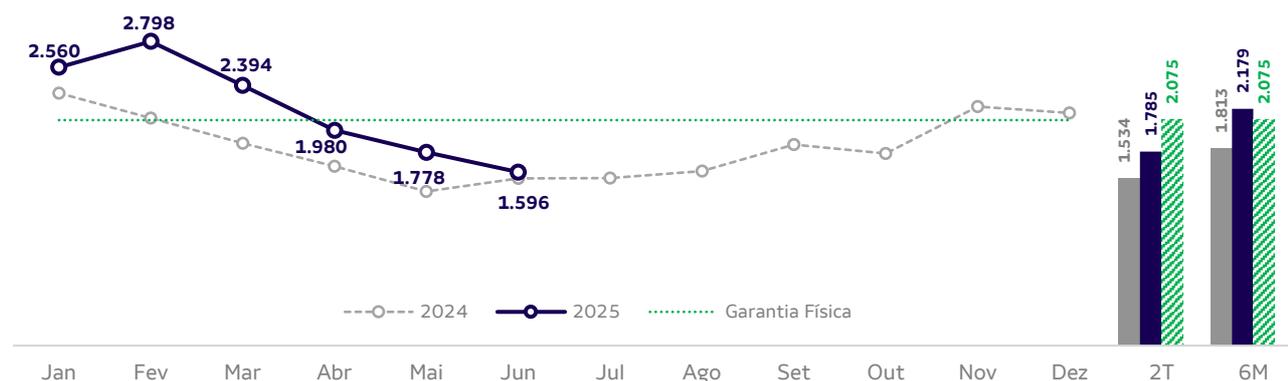
### Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren atingiu 1,8 GW médios no 2T25, 16,3% superior ao 2T24 (1,5 GW médios). Apesar do avanço, a produção de energia ficou 14,0% abaixo da garantia física no trimestre, refletindo a sazonalidade e condições hidrológicas menos favoráveis no período, com ENA equivalente a 78% da MLT, conforme demonstrado no Gráfico 1. Devido a esse cenário, em maio e junho, o ONS determinou a redução da vazão em determinados ativos hidrelétricos, como Porto Primavera, com o objetivo de preservar os níveis dos reservatórios da bacia do Rio Paraná — incluindo os rios Grande e Paranaíba — e assegurar a segurança eletroenergética do sistema durante a estiagem.

No semestre, a produção atingiu 2,2 GW médios, 20,2% superior ao mesmo período do ano passado devido à melhor afluência no primeiro trimestre de 2025 (84% no 1T25 versus 65% no 1T24), que permitiu manter o nível de armazenamento em patamar superior ao mesmo período de 2024, permitindo maior flexibilidade no despacho das usinas.

O gráfico abaixo mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

**| Gráfico 8 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)<sup>(4)</sup>**



Conforme demonstrado na Tabela 4, ao final do 2T25, o índice de disponibilidade verificada nas principais Usinas Hidrelétricas do portfólio – como Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava, que juntas representam 78% da capacidade hidrelétrica da Companhia – encontram-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional

<sup>(1)</sup> Não considera UHE Paraibuna.

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

<sup>(3)</sup> A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre trimestres deve-se a geração extraordinária no 1S24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração registrada no 1S25 foi em linha se comparado à registrada no 1S23, ambas em condições padrões de médias de precipitação no sul do Brasil. Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren.

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

de Energia Elétrica (ANEEL). Para as usinas cujos valores estão abaixo das referências, foi definida uma estratégia de revisão de manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade dos ativos à níveis adequados de disponibilidade.

**| Tabela 4 | Geração e Disponibilidade Verificada dos Ativos Hidrelétricos Próprios <sup>(1)</sup>**

Estado	Hidrelétrica	Cap. Instalada (MW)	Geração (MW médios)						% Garantia Física <sup>(2)</sup>	Disp. Verificada	Índice Ref. ANEEL
			2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.			
SP	UHE Porto Primavera	1.540,0	857,1	746,2	14,9%	959,3	831,2	15,4%	-3,4%	96,4%	92,3%
	UHE Água Vermelha	1.396,2	598,8	493,1	21,4%	716,6	595,4	20,4%	-13,8%	97,1%	93,9%
	UHE Nova Avanhandava	347,4	87,3	68,3	27,9%	138,0	91,9	50,2%	-30,4%	95,8%	94,8%
	UHE Promissão	264,0	64,8	54,9	17,8%	101,7	69,5	46,3%	-31,0%	90,8%	94,8%
	UHE Bariri	143,1	32,8	34,0	-3,6%	63,2	51,5	22,7%	-45,0%	91,8%	93,4%
	UHE Barra Bonita	140,8	28,5	24,9	14,3%	40,2	33,2	20,8%	-39,0%	87,7%	94,6%
	UHE Ibitinga	131,5	39,0	38,1	2,3%	68,0	57,8	17,7%	-41,6%	96,9%	93,8%
	UHE Euclides da Cunha	108,8	37,7	35,0	7,7%	42,8	40,2	6,4%	-20,1%	97,3%	94,6%
	UHE Caconde	80,4	24,7	26,5	-6,9%	31,0	26,5	16,6%	-24,1%	94,2%	94,6%
	UHE Limoeiro	32,0	10,8	10,3	5,2%	13,5	11,8	14,3%	-24,5%	95,9%	94,6%
<b>Total</b>		<b>4.184</b>	<b>1.781</b>	<b>1.531</b>	<b>16,3%</b>	<b>2.174</b>	<b>1.809</b>	<b>20,2%</b>	<b>-13,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Conforme apresentado na Tabela 5, o 2T25 foi marcado por aflúências superiores nas bacias do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação ao 2T24, com exceção do mês de abril. A Energia Natural Afluyente (ENA) acumulada no 2T25 foi 21% superior à observada no mesmo período do ano anterior. No 6M25, a ENA também registrou elevação significativa de 27% em relação ao mesmo período em 2024.

**| Tabela 5 | Evolução da Energia Natural Afluyente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste**

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MW médios)			ENA (% MLT) <sup>(3)</sup>	
	2025	2024	Var.	2025	2024
<b>Janeiro</b>	64.388	37.064	74%	98%	56%
<b>Fevereiro</b>	59.648	43.505	37%	84%	61%
<b>Março</b>	42.754	45.836	-7%	62%	66%
<b>Abril</b>	45.843	46.110	-1%	84%	84%
<b>Mai</b>	33.501	23.881	40%	84%	60%
<b>Junho</b>	27.093	18.221	49%	83%	56%
<b>Julho</b>	-	14.972	-	-	59%
<b>Agosto</b>	-	11.939	-	-	58%
<b>Setembro</b>	-	9.558	-	-	49%
<b>Outubro</b>	-	14.051	-	-	59%
<b>Novembro</b>	-	35.063	-	-	112%
<b>Dezembro</b>	-	46.589	-	-	97%
<b>2T</b>	<b>35.457</b>	<b>29.343</b>	<b>21%</b>	<b>84%</b>	<b>67%</b>
<b>1S</b>	<b>45.404</b>	<b>35.724</b>	<b>27%</b>	<b>82%</b>	<b>64%</b>

<sup>(1)</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

<sup>(2)</sup> Percentual da geração acima da garantia física do ativo.

<sup>(3)</sup> Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em ons.org.br - acesso em janeiro de 2025.

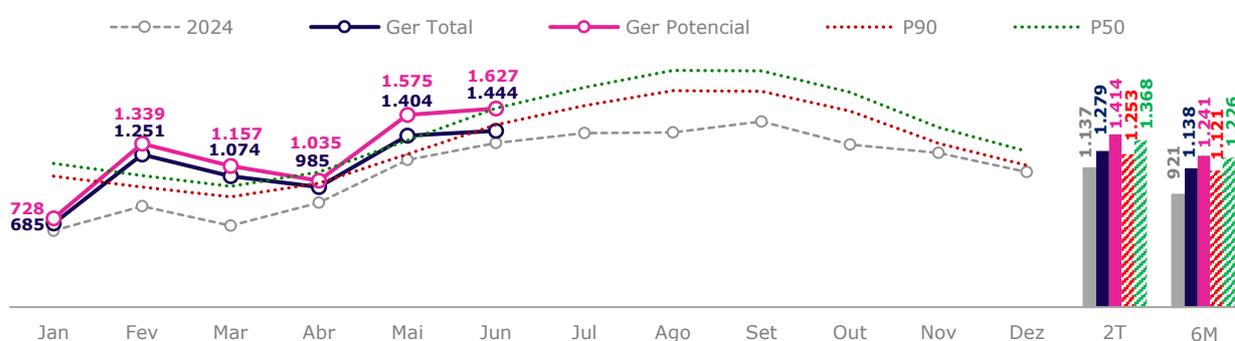
## Eólica

A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento após atingimento da franquia, atingiu 1.279,2 MW médios no 2T25, 12,5% superior ao 2T24 (1.136,9 MW médios), devido, principalmente, às entradas em operação completa dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína, à melhora na performance dos demais ativos, além do recurso eólico superior ao esperado no período. Mesmo em um cenário de *curtailment* elevado, o volume de energia produzido somado à restrição por REL superou o P90 em 2,1% no 2T25, conforme apresentado na Tabela 6, mostrando a resiliência dos ativos eólicos da Companhia. No agregado para o primeiro semestre, a geração somada à energia passível de ressarcimento superou o P90 em 1,5%.

No Gráfico 9, é apresentada a evolução mensal da (i) geração total – que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica passível de ressarcimento; (ii) geração potencial – que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições do ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

O destaque do segundo trimestre foi o mês de maio, quando a geração total de energia foi 102,8% da certificação P50 e 112,2% da P90, em função do recurso eólico favorável e da boa performance dos aerogeradores. Os meses de abril e junho tiveram geração total de 97,1% e 96,7% da P90, respectivamente.

**| Gráfico 9 | Ativos Consolidado – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)**



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	6M25
Geração Energia 2025	681	1.075	1.062	985	1.394	1.412	-	-	-	-	-	-	<b>1.265</b>	<b>1.101</b>
Geração Total 2025 <sup>(1)</sup>	685	1.251	1.074	985	1.404	1.444	-	-	-	-	-	-	<b>1.279</b>	<b>1.138</b>
Geração Potencial 2025 <sup>(2)</sup>	728	1.339	1.157	1.035	1.575	1.627	-	-	-	-	-	-	<b>1.414</b>	<b>1.241</b>
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	<b>1.137</b>	<b>921</b>

<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 6 | Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação**

Estado	Complexos Eólicos	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						% de Referência (com REL)			
		2T25			2T24			P90		P50	
		2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.	2T25	6M25	2T25	6M25
PI	Ventos do Araripe III	175,5	185,1	-5,2%	138,5	131,2	5,5%	2,5%	5,6%	-3,2%	-0,3%
	Ventos do Piauí II	108,5	125,1	-13,3%	88,1	91,1	-3,4%	2,6%	1,6%	-4,4%	-5,3%
	Ventos do Araripe I	88,6	99,9	-11,3%	70,1	71,8	-2,3%	0,8%	2,0%	-8,1%	-6,9%
	Ventos do Piauí III	104,2	107,2	-2,9%	83,7	77,1	8,5%	3,3%	2,1%	-4,1%	-5,2%
	Ventos do Piauí I	105,9	111,6	-5,1%	83,2	77,8	7,0%	6,7%	7,9%	1,0%	2,1%
PE	Caetés	61,0	54,7	11,4%	71,1	63,4	12,1%	-11,6%	-0,6%	-19,6%	-9,6%
	Cajuína	267,3	115,0	132,4%	258,4	113,4	127,8%	7,3%	7,0%	-6,4%	-6,7%
RN	Ventus	29,6	21,0	41,2%	32,0	25,2	27,3%	-10,4%	-3,3%	-18,8%	-12,4%
	Salinas	11,7	10,0	16,6%	12,4	10,3	19,8%	-13,3%	-9,1%	-20,2%	-16,6%
CE	Mandacaru	18,4	17,7	3,6%	16,0	19,1	-16,4%	-6,9%	-18,9%	-19,2%	-29,5%
BA	Alto Sertão II	175,7	170,3	3,2%	152,5	130,8	16,6%	10,6%	6,6%	3,0%	-0,7%
	Tucano	114,6	94,9	20,7%	113,7	85,9	32,4%	-9,7%	-15,5%	-16,4%	-21,7%
RS	Cassino	18,2	24,3	-25,0%	18,1	23,5	-22,9%	-1,3%	-2,0%	-10,2%	-10,5%
<b>Total</b>		<b>1.279,2</b>	<b>1.136,9</b>	<b>12,5%</b>	<b>1.137,8</b>	<b>920,6</b>	<b>23,6%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,5%</b>	<b>-6,5%</b>	<b>-7,2%</b>

O recurso eólico registrou um desempenho superior na maioria dos complexos no primeiro semestre de 2025. A combinação entre maior regularidade atmosférica e intensificação dos padrões de circulação favoreceu a produção eólica da Companhia, consolidando um semestre com resultados positivos frente a 2024.

No segundo trimestre, a velocidade média dos ventos apresentou variações relevantes entre as regiões em comparação com o mesmo período do ano anterior. Nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Pernambuco observamos aumentos expressivos – com destaque para os complexos Cajuína, Mandacaru e Caetés – beneficiados pela atuação do VCAN (Vórtice Ciclônico de Altos Níveis) e por uma maior estabilidade atmosférica, que intensificaram os ventos no litoral e semiárido. Na Bahia, Tucano apresentou aumento consistente na velocidade média do vento, enquanto Alto Sertão II registrou queda no trimestre por influência de períodos prolongados de ventos com velocidades mais baixas no interior baiano.

No Piauí, a região onde os complexos estão instalados apresentou queda na velocidade dos ventos em relação ao 2T24 devido à redução na intensidade dos ventos alísios, provocada por uma configuração desfavorável da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). No Rio Grande do Sul, o parque de Cassino registrou redução na velocidade do vento tanto no trimestre quanto no semestre, causada pela menor frequência de frentes frias e bloqueios atmosféricos que reduziram a atuação dos ventos oceânicos.

**| Tabela 7 | Velocidade Média do Vento dos Complexos Eólicos**

Estado	Complexos Eólicos	Velocidade Média do Vento (m/s)					
		2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
PI	Ventos do Araripe III	8,0	8,1	-0,3%	7,1	6,6	6,4%
	Ventos do Piauí II	8,8	9,2	-4,1%	7,9	7,6	3,1%
	Ventos do Araripe I	8,3	8,3	-0,1%	7,4	7,1	3,8%
	Ventos do Piauí III	8,5	8,8	-4,1%	7,5	7,3	3,5%
	Ventos do Piauí I	7,8	8,0	-2,5%	7,0	6,6	5,7%
PE	Caetés	6,7	6,1	9,8%	7,2	6,6	10,0%
	Cajuína	8,3	6,9	20,2%	8,1	6,6	22,1%
RN	Ventus	6,1	5,3	16,6%	6,1	5,4	13,1%
	Salinas	7,0	6,1	14,9%	6,8	6,0	13,7%
	Mandacaru	6,5	5,4	20,4%	6,2	5,6	11,8%
BA	Alto Sertão II	8,8	9,2	-3,9%	8,1	7,9	2,6%
	Tucano	7,5	7,0	7,0%	7,7	7,0	10,2%
RS	Cassino	6,4	6,8	-5,6%	6,4	6,8	-5,2%

Com uma abordagem integrada, a Companhia avança tanto na recuperação da disponibilidade quanto na otimização da performance, assegurando que os aerogeradores operem de forma aderente à curva de potência de cada projeto, alcançando eficiência próxima ao potencial máximo do equipamento. Considerando-se todos os ativos, a Auren atuou no retorno à operação de 57 aerogeradores desde a conclusão da aquisição da AES Brasil, em 31 de outubro de 2024, e segue trabalhando para o retorno de 8 aerogeradores remanescentes até setembro de 2025. Para tanto, foram realizadas as substituições de 24 pás, 12 eixos principais, 40 *gearboxes* e 10 geradores. Analisando todos os ativos incorporados, conforme dados apresentados na Tabela 8, a disponibilidade média consolidada atingiu 92,0% no segundo trimestre, um avanço de 5,7 p.p. na comparação com o mesmo período de 2024 e uma melhora de 2,1 p.p. em relação ao 1T25, demonstrando uma evolução mensal constante que levou esses ativos a atingirem uma disponibilidade de 92,8% em junho, conforme demonstrado no Gráfico 10. Quanto à disponibilidade média de todos os ativos da Companhia, o indicador atingiu 93,5% no 2T25, uma evolução de 4,3 p.p na comparação com o mesmo período de 2024.

Os destaques incluem o desempenho de Ventos do Araripe III, Ventos do Piauí I, II e III, Alto Sertão II e Cajuína, todos apresentando disponibilidade média acima de 95% ao final do 2T25. Vale o destaque para o ativo eólico de Cajuína, onde atingimos o patamar de 96,8% em junho de 2025, frente a uma disponibilidade de 76,6% em maio de 2024 – quando anunciamos a aquisição a Companhia – um crescimento de 20,2 p.p., como resultado do plano de investimento e otimização do processo de operação e manutenção realizado pela Companhia.

Tanto em Tucano como em Mandacaru, o foco da atuação da Auren foi na correção de falhas identificadas na fase de diligência. Em Tucano, foram realizadas paradas desde o D1 para inspeção em pás, troca dos eixos rápidos (*HSS – High Speed Shafts*) das *gearboxes* e manutenções corretivas. Com a conclusão dos reparos em grandes componentes no 2T25, seguimos agora com a realização de pequenos reparos. A disponibilidade de Tucano fechou o 2T25 em 86,8%, aumento de 13,9 p.p. em relação ao mesmo período de 2024. Em Mandacaru, foram realizadas paradas principalmente relacionadas a reparos na fixação de algumas pás, com o retorno das máquinas afetadas iniciado em abril de 2025 e previsão de conclusão em setembro de 2025. Observamos um avanço na disponibilidade de Mandacaru, partindo de 62,2% em março para 75,0% em junho, impulsionada pelo retorno de 8 aerogeradores à operação após a substituição de grandes componentes ao longo do 2T25.

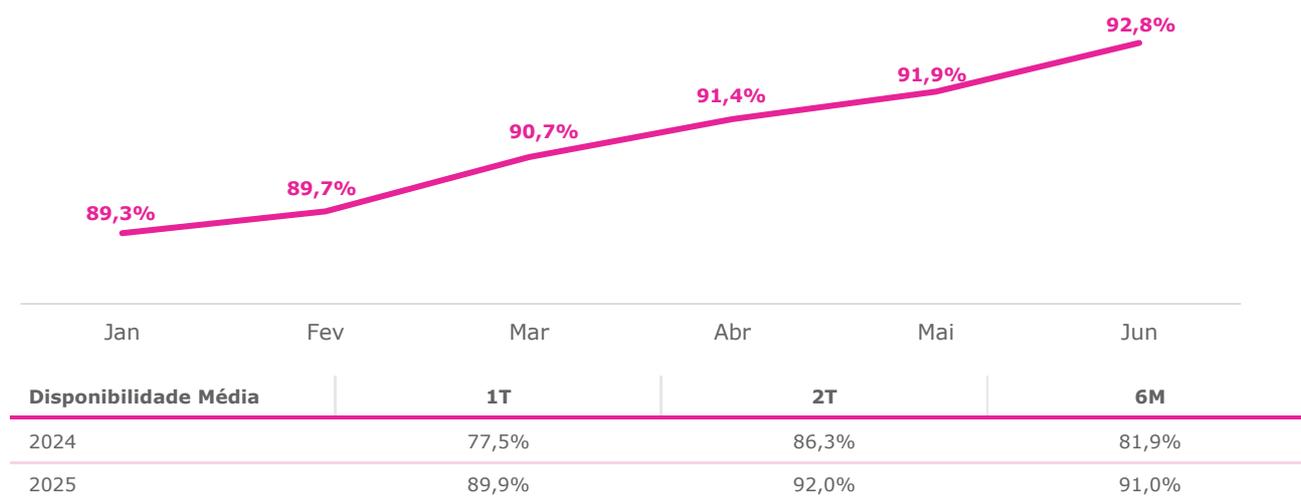
## | Tabela 8 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	2T25	2T24	Var. (p.p.)	6M25	6M24	Var. (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	97,2%	96,4%	0,9	97,2%	95,4%	1,8
	Ventos do Piauí II	211	95,1%	97,4%	-2,3	95,5%	98,4%	-2,9
	Ventos do Araripe I	210	91,1%	92,6%	-1,5	91,2%	90,6%	0,6
	Ventos do Piauí III	207	97,5%	91,1%	6,4	97,0%	93,6%	3,4
	Ventos do Piauí I	206	97,6%	97,4%	0,2	97,4%	96,9%	0,6
PE	Caetés	182	92,5%	94,6%	-2,1	93,7%	93,3%	0,4
RN	Cajuína	684	95,4%	79,1%	16,3	93,5%	73,7%	19,8
	Ventus	187	91,2%	91,5%	-0,3	91,4%	89,1%	2,3
	Salinas	50	93,4%	95,9%	-2,6	94,5%	96,2%	-1,8
CE	Mandacaru	108	68,0%	84,4%	-16,4	67,4%	83,5%	-16,1
BA	Alto Sertão II	386	97,4%	97,6%	-0,3	97,5%	95,2%	2,3
	Tucano	322	86,8%	72,9%	13,9	82,8%	61,2%	21,6
RS	Cassino	64	92,6%	97,4%	-4,8	93,5%	97,4%	-3,9
<b>Disponibilidade Média</b>			<b>93,5%</b>	<b>89,2%</b>	<b>4,3</b>	<b>92,8%</b>	<b>86,2%</b>	<b>6,5</b>
<b>Ativos Incorporados</b>			<b>92,0%</b>	<b>86,3%</b>	<b>5,7</b>	<b>91,0%</b>	<b>81,9%</b>	<b>9,1</b>

A execução do plano técnico — que envolveu ações estruturantes de manutenção, substituição de grandes componentes, reforço na gestão de sobressalentes e priorização de ativos críticos — tem se traduzido em uma melhoria contínua da performance, sustentando níveis mais altos de produção e disponibilidade mês a mês.

A Auren segue avançando na recuperação da disponibilidade dos ativos adquiridos, com o objetivo de atingir 95% de disponibilidade média até o final de 2025. No Gráfico 10, observa-se a tendência da recuperação gradual do indicador.

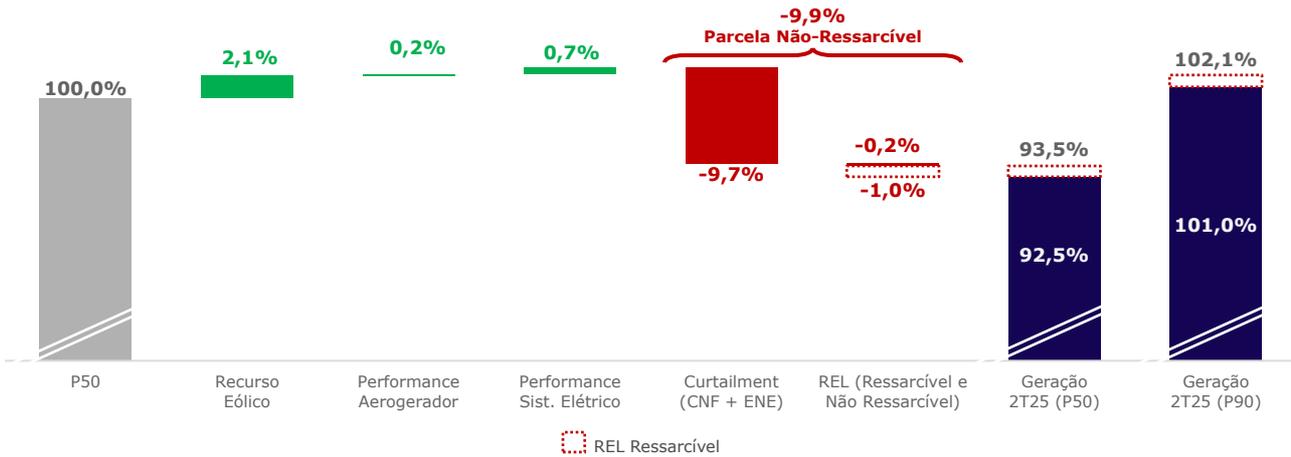
## | Gráfico 10 | Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados em 2025



No segundo trimestre de 2025, o portfólio eólico consolidado alcançou 93,5% do P50. Em relação ao P90, o desempenho foi superior, atingindo 102,1%. O principal ofensor foi o *curtailment*, com um impacto negativo de 10,9 p.p. na geração, segregados em 9,9 p.p. de parcela não ressarcível e 1,0 p.p. de ressarcível, conforme Gráfico 11.

De modo geral, esses resultados estão diretamente associados ao impacto positivo das ações estruturantes de operação e manutenção implementadas no início do ano, que elevaram a confiabilidade dos ativos e demonstram a efetividade do plano de recuperação de performance adotado nesse primeiro semestre pela Companhia.

**| Gráfico 11 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 2T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**



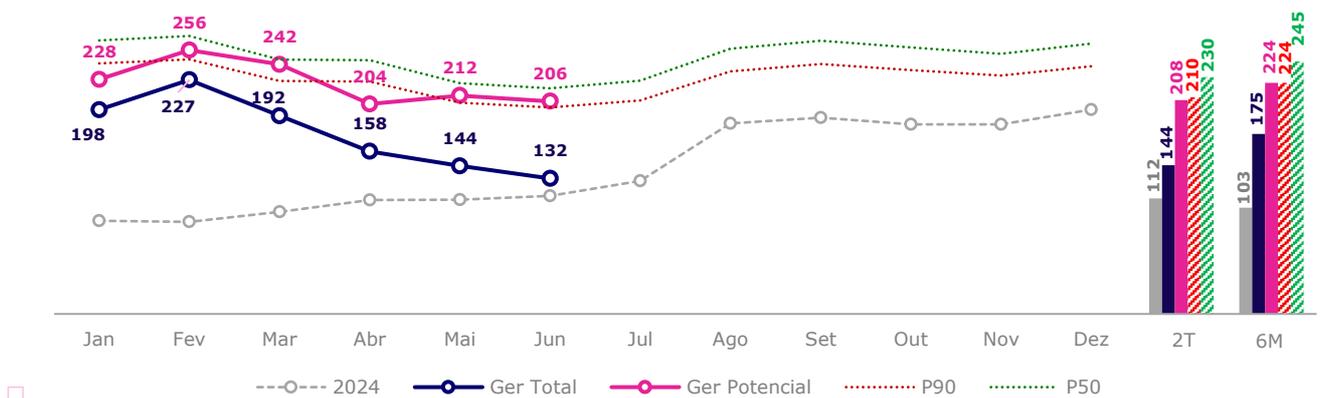
Embora ainda existam alavancas adicionais em andamento, os avanços já observados comprovam a capacidade da equipe em reverter cenários desafiadores, elevar a produtividade do portfólio e consolidar uma operação mais resiliente e alinhada às metas de longo prazo da Companhia.

### Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento após atingimento da franquia atingiu 144,3 MW médios no 2T25, 28,9% superior ao 2T24 (112,0 MW médios), devido à conclusão da entrada em operação comercial de Sol de Jaíba. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 31,4% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 37,2%, devido principalmente às restrições de geração (*curtailment*).

No Gráfico 12, é apresentada 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 do ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

**| Gráfico 12 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)**



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T25	6M25
Geração 2025	198	196	187	158	139	124	-	-	-	-	-	-	140	167
Geração Total <sup>(2)</sup> 2025	198	227	192	158	144	132	-	-	-	-	-	-	144	175
Geração Potencial <sup>(3)</sup> 2025	228	256	242	204	212	206	-	-	-	-	-	-	208	224
Geração 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	112	103

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

<sup>(3)</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS

Apesar dos desafios registrados no 2T25, especialmente em função das restrições de geração que se configuraram como o principal ofensor da produção no período, o trimestre foi marcado por avanços significativos no portfólio solar da Auren. A produção de energia ficou cerca de 28,9% acima em relação ao mesmo período do ano anterior, impulsionada pela entrada em operação dos Complexos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Além das usinas que entraram em operação, os complexos Boa Hora e Sol do Piauí apresentaram alta disponibilidade, reforçando a solidez e o alto grau de maturidade técnica dos ativos que, somados a uma atuação coordenada e responsiva, sustenta a tendência de melhoria dos indicadores e consolida uma trajetória de crescimento sustentável e geração de valor no segmento solar.

**| Tabela 9 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação**

Estado	Complexos Solares	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						% de Referência com REL			
		2T25			2T24			P90		P50	
		2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.	2T25	6M25	2T25	6M25
MG	Sol do Jaíba	84,9	46,2	83,8%	101,7	29,4	245,7%	-37,0%	-28,9%	-43,5%	-36,1%
	Guaimbê	20,8	27,6	-24,5%	26,3	30,5	-13,8%	-24,1%	-10,0%	-26,3%	-12,5%
SP	Água Vermelha Solar	11,5	14,3	-20,0%	15,1	16,5	-8,6%	-25,8%	-10,3%	-29,5%	-14,8%
	Boa Hora	13,5	13,9	-3,1%	15,6	15,4	0,7%	-4,0%	1,4%	-8,8%	-3,6%
	Água Vermelha VII	5,2	0,2	-	6,6	0,1	-	-38,3%	-25,4%	-42,9%	-31,0%
PI	Sol do Piauí I	8,5	9,8	-13,9%	9,4	10,6	-11,6%	-17,0%	-16,4%	-25,0%	-24,4%
<b>Total</b>		<b>144,3</b>	<b>112,0</b>	<b>28,9%</b>	<b>174,6</b>	<b>102,6</b>	<b>70,3%</b>	<b>-31,4%</b>	<b>-22,2%</b>	<b>-37,2%</b>	<b>-28,8%</b>

No 2T25, a irradiância média foi inferior à registrada no 2T24 na maior parte dos complexos, com exceção de Sol do Piauí, que apresentou estabilidade. Este comportamento climático contribuiu para o desempenho abaixo do esperado em alguns de nossos empreendimentos, apesar de não ter sido o principal impacto, que foi, conforme mencionado anteriormente, o *curtailment*.

**| Tabela 10 | Recurso Solar dos Complexos em Relação às Referências**

Estado	Complexos Solares	Irradiância (kWh/m <sup>2</sup> )			Irradiância (kWh/m <sup>2</sup> )		
		2T25	2T24	Var. (p.p.)	6M25	6M24	Var. (p.p.)
MG	Sol de Jaíba	472,9	475,4	-0,5	676,0	678,4	-0,4
	Guaimbê	401,4	441,7	-9,1	902,0	1.000,9	-9,9
SP	Água Vermelha Solar	416,6	441,7	-5,7	980,9	1.000,1	-1,9
	Boa Hora	407,4	446,2	-8,7	964,8	1.004,7	-4,0
	Água Vermelha VII	406,3	-	-	963,9	-	-
PI	Sol do Piauí I	474,1	449,3	5,5	978,6	960,9	1,8

A disponibilidade dos ativos solares no 2T25 atingiu 98,5%, um avanço de 0,4 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na Tabela 11. Esse resultado positivo reforça a evolução operacional dos ativos ao longo do ano e demonstra nossa atuação efetiva nos principais pontos de impacto sobre a disponibilidade.

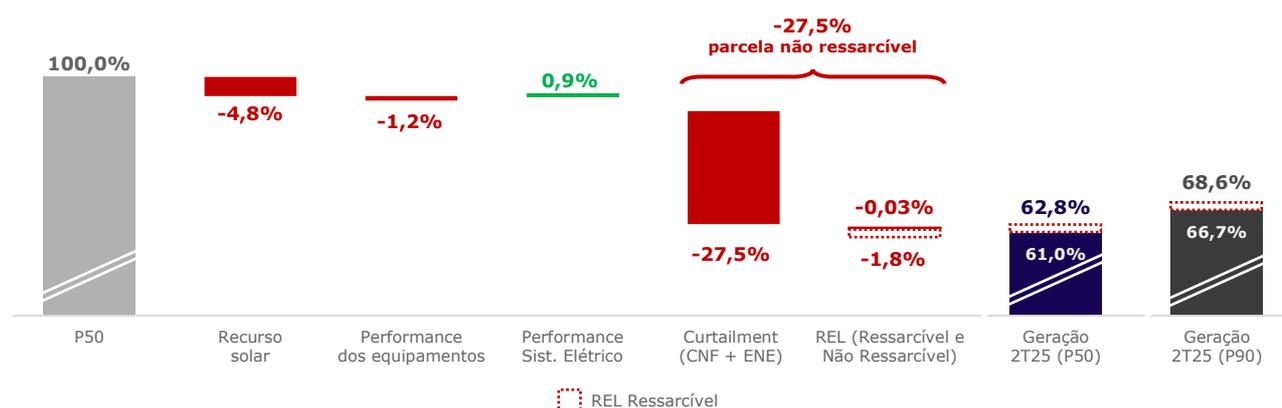
Alguns destaques são: (i) o retorno dos conjuntos de inversores e transformador unitário (*Power Station*) em Guaimbê; (ii) atuação sobre falhas específicas de inversores e realização da substituição de um transformador de média tensão em Água Vermelha Solar. Esses eventos foram prontamente identificados e endereçados, refletindo nosso compromisso com a confiabilidade dos ativos e a melhoria contínua da performance operacional.

**| Tabela 11 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares**

Estado	Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade					
			2T25	2T24	Var. (p.p.)	6M25	6M24	Var. (p.p.)
MG	Sol de Jaíba <sup>(1)</sup>	500	99,0%	97,0%	2,0	96,8%	96,2%	0,7
	Guaimbê	150	96,9%	99,8%	-2,9	96,6%	99,7%	-3,1
SP	Água Vermelha Solar	76	96,7%	99,9%	-3,1	97,8%	98,7%	-0,9
	Boa Hora	69	99,6%	99,6%	0,0	99,5%	99,8%	-0,3
	Água Vermelha VII	33	99,5%	-	-	99,0%	-	-
PI	Sol do Piauí I	48	99,4%	99,7%	-0,3	97,3%	99,6%	-2,3
<b>Disponibilidade Média</b>		<b>-</b>	<b>98,5%</b>	<b>98,1%</b>	<b>0,4</b>	<b>97,2%</b>	<b>97,5%</b>	<b>-0,3</b>

Em linhas gerais, apesar de o recurso solar não ter favorecido a geração, o principal impacto negativo está relacionado à restrição de geração – sobretudo a parcela não ressarcível –, que respondeu isoladamente por uma perda de quase 28% frente ao P50. A magnitude dos impactos pode ser observada no Gráfico 13.

**| Gráfico 13 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 2T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**



### **Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren**

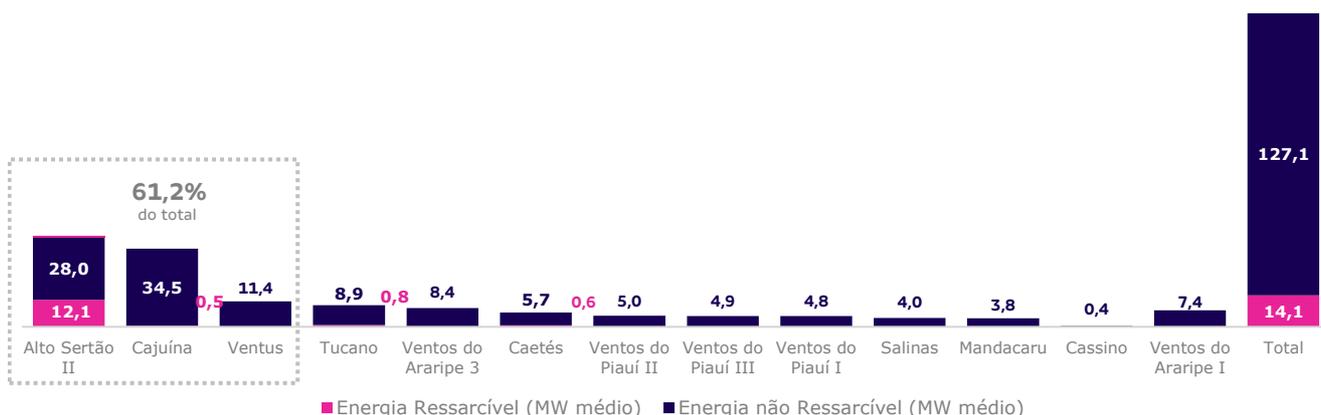
**Importante:** as informações de curtailment nesta seção fazem referência aos dados de curtailment da ONS e diferem dos dados das seções Eólica e Solar, que correspondem às estimativas internas da Companhia.

Em termos energéticos, o impacto total da restrição de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 177,7 MW médios no 2T25, equivalente a 11,1% do P50 dos ativos, excluídos a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 12,3% (195,9 MW médios), sendo que 1,1% (18,2 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

Para os projetos eólicos, o 2T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 127,1 MW médios, equivalente a 9,3% do P50, excluída a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 10,3% (141,2 MW médios) para a fonte eólica, sendo que 1,0% (14,1 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia de REL.

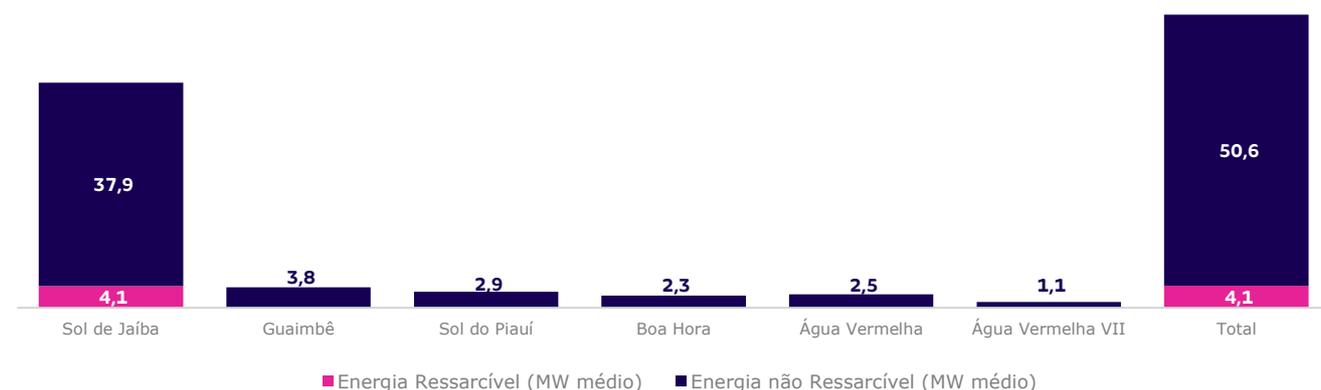
<sup>(1)</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção “*Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren*”, que correspondem aos dados publicados pela ONS.

**| Gráfico 14 | Projetos Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 2T25**



Para os ativos solares, o 2T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 50,6 MW médios (22,0% do P50), excluída a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL. Quando observados os dados totais, os cortes foram de 54,7 MW médios (23,8% do P50) para a fonte solar, sendo que 4,1 MW médios (1,8% da P50) são ressarçáveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

**| Gráfico 15 | Projetos Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 2T25**



Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarçável relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 76 milhões, um aumento de 55% em relação ao 1T25. Desse valor, R\$ 2 milhões representam a parcela não ressarçável (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 22 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 52 milhões os cortes por Razão Energética. O impacto líquido do *curtailment* no 2T25 foi de R\$ 36 milhões, já descontados os ganhos com modulação no valor de R\$ 40 milhões, conforme descritos na seção a seguir.

**Modulação de Geração**

O atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange ao perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD). Dado que o 2T25 foi marcado por um cenário hidrológico recessivo e que a matriz energética brasileira conta atualmente com aproximadamente 36% de capacidade instalada baseada em fontes intermitentes, o PLD apresentou um comportamento bastante volátil no período.

Em virtude de possuir um portfólio com capacidade instalada balanceada – com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica – a Auren aferiu resultados positivos quando comparamos seu perfil horário de geração ao PLD. Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo. Com base nos dados de geração e preço horário no 2T25, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 40 milhões para a Auren. Somados aos ganhos do 1T25 de R\$ 18 milhões, a Auren apresentou ganhos com modulação de R\$ 58 milhões no primeiro semestre de 2025.

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

## Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 12 | Resultados do Período

R\$ Milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.596,8</b>	<b>1.363,8</b>	<b>17,1%</b>	<b>3.217,8</b>	<b>2.690,0</b>	<b>19,6%</b>
Custo com Compra de Energia	(334,9)	(213,9)	56,6%	(523,6)	(412,5)	26,9%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(176,6)	(172,9)	2,1%	(356,7)	(341,4)	4,5%
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.085,3</b>	<b>977,1</b>	<b>11,1%</b>	<b>2.337,4</b>	<b>1.936,0</b>	<b>20,7%</b>
<i>Margem Líquida</i>	68,0%	71,6%	-3,6 p.p.	72,9%	72,0%	1,0 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(230,9)</b>	<b>(281,1)</b>	<b>-17,8%</b>	<b>(471,5)</b>	<b>(540,7)</b>	<b>-12,8%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	0,4	99,1	-99,6%	12,3	77,5	-84,1%
<b>EBITDA</b>	<b>854,7</b>	<b>795,1</b>	<b>7,5%</b>	<b>1.878,2</b>	<b>1.472,8</b>	<b>27,5%</b>
Dividendos das Participações Minoritárias	95,4	40,8	133,8%	153,7	40,8	276,8%
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	(2,0)	(75,9)	-97,4%	(25,3)	(67,8)	-62,7%
Itens Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	7,0	4,5	54,1%	8,4	4,5	85,4%
Baixa de imobilizado	-	-	n.a.	10,2	-	n.a.
Outros Ajustes	-	(5,6)	n.a.	-	21,8	n.a.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>955,1</b>	<b>758,9</b>	<b>25,9%</b>	<b>2.025,2</b>	<b>1.472,1</b>	<b>37,6%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	59,8%	55,6%	4,2 p.p.	63,2%	54,7%	8,5 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 955,1 milhões no 2T25, R\$ 196,2 milhões (25,9%) superior se comparado ao 2T24. A variação no período reflete principalmente:

- Receita Líquida:** incremento de R\$ 233,0 milhões (17,1%) no trimestre, sendo R\$ 108,2 milhões em função de aumento do volume de energia vendida pelos ativos que entraram em operação faseada ao longo de 2024, sendo R\$ 59,2 milhões referente aos complexos eólicos de Tucano e Cajuína, aliado à melhora da disponibilidade, e R\$ 49,0 milhões referente ao complexo solar de Jaíba. Outros impactos no trimestre incluem: (i) R\$ 30,3 milhões de redução da provisão de ressarcimento devido ao impacto da harmonização do critério de provisão de ressarcimento adotada para os ativos incorporados, (ii) R\$ 26,4 milhões associados à correção monetária dos contratos regulados, e (iii) R\$ 10,3 milhões principalmente associados à melhora dos preços em contratos de autoprodução com o início do suprimento de novos contratos.
- Custo com Compra de Energia:** aumento de R\$ 121,0 milhões no trimestre, totalizando R\$ 334,9 milhões vs. R\$ 213,9 milhões no 2T24, para equalização do balanço energético de geração, sendo R\$ 74,2 milhões em compras de energia associados principalmente ao GSF e *curtailment* no período.
- Encargos Setoriais:** variação de R\$ 3,7 milhões no 2T25, com custo total no trimestre de R\$ 176,6 milhões ante R\$ 172,9 milhões no 2T24. O aumento ocorreu em função principalmente da entrada em operação comercial dos ativos ao longo de 2024 citados anteriormente, aliada à incidência da inflação sobre os encargos vigentes nos parques operacionais, parcialmente compensado pela redução nas tarifas de uso da transmissão e distribuição de parte dos ativos hidrelétricos localizados em São Paulo.
- Margem Líquida:** aumento de R\$ 108,2 milhões no trimestre, totalizando R\$ 1,1 bilhão no 2T25 comparada a R\$ 977,1 milhões no 2T24, como resultado dos fatores explicados acima. No trimestre, a Companhia gerou R\$ 40 milhões em ganhos líquidos de modulação de energia proporcionados pela diversificação de seu portfólio, conforme apresentado na seção "Modulação de Geração".
- PMSO:** R\$ 230,9 milhões no 2T25, redução de 17,8% em relação ao 2T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#).
- ORO:** receita de R\$ 0,4 milhões no 2T25 comparada a receita de R\$ 99,1 milhões no 2T24, explicada principalmente pela maior reversão de provisões do passivo contencioso no 2T24 que impactaram positivamente o resultado em R\$ 84,6 milhões, comparado a uma reversão de R\$ 4,2 milhões no 2T25.
- Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 76,1 milhões e pela Tucano Holding III (*joint ventures* com a Unipar Carbochloro S.A.) no montante de R\$ 19,3 milhões, totalizando R\$ 95,4 milhões no 2T25. Maiores detalhes na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

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

## Participações Minoritárias da Auren

Nesta seção apresentamos o desempenho dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui participação minoritária por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

As informações do balanço energético e financeiras são apresentadas no nível consolidado das *holdings* CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado. Para informações detalhadas sobre a estrutura societária e as principais características das hidrelétricas nas quais a Companhia detém participação minoritária, acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

I Figura 3 | Estrutura Societária das Participações Minoritárias em Hidrelétricas



| Tabela 13 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias<sup>(1)</sup>

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física dos ativos (a)	250	256	256	256	244
Compras (b)	44	34	4	4	4
<b>Recurso (c) = (a)+(b)</b>	<b>294</b>	<b>290</b>	<b>260</b>	<b>260</b>	<b>248</b>
Vendas no ACL (d)	281	256	256	256	244
<b>Requisitos (e)</b>	<b>281</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>244</b>
<b>Balanço Energético (f) = (c) - (e)</b>	<b>13</b>	<b>34</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

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

## Desempenho Financeiro e Pagamento de Dividendos

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

Na Tabela 14 a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívida em seus respectivos balanços.

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

**| Tabela 14 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias**

<b>DRE Gerencial Participações</b> (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	<b>2T25</b>	<b>2T24</b> proforma	<b>Var.</b>	<b>6M25</b>	<b>6M24</b> proforma	<b>Var.</b>
Volume Energia Vendida (MW médios)	247	258	-4,4%	276	282	-2,0%
Margem R\$/MWh	202,4	172,0	17,7%	188,4	167,5	12,5%
<b>Margem Bruta</b>	<b>109,6</b>	<b>97,4</b>	<b>12,5%</b>	<b>228,7</b>	<b>207,4</b>	<b>10,3%</b>
PMSO	(5,9)	(5,4)	9,3%	(11,4)	(11,8)	-3,4%
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>103,6</b>	<b>92,0</b>	<b>12,6%</b>	<b>217,3</b>	<b>195,6</b>	<b>11,1%</b>
Depreciação & Amortização	(9,4)	(9,4)	0,0%	(18,8)	(18,8)	0,3%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	(28,1)	16,7	-268,3%	4,2	35,7	-88,3%
<b>EBIT</b>	<b>66,1</b>	<b>99,3</b>	<b>-33,4%</b>	<b>202,6</b>	<b>212,5</b>	<b>-4,6%</b>
Resultado Financeiro	6,4	0,1	n.a.	6,5	0,1	n.a.
<b>LAIR</b>	<b>72,5</b>	<b>99,4</b>	<b>-27,0%</b>	<b>209,1</b>	<b>212,6</b>	<b>-1,6%</b>
IR/CSLL	(24,8)	(25,1)	-1,2%	(52,0)	(51,4)	1,3%
<b>Lucro Líquido<sup>(2)</sup></b>	<b>47,8</b>	<b>74,3</b>	<b>-35,7%</b>	<b>157,0</b>	<b>161,2</b>	<b>-2,6%</b>
<b>Dividendos Declarados</b>	<b>76,1</b>	<b>40,8</b>	<b>86,4%</b>	<b>134,4</b>	<b>40,8</b>	<b>229,4%</b>

Principais destaques do 2T25:

- a) **Margem Bruta:** embora o volume de energia comercializado tenha apresentado redução diante da piora do GSF, a melhora da margem em R\$ 12,2 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 2T25 contra o 2T24 (R\$ 216/MWh vs. R\$ 63/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 30 MW médios na CBA Energia.
- b) **PMSO:** no segundo trimestre de 2025, o montante alcançou R\$ 5,9 milhões em linha com o mesmo período do ano anterior de R\$ 5,4 milhões, variação deve-se a reajuste de preço de serviços e materiais.
- c) **EBITDA Ajustado:** R\$ 103,5 milhões no 2T25, crescimento de 12,6% quando comparado aos R\$ 92,0 milhões registrados no 2T24, justificado pelo crescimento da margem bruta em R\$ 12,2 milhões.
- d) **Outros Resultados:** despesa de R\$ 28,1 milhões no 2T25 frente a receita de R\$ 16,7 milhões no mesmo período do ano anterior, devido principalmente a: (i) R\$ 35,7 milhões ao impacto negativo no MtM de Pollarix justificado pela atualização dos preços de mercado e; (iii) R\$ 9,1 milhões de incremento na provisão do processo tributário em desfavor da empresa Campos Novos.
- e) **Resultado Financeiro:** R\$ 6,4 milhões no 2T25 frente a R\$ 0,1 milhões no mesmo período do ano anterior, crescimento de R\$ 6,3 milhões devido principalmente a: (i) atualização monetária do saldo do UBP da UHE Picada em R\$ 2,5 milhões por conta da queda no índice aplicado IGPM; e (ii) R\$ 2,6 milhões referente ao aumento dos rendimentos de aplicação de Pollarix e R\$ 0,6 milhão de Picada. O aumento dos rendimentos deve-se ao maior caixa em ambas as empresas bem como à dinâmica do CDI no período.
- f) **Dividendos Declarados:** R\$ 76,1 milhões no segundo trimestre de 2025, frente a R\$ 40,8 milhões no mesmo período em 2024. Conforme mencionado no 4º trimestre de 2024, as alterações nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos, distribuem o montante anual de forma mais linear ao longo do ano, diferente dos períodos anteriores, quando o recebimento ficava concentrado no último trimestre de cada ano. Tais fatos explicam a variação observada quando comparado o 2T25 com 2T24.

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

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

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

## Comercialização

A Auren é a maior Comercializadora de energia do país, provendo à Companhia uma carteira diversificada de clientes, otimização e agilidade na alocação de energia. Sua inteligência de mercado e atuação estratégica reforçam a resiliência operacional, contribuindo para a redução de riscos e consistência de geração de resultados positivos.

No trimestre, visando reforçar o ecossistema da Comercializadora, a Companhia concluiu a aquisição dos 50% remanescentes da Way2, empresa de telemedições líder no país, que a Auren já é acionista desde 2021. Com a aquisição da Way2, a Auren assegura o controle total de um ativo estratégico com potencial de crescimento e apropriação de sinergias com as outras empresas do ecossistema criado.

### Balanço Energético do Segmento de Comercialização

A tabela 15 apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2025 e 2026. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas voltadas à comercialização de energia, sendo Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Em 2025, a Auren já comercializou 5.587 MW médios de energia vendida tanto para clientes consumidores finais como para demais contrapartes, consolidando sua posição de liderança no segmento de comercialização de energia.

| Tabela 15 | Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Compras (A)	5.595	3.299	2.310	1.857	1.112	772
Vendas <sup>(1)</sup> (B)	5.587	3.568	2.307	1.776	941	721
<b>Margem Contratual<sup>(2)</sup> (R\$/MWh)</b>	<b>4</b>	<b>17</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Balanço Comercialização (A - B)</b>	<b>8</b>	<b>(269)</b>	<b>3</b>	<b>81</b>	<b>170</b>	<b>52</b>
<b>Balanço Consolidado Auren<sup>(3)</sup></b>	<b>463</b>	<b>248</b>	<b>764</b>	<b>925</b>	<b>1.608</b>	<b>1.750</b>

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é fundamental 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 *long* de 8 MW médios referente ao segundo semestre de 2025 e a posição *short* de 269 MW médios referente a 2026, por exemplo, deverão ser valoradas aos preços de mercado dos respectivos períodos.

A variação observada na margem contratual de 2025 — quando comparada com a margem publicada no 1T25 — associada a um aumento de 588 MW médios no volume negociado é explicada principalmente por (i) presença significativa de operações de *trading* de curto prazo; e (ii) cessões contratuais realizadas conforme descrito no item “c” abaixo, uma vez que a Comercializadora – seguindo melhores práticas – compra energia do segmento de geração a preços de mercado.

No 2T25, a gestão do portfólio foi marcada por três movimentos principais:

- Alteração da posição direcional da Comercializadora, saindo de uma posição *short*, para o ano de 2025, de 55 MW médios em março para uma posição *long* de 8 MW médios para o segundo semestre de 2025 no balanço de junho. O movimento teve como objetivo se antecipar a uma expectativa de aumento na volatilidade dos preços de mercado, permitindo uma gestão mais eficaz dos riscos associados às flutuações de preço em diferentes submercados.
- Celebração de contratos *intercompany* que representam cerca de 100 MW médios de venda do portfólio de geração para a área de comercialização, a preços de mercado, no horizonte de 2027 a 2029. Essas compras, juntamente com outras operações realizadas pela Comercializadora, aumentarem a posição *long* da Comercializadora para esse período.
- Execução da estratégia de adequação e otimização da alocação dos contratos de venda de energia, considerando suas características e contrapartes, através da cessão de contratos para o portfólio da Comercializadora. No 2T25, a Auren realizou a transferência, do segmento de geração para o segmento de comercialização, de contrato de longo prazo em dólares de 150 MW médios. No 4T24, visando a melhor gestão de riscos e otimização de portfólio, a Auren Comercializadora já havia realizado o *hedge* do contrato para evitar qualquer exposição cambial. O

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

<sup>(2)</sup> A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição. Data-base dos preços: 01 de julho de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,46 (BRL/USD).

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

objetivo da transferência foi a alocação do contrato de venda de energia de longo prazo e do *hedge* no mesmo veículo.

Para viabilizar a cessão, foi celebrado contrato *intercompany* entre a Auren Operações e a Comercializadora a preços de mercado. Desse modo, a transação descrita acima impactou negativamente a margem do segmento de comercialização no curto prazo – devido aos preços de mercado mais elevados de 2025 a 2028 – tendo como contrapartida o aumento em mesma magnitude na margem do segmento de geração, conforme descrito na seção do Balanco Energético do Portfólio de Geração da Auren. Desconsiderando a cessão deste contrato, a margem da Comercializadora seria de aproximadamente R\$ 6/MWh em 2025, totalizando um impacto negativo de aproximadamente R\$ 100 milhões no ano e R\$ 10 milhões no 2T25.

## Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 16 | Resultados do Período

R\$ Milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.894,2</b>	<b>1.231,0</b>	<b>53,9%</b>	<b>3.682,0</b>	<b>2.436,4</b>	<b>51,1%</b>
Custo com Energia	(1.812,9)	(1.114,1)	62,7%	(3.412,0)	(2.250,0)	51,6%
<b>Margem Líquida</b>	<b>81,3</b>	<b>117,0</b>	<b>-30,5%</b>	<b>270,0</b>	<b>186,5</b>	<b>44,8%</b>
<i>Margem Líquida</i>	4,3%	9,5%	-5,2 p.p.	7,3%	7,7%	-0,3 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(30,4)</b>	<b>(20,7)</b>	<b>46,5%</b>	<b>(60,1)</b>	<b>(40,7)</b>	<b>47,5%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	77,3	(72,0)	n.a.	44,1	44,0	0,2%
<b>EBITDA</b>	<b>128,2</b>	<b>24,3</b>	<b>427,7%</b>	<b>254,0</b>	<b>189,8</b>	<b>33,9%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(77,1)	76,2	n.a.	(38,4)	(37,4)	2,6%
Outros Ajustes	3,1	-	n.a.	3,1	-	n.a.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>54,1</b>	<b>100,5</b>	<b>-46,2%</b>	<b>218,7</b>	<b>152,3</b>	<b>43,6%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	2,9%	8,2%	-5,3 p.p.	5,9%	6,3%	-0,4 p.p.

O **EBITDA Ajustado** totalizou R\$ 54,1 milhões no 2T25 ante R\$ 100,5 milhões registrados no 2T24, uma redução de 46,2%, explicada principalmente:

- Margem Líquida:** totalizou R\$ 81,3 milhões no 2T25, uma redução de 30,5% em relação ao observado no mesmo período do ano anterior. Tal variação é explicada, majoritariamente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 2T25 contra o 2T24 (R\$ 216/MWh vs. R\$ 63/MWh, respectivamente) que impactaram os contratos de compra de curto prazo. A cessão do contrato de longo prazo de 150 MW médios teve um impacto negativo de R\$ 10,0 milhões no trimestre.
- PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 30,4 milhões no 2T25, ante R\$ 20,7 milhões no 2T24. As variações refletem majoritariamente a adição de Esfera Comercializadora, com impacto de R\$ 8,2 milhões, que passou a ser consolidada a partir de setembro de 2024 com a conclusão de sua aquisição.
- Outras Receitas (Despesas) Operacionais:** totalizaram R\$ 77,1 milhões, devido à marcação à mercado dos contratos para venda de energia futura, com uma forte agregação de margem futura no 2T25, no montante de R\$ 179,2 milhões, parcialmente compensado pela realização de margem no trimestre (R\$ 102,1 milhões).

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

## Desempenho Financeiro Consolidado

### Demonstração de Resultados Proforma

**Importante:** Esta seção apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31/10/2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 2T24 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Companhia desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia e da AES Brasil, divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de junho de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos DRE para fins de comparabilidade e para melhor apresentação.

A Companhia ressalta que as informações proforma (i) possuem caráter meramente informativo e foram elaboradas exclusivamente para auxiliar o mercado na simulação dos resultados combinados tendo em vista a operação com a AES Brasil e destina-se única e exclusivamente para facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T25; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia – participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção “Participações Minoritárias da Auren”, no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#), além de 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\$ 12,7 milhões no 2T25 e de R\$ 22,4 milhões no semestre. Mais informações disponíveis na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 17 | Resultados do Período

R\$ Milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.885,5</b>	<b>2.307,9</b>	<b>25,0%</b>	<b>5.837,8</b>	<b>4.517,2</b>	<b>29,2%</b>
Custo com Compra de Energia	(1.542,3)	(1.040,7)	48,2%	(2.873,3)	(2.052,6)	40,0%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(176,7)	(175,1)	0,9%	(357,2)	(350,1)	2,0%
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.166,5</b>	<b>1.092,0</b>	<b>6,8%</b>	<b>2.607,4</b>	<b>2.114,6</b>	<b>23,3%</b>
<i>Margem Líquida</i>	40,4%	47,3%	-6,9 p.p.	44,7%	46,8%	-2,1 p.p.
<b>Custos e Despesas (PMSO)</b>	<b>(291,5)</b>	<b>(329,1)</b>	<b>-11,4%</b>	<b>(593,5)</b>	<b>(639,4)</b>	<b>-7,2%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(358,0)	1,4	n.a.	(119,4)	229,0	-152%
<b>EBITDA</b>	<b>517,0</b>	<b>764,3</b>	<b>-32,4%</b>	<b>1.894,5</b>	<b>1.704,1</b>	<b>11,2%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	354,6	102,3	246,6%	125,4	(145,8)	-186,0%
Dividendos das Participações Minoritárias	95,4	40,8	133,8%	153,7	40,8	276,8%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	11,0	4,5	144,4%	16,5	4,5	266,9%
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	(0,5)	(75,9)	-99,4%	(23,7)	(67,5)	-64,8%
Baixa de Imobilizado	-	-	n.a.	16,4	-	n.a.
Outros Ajustes	3,1	(5,6)	-155,4%	3,1	21,8	-86,0%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>980,6</b>	<b>830,4</b>	<b>18,1%</b>	<b>2.185,9</b>	<b>1.557,9</b>	<b>40,3%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	34,0%	36,0%	-2,0 p.p.	37,4%	34,5%	3,0 p.p.
Depreciação e Amortização	(521,7)	(383,2)	36,2%	(979,9)	(729,0)	34,4%
Equivalência Patrimonial	14,8	48,4	-69,5%	86,9	111,2	-21,8%
Resultado Financeiro Líquido	(644,5)	(392,6)	64,2%	(1.376,6)	(747,0)	84,3%
<b>LAIR</b>	<b>(634,5)</b>	<b>36,9</b>	<b>n.a.</b>	<b>(375,1)</b>	<b>339,3</b>	<b>n.a.</b>
Impostos (IR/CSLL)	71,7	(54,5)	-231,4%	(133,7)	(205,7)	-35,0%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(562,9)</b>	<b>(17,6)</b>	<b>n.a.</b>	<b>(508,9)</b>	<b>133,7</b>	<b>n.a.</b>

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

Com o objetivo de promover maior transparência e auxiliar os investidores e analistas em suas análises, a Companhia disponibiliza a [Planilha Interativa](#) no site de Relações com Investidores.

### Margem Líquida

A Margem Líquida (resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais) totalizou R\$ 1.166,5 milhões no 2T25, aumento de 6,8% na comparação com o 2T24 (R\$ 1.092,0 milhões).

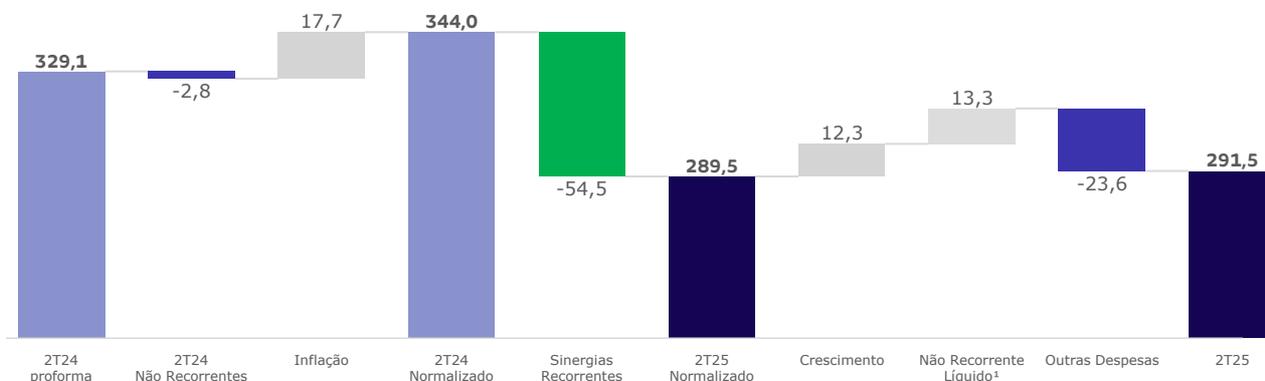
Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado são explicados a seguir:

- a) **Receita Líquida:** crescimento de 25,0% na comparação entre trimestres, principalmente a entrada em operação do complexo solar Jaíba e dos complexos eólicos Tucano e Cajuína, a melhora de preços associada à entrada de contratos de autoprodução e a correção monetária dos contratos regulados, bem como outros efeitos mencionados nas análises do desempenho financeiro das respectivas unidades de negócios.
- b) **Custo com Compra de Energia:** incremento de 48,2% no 2T25, reflexo principalmente do maior volume de compra de energia e do aumento do PLD médio no período contra o mesmo período do ano anterior nos segmentos de geração e de comercialização, mencionados nas respectivas análises neste documento.
- c) **Encargos Setoriais:** aumento de 0,9% no 2T25, principalmente em função da plena operação dos ativos que entraram em operação comercial ao longo de 2024, aliada à incidência da inflação sobre os encargos para os parques operacionais, detalhada na análise de desempenho financeiro do segmento de geração.

### Custos e Despesas (PMSO)

Os custos e despesas operacionais e despesas gerais e administrativas (PMSO), em bases comparáveis (excluindo crescimento associado a entrada em operação de Sol de Jaíba e Esfera, além dos itens não recorrentes) apresentou uma redução de R\$ 54,5 milhões (15,8%) quando comparado ao 2T24, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

#### | Gráfico 16 | PMSO Trimestre (R\$ milhões)



O PMSO totalizou R\$ 291,5 milhões no 2T25 vs R\$ 329,1 milhões no 2T24, uma redução nominal de 11,4%. A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 110,5 milhões no 2T25, em linha quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 110,6 milhões), mesmo considerando as despesas relacionadas à Esfera (R\$ 7,4 milhões), o efeito da inflação (R\$ 5,9 milhões) e o custo com desmobilizações no período (R\$ 6,1 milhões). Desconsiderando-se esses impactos, teríamos custos e despesas de pessoal totalizando R\$ 91,1 milhões, o que representaria um decréscimo real de 17,6% vs. 1T24.
- b) **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 138,6 milhões no 2T25, uma redução de R\$ 33,7 milhões (19,5%) vs. 2T24 (R\$ 172,2 milhões), principalmente em decorrência de reduções relevantes em Tecnologia da Informação (TI) a partir da conclusão da Transação, além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia capturadas com as iniciativas de sinergia.

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

- c) **Outros (O):** R\$ 42,4 milhões no 2T25, uma redução de 8,5% se comparado ao 2T24 (R\$ 46,4 milhões). A variação é explicada majoritariamente pela renegociação de apólices de seguros.
- d) **Outras despesas:** redução de R\$ 23,6 milhões no 2T25, principalmente como resultado da postergação de despesas para o segundo semestre de 2025 e de R\$ 12,5 milhões referentes a ressarcimentos de contratos de operação e manutenção.

Analisando a captura de sinergias de PMSO desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024, já reduzimos de forma acumulada R\$ 153,9 milhões/ano. A economia de R\$ 54,5 milhões do 2T25 está em linha com a economia observada no 1T25 e nos meses de novembro e dezembro de 2024, de R\$ 55,9 milhões e R\$ 43,5 milhões, respectivamente. Estamos confiantes que a redução para os dois próximos trimestres deva ser similar aos níveis observados, levando a uma economia anual de R\$ 250 milhões conforme divulgado anteriormente.

### Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma despesa de R\$ 358,0 milhões no 2T25 ante uma receita de R\$ 1,4 milhão no 2T24. A variação é explicada principalmente pelo impacto negativo de reversão de provisão de litígios de R\$ 75,1 milhões no 2T24 e pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia.

No Gráfico 17, é demonstrada a variação do saldo societário da marcação a mercado dos volumes de energia para entrega futura negociados ao longo do 2T25, com a devolução de parte da antecipação contábil de margem realizada no 1T25, decorrente da sistemática contábil aplicada aos contratos de compra e venda de energia na Comercializadora. Analogamente ao descrito no release do 1T25, a variação da margem futura não impacta a margem de energia contratada para o ano conforme o balanço energético. Adicionalmente, tivemos a realização de ganhos no valor de R\$ 130,8 milhões de posições construídas em períodos anteriores.

#### | Gráfico 17 | Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2025 (R\$ milhões)



### EBITDA Ajustado

#### | Tabela 18 | Reconciliação do EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup> Consolidado

R\$ Milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
<b>EBITDA</b>	<b>517,0</b>	<b>764,3</b>	<b>-32,4%</b>	<b>1.894,5</b>	<b>1.704,1</b>	<b>11,2%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	354,6	102,3	246,6%	125,4	(145,8)	-186,0%
Dividendos das Participações Minoritárias	95,4	40,8	133,8%	153,7	40,8	276,8%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	11,0	4,5	144,7%	16,5	4,5	266,9%
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	(0,5)	(75,9)	-99,4%	(23,7)	(67,5)	-64,8%
Baixa de Imobilizado	-	-	n.a.	16,4	-	n.a.
Outros Ajustes	3,1	(5,6)	-154,3%	3,1	21,8	-86,0%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>980,6</b>	<b>830,4</b>	<b>18,1%</b>	<b>2.185,9</b>	<b>1.557,9</b>	<b>40,3%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>34,0%</i>	<i>36,0%</i>	<i>-2,0 p.p.</i>	<i>37,4%</i>	<i>34,5%</i>	<i>3,0 p.p.</i>

<sup>(1)</sup> O EBITDA Ajustado é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, uma vez que na visão da Companhia os ajustes descritos na tabela acima não fazem parte das operações normais do seu negócio e/ou distorcem a análise do seu desempenho

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 2T25 foram de R\$ 95,4 milhões, sendo R\$ 19,3 milhões da Tucano Holding III e R\$ 76,1 milhões das participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, detalhada na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

## Resultado Financeiro

| Tabela 19 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	2T25	2T24 proforma	Var. %	6M25	6M24 proforma	Var. %
Receitas Financeiras	205,2	197,7	3,8%	481,9	424,4	13,5%
Despesas Financeiras	(849,8)	(590,3)	44,0%	(1.858,5)	(1.171,4)	58,7%
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(644,6)</b>	<b>(392,6)</b>	<b>64,2%</b>	<b>(1.376,6)</b>	<b>(747,0)</b>	<b>84,3%</b>

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 644,6 milhões no 2T25 comparado a R\$ 392,6 milhões com o mesmo período de 2024:

- a) **Receitas Financeiras:** aumento do rendimento sobre aplicações financeiras justificada principalmente pelo impacto da variação do CDI médio no período (14,6% a.a. no 2T25 ante 10,5% a.a. no 2T24).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 849,8 milhões no 2T25, comparada a despesa de R\$ 590,3 milhões no 2T24. O crescimento de R\$ 259,5 milhões decorre, principalmente, de:
  - a. **Encargos e Atualizações Monetárias:** variação de R\$ 222,9 milhões é explicada por um crescimento de R\$ 181,5 milhões de despesas com juros e valor justo sobre empréstimos e de R\$ 41,3 milhões em atualização monetária, principalmente, pela maior base de endividamento entre os períodos – R\$ 24,7 bilhões no 2T25 e R\$ 20,7 bilhões no 2T24. Além disso, tivemos o impacto da variação do CDI médio no período.
  - b. **Juros Capitalizados:** dada a conclusão da construção dos projetos eólicos e solares que entraram em operação ao longo de 2024, os juros, que durante a construção são capitalizados, permanecem registrados na despesa financeira. Quando comparado o volume de despesa de juros capitalizado no 2T25 com o volume do 2T24, há uma redução de R\$ 29,1 milhões entre os períodos.

## Resultado Líquido

| Tabela 20 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ Milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
<b>EBITDA</b>	<b>517,0</b>	<b>764,3</b>	<b>-32,4%</b>	<b>1.894,5</b>	<b>1.704,1</b>	<b>11,2%</b>
Depreciação e Amortização	(521,7)	(383,2)	36,2%	(979,9)	(729,0)	34,4%
Equivalência Patrimonial	14,8	48,4	-69,5%	86,9	111,2	-21,8%
Resultado Financeiro Líquido	(644,5)	(392,6)	64,2%	(1.376,6)	(747,0)	84,3%
Impostos (IR/CSLL)	71,7	(54,5)	-231,4%	(133,7)	(205,7)	-35,0%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(562,9)</b>	<b>(17,6)</b>	<b>n.a.</b>	<b>(508,9)</b>	<b>133,7</b>	<b>n.a.</b>

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 562,9 milhões no 2T25 ante um prejuízo de R\$ 17,6 milhões no 2T24.

As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 517,0 milhões no 2T25 ante R\$ 764,3 milhões no 2T24, um decréscimo de 32,4%, conforme explicado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 521,7 milhões no 2T25 ante R\$ 383,2 milhões no 2T24, um crescimento de 36,2%, reflexo principalmente da amortização da mais-valia originada nas aquisições da AES Brasil e da Esfera (R\$ 109,3 milhões) e do aumento da depreciação em função início da operação dos complexos eólicos de Cajuína e Tucano e do complexo solar de Jaíba ao longo de 2024 (R\$ 27,9 milhões).

- c) Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** crédito de R\$ 71,7 milhões no 2T25, ante R\$ 54,5 milhões de despesa no 2T24, gerado substancialmente pelo prejuízo fiscal apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo, decorrente do maior custo financeiro no período.
- d) Equivalência Patrimonial:** a equivalência patrimonial foi positiva em R\$ 14,8 milhões no trimestre (ante R\$ 48,4 milhões positivos no 2T24), reflexo do pior resultado nas participações em decorrência, principalmente, da variação na marcação a mercado dos contratos futuros de energia, sem impacto caixa e nos dividendos recebidos pela Auren.

## Endividamento

Em reunião de conselho da Companhia realizada em julho foi aprovada uma emissão de debênture na CESP, no montante R\$ 2,1 bilhões, com custo de CDI+0,62% e prazo de 7 anos, e uma emissão de debênture incentivada na Auren Participações, no montante de R\$ 1,15 bilhão, custo de até NTN-B 2035 decrescido de 0,41% na data da precificação. Com a emissão dessas debêntures, a Auren terá capacidade de pré-pagar na totalidade a 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia e a 10ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, resultando na diminuição do custo médio e no alongamento do perfil de amortização e prazo médio.

Considerando o fechamento de 30 de junho de 2025 ajustado pelos movimentos anunciados em julho ("proforma<sup>(1)</sup>"), a dívida bruta totaliza R\$ 25,0 bilhões, representando uma redução de R\$ 1,0 bilhão em comparação ao fechamento de março de 2025. O prazo médio da dívida foi estendido para cerca de 7,0 anos, superior aos 6,5 anos registrados em março e aos 5,9 anos ao final de 2024.

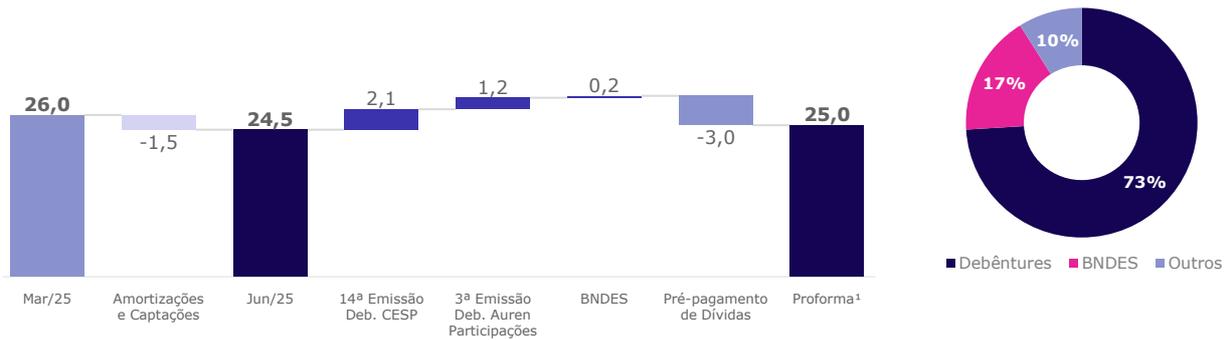
Em agosto e setembro de 2025, a Companhia realizará ações relevantes na gestão do endividamento, conforme gráficos 18 e 20:

- A Auren Participações emitirá sua 3ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 1,15 bilhão, prazo de 12 anos e remuneração equivalente à NTN-B 2035-0,41% a.a. na data da precificação, prevista para o dia 8 de agosto. A operação recebeu *rating* AAA da Fitch.
- A CESP emitirá sua 14ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 2,1 bilhões, prazo de 7 anos e remuneração de CDI+0,62% a.a. A operação também recebeu *rating* AAA da Fitch. A precificação está prevista para o dia 12 de agosto.
- Ainda, a Auren Energia captará, por meio do Fundo Clima (BNDES), R\$ 200,0 milhões com um prazo de 24 anos e remuneração equivalente a aproximadamente IPCA+3%.
- A Auren Energia realizará o pré-pagamento de R\$ 2,2 bilhões, a totalidade restante da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*), sem incidência de *break funding fee*, com vencimento original em outubro de 2028, custo crescente a cada ano, sendo o custo do primeiro ano de CDI+1,1% a.a., no segundo de CDI+1,2% a.a., no terceiro CDI+1,5% a.a. e, no último ano, custo final de CDI+2,0% a.a.
- A Auren Operações realizará o pré-pagamento de R\$ 750 milhões, sendo a totalidade da 10ª Emissão de Debêntures, com vencimento original em dezembro de 2027, com custo de CDI+1,5% a.a.
- Parte do montante contemplado no total da 3ª Emissão da Auren Participações será utilizado para o financiamento da construção do complexo de Cajuína 3 (cujo Capex é estimado em R\$ 750 milhões) em condições mais favoráveis do que as originalmente previstas na aprovação do projeto. O montante será transferido ao projeto após a liquidação das debêntures.

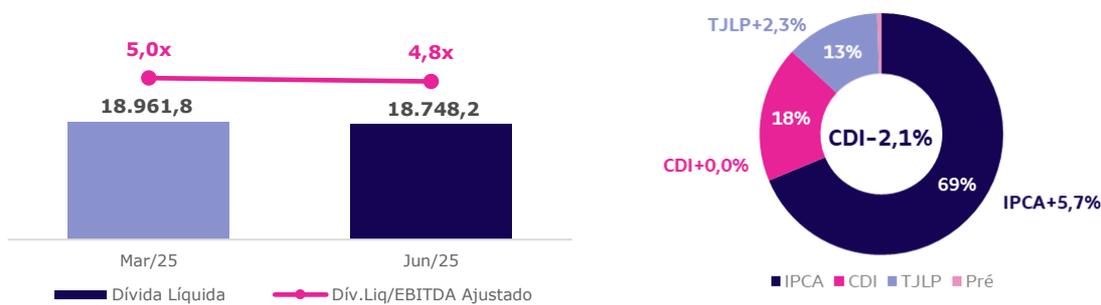
Considerando a dívida líquida proforma, aproximadamente 69% estão atreladas ao IPCA, o mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Auren. Esta estratégia oferece proteção contra oscilações futuras, enquanto uma parcela reduzida, apenas 18%, é remunerada pelo CDI, minimizando os impactos de possíveis aumentos na taxa de juros SELIC. O custo médio da dívida líquida proforma da Companhia é de CDI-2,1% ao ano.

<sup>(1)</sup> Proforma considera visão de 30 de junho de 2025, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 2,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia, e pelo pré-pagamento de R\$ 0,8 bilhão da 10ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, 14ª Emissão de Debêntures da CESP de R\$ 2,1 bilhões e 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 1,2 bilhão.

**| Gráfico 18 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma<sup>(1)</sup>**



**| Gráfico 19 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida Proforma<sup>(1)</sup>**



Após o pré-pagamento do *acquisition finance* e liquidação das novas emissões anunciadas, a Companhia manterá liquidez<sup>(2)</sup> proforma de R\$ 6,4 bilhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos 4 anos.

**| Gráfico 20 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma<sup>(1)</sup> (R\$ milhões)**



### Endividamento – Visão Contábil

No encerramento de junho de 2025, a dívida bruta da Auren totalizou R\$ 24,5 bilhões, 19,9% superior se comparado ao mesmo período de 2024, enquanto a liquidez consolidada da Companhia somava R\$ 5,9 bilhões ao final do 2T25. Desta forma, a evolução da dívida líquida entre os períodos é apresentada na Tabela 21 a seguir:

<sup>(1)</sup> Proforma considera visão de 30 de junho de 2025, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 2,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia, e pelo pré-pagamento de R\$ 0,8 bilhão da 10ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, pela 14ª Emissão de Debêntures da CESP de R\$ 2,1 bilhões, pela 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 1,2 bilhão e pela captação de R\$ 200,0 milhões via Fundo Clima (BNDES).

<sup>(2)</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

**| Tabela 21 | Endividamento (30 de junho de 2025)**

R\$ milhões	Jun/25	Jun/24	Var.	Mar/25	Var.
<b>Dívida Bruta</b>	<b>24.503,5</b>	<b>20.436,7</b>	<b>19,9%</b>	<b>25.992,3</b>	<b>-5,7%</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos <sup>(1)</sup>	(11,8)	76,3	n.a.	(8,9)	32,7%
Arrendamentos	167,3	295,4	-43,4%	169,5	-1,3%
<b>Dívida Bruta Ajustada<sup>(2)</sup></b>	<b>24.659,0</b>	<b>20.808,4</b>	<b>18,5%</b>	<b>26.152,9</b>	<b>-5,7%</b>
Liquidez <sup>(3)</sup>	5.910,8	7.926,4	-25,4%	7.191,1	-17,8%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>18.748,2</b>	<b>12.882,0</b>	<b>45,5%</b>	<b>18.961,8</b>	<b>-1,1%</b>
EBITDA Ajustado	3.937,9	3.452,3	14,1%	3.787,6	4,2%
<b>Dívida Líquida/EBITDA Ajustado</b>	<b>4,8x</b>	<b>3,7x</b>	<b>+1,1x</b>	<b>5,0x</b>	<b>-0,2x</b>

Dado o crescimento do EBITDA ajustado dos últimos 12 meses, a Companhia apresentou Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) de 4,8x no encerramento do 2T25, queda de 0,2x comparado ao encerramento de março de 2025, reforçando o compromisso da Companhia com a desalavancagem.

Para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia, incluindo as características individuais de cada emissão, acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

### **Covenants Financeiros – Auren Operações**

Em junho de 2025, o montante de R\$ 4,8 bilhões do total da dívida bruta da Companhia apresentava *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 3,22x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,50x, atendendo à obrigação contratual.

### **Ratings**

Em agosto de 2025, a Fitch avaliou a 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações e 14ª Emissão de Debêntures da CESP, ambas com *rating*, em escala local, de AAA e perspectiva estável.

Mesmo em um cenário de alavancagem mais elevada, a manutenção dos *ratings* das emissões da Auren no grau máximo (AAA) pela Fitch refletem os efeitos positivos da integração dos ativos e reforçam a confiança no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Auren.

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

<sup>(1)</sup> Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

<sup>(2)</sup> Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

<sup>(3)</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

## Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 22 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ Milhões	2T25	2T24 proforma	Var.	6M25	6M24 proforma	Var.
EBITDA Ajustado	980,6	830,4	18,1%	2.185,9	1.557,9	40,3%
IR/CS Caixa	(87,5)	(78,9)	10,9%	(162,0)	(137,8)	17,5%
Capital de Giro e Outros	351,6	242,0	45,3%	123,7	292,4	-57,7%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(81,0)	(109,4)	-26,0%	(108,8)	(149,9)	-27,4%
<b>Fluxo de Caixa Operacional (FCO)</b>	<b>1.163,8</b>	<b>884,1</b>	<b>31,6%</b>	<b>2.038,8</b>	<b>1.562,6</b>	<b>30,5%</b>
Serviço da Dívida	(790,1)	(242,3)	226,1%	(1.161,5)	(660,0)	76,0%
<b>FCO após Serviço da Dívida</b>	<b>373,7</b>	<b>641,9</b>	<b>-41,8%</b>	<b>877,4</b>	<b>902,6</b>	<b>-2,8%</b>
Índice de Conversão de Caixa	38,1%	77,3%	-39,2 p.p.	40,1%	57,9%	-17,8 p.p.
CAPEX Projetos	(106,1)	(152,7)	-30,6%	(222,0)	(433,0)	-48,7%
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	(9,9)	(27,7)	-64,3%	(49,9)	(38,2)	30,7%
Captações	2.006,8	3.501,5	-42,7%	2.006,8	3.875,0	-48,2%
Amortizações	(3.455,3)	(1.535,6)	125,0%	(4.796,8)	(1.859,8)	157,9%
Aumento de Capital em Investidas	-	-	n.a.	(10,7)	(9,3)	15,3%
Dividendos	(61,4)	(92,0)	-33,3%	(161,1)	(492,0)	-67,3%
Aquisição de Investimento	-	(64,0)	-100,0%	-	(64,0)	-100,0%
Recebimento Alienação de investidas	28,5	-	n.a.	63,5	31,5	101,4%
Aquisição de Investimento - Esfera Energia	-	-	n.a.	(0,4)	-	n.a.
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>(1.223,6)</b>	<b>2.271,2</b>	<b>-153,9%</b>	<b>(2.293,1)</b>	<b>1.912,9</b>	<b>-219,9%</b>
Saldo de Caixa Inicial	6.131,0	4.895,0	25,3%	7.200,5	5.253,3	37,1%
<b>Saldo de Caixa Final</b>	<b>4.907,4</b>	<b>7.166,3</b>	<b>-31,5%</b>	<b>4.907,4</b>	<b>7.166,3</b>	<b>-31,5%</b>
Fundo Liquidez – Conta Reserva	977,6	760,1	28,6%	977,6	760,1	28,6%
Aplicações Financeiras	25,8	-	n.a.	25,8	-	n.a.
<b>Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras</b>	<b>5.910,8</b>	<b>7.926,4</b>	<b>-25,4%</b>	<b>5.910,8</b>	<b>7.926,4</b>	<b>-25,4%</b>

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

- Capital de Giro:** R\$ 351,6 milhões no 2T25, a variação de R\$ 109,6 milhões comparado ao 2T24 é explicada, principalmente pela liberação de recebíveis da CCEE, viabilizada por operações estruturadas para destravar liquidez.
- Serviço de Dívida:** R\$ 790,1 milhões no 2T25, a variação de R\$ 547,8 milhões comparado ao 2T24 é explicada, principalmente, pelo aumento da Dívida Líquida em R\$ 6,0 bilhões, ano contra ano, devido, principalmente, ao *acquisition finance* de aproximadamente R\$ 5,4 bilhões, amortizado parcialmente no 2T25 conforme item (c) deste capítulo.
- Captações e Amortizações:** saldo líquido entre captações e amortizações negativo em R\$ 1,4 bilhão, como resultado, principalmente, de (i) captação de R\$ 2,0 bilhões na 2ª emissão de debêntures da Auren Participações S.A., com prazo de 10 anos e rating AAA pela Moody's – a Companhia realizou um swap do custo de emissão de IPCA+7% a.a. para CDI, equivalente a um custo *all-in* final de CDI sem *spread*; e (ii) amortização de R\$ 3,2 bilhões referente a 59% do *acquisition finance*, empréstimo ponte emitido para a aquisição da AES Brasil no valor de R\$ 5,4 bilhões. Com esta amortização, a dívida bruta foi reduzida em R\$ 1,5 bilhão (vs. 1T25), totalizando R\$ 24,5 bilhões no 2T25.
- Capex *Sustaining*:** a despesa de Capex relacionada à manutenção dos ativos no 2T25, de R\$ 81,0 milhões, refere-se majoritariamente ao plano de melhoria da disponibilidade dos ativos adquiridos, cujos avanços estão detalhados na seção "Desempenho Operacional da Geração" deste documento.
- Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 2T25, de R\$ 106,1 milhões, refere-se majoritariamente aos gastos remanescentes da implantação dos projetos Cajuína 1 e 2, bem como da implantação do projeto Cajuína 3.

- f) **Dividendos:** o pagamento de dividendos registrado no 2T25 refere-se a dividendos pagos aos acionistas da Companhia anunciados em abril de 2025 e pagos em maio de 2025, no valor de R\$ 59,6 milhões, equivalente a aproximadamente R\$ 0,06 por ação e correspondente a 25% do lucro líquido ajustado do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Mais informações estão disponíveis no [Aviso aos Acionistas](#) publicado no site de RI da Companhia.

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

## Temas Regulatórios

### Publicada Medida Provisória 1.307 sobre ZPEs com fomento para novas cargas e energia renovável

Em 21 de julho, foi publicada a Medida Provisória 1307 estabelecendo novas diretrizes para as Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs) no que tange seu regime tributário, cambial e administrativo. Para o setor elétrico, dentre os principais pontos, destaca-se a obrigatoriedade do uso de nova energia renovável para empreendimentos localizados nas ZPEs, ou seja, a energia deverá ser proveniente de usinas que ainda não tenham entrado em operação até a data da publicação da medida.

Ficam excluídas da obrigação algumas hipóteses, dentre elas, os consumidores cativos e projetos já aprovados pelo Conselho Nacional das ZPEs (CNZPE) até a publicação da MP.

A medida também amplia o escopo das atividades permitidas nas ZPEs, autorizando a instalação de empresas voltadas à prestação de serviços ao mercado externo, o que inclui, por exemplo, data centers.

A MP segue agora para apreciação do Congresso Nacional, até sua validade em 17 de novembro de 2025.

### Publicada a Medida Provisória 1.304 com mitigantes à derrubada dos Vetos da Lei das Eólicas Offshore e limitação da CDE

Em 11 de julho de 2025, em edição extra do Diário Oficial da União, foi publicada a Medida Provisória (MP) 1.304. A MP trata de temas como a criação de um teto de orçamento para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e criação de encargo para suprimento dos valores além do teto, conforme destacamos a seguir.

A partir de 2027, o valor total da CDE, cobrado nas tarifas reguladas, será fixado no orçamento nominal previsto para 2026. Caso ocorra insuficiência de recursos e o custo total da conta ultrapasse os patamares de 2026, os custos adicionais serão cobertos por um novo encargo (Encargo de Complemento de Recursos) a ser pago apenas pelos agentes beneficiários da CDE, na proporção do benefício auferido, com exceção dos programas Luz para Todos, Tarifa Social, CCC, CCEE e suprimento a pequenas distribuidoras. Neste sentido, sendo necessário o recolhimento do Encargo de Complemento de Recursos, os pagadores serão, principalmente, os geradores e consumidores incentivados e de micro e minigeração distribuída.

Além disso, a MP estabelece a substituição da obrigatoriedade de contratação de até 12,5 GW de projetos termelétricos com parcela de geração inflexível, prevista na Lei da Eletrobras, por até 4,9 GW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Usinas Hidrelétricas (UHE) com capacidade instalada de até 50 MW. Deste total, 3 GW deverão ser contratados até o 1º trimestre de 2026, por meio de leilão de reserva de capacidade, com início de suprimento escalonado entre 2032 e 2034, período contratual de 25 anos e preço máximo referenciado no Leilão de Energia Nova A-6 de 2019, corrigido pelo IPCA. Ainda no que se refere às PCH, fica revogada a obrigatoriedade de destinação de 50% da demanda dos leilões A-5 e A-6 para UHEs com capacidade instalada de até 50 MW.

As futuras contratações compulsórias previstas na Lei da Eletrobras também passam a ficar vinculadas às necessidades do planejamento do setor, conforme critérios técnicos definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Ainda, fica conferida ao CNPE, a competência para definir as condições de acesso, inclusive valores, às infraestruturas de escoamento, processamento e transporte do gás natural da União.

Cabe destacar que as Medidas Provisórias são normas com força de lei editadas pelo Presidente da República em casos de urgência e relevância, elas entram em vigor imediatamente após sua publicação, mas precisam ser aprovadas pelo Congresso em até 120 dias (60 prorrogáveis por mais 60) para que seus efeitos se tornem permanentes. Considerando a data de publicação da referida Medida, ela vigorará até 07 de novembro, prazo máximo para a sua aprovação no Congresso Nacional.

### Derrubada de Vetos referente a Matérias Alheias ao Tema na Lei das Eólicas Offshore

No dia 10 de janeiro de 2025, foi sancionada Lei nº 15.097/2025, que instituiu o marco legal para a exploração de energia eólica offshore no Brasil. A legislação, quando sancionada pelo Presidente da República, teve uma série de vetos acerca das matérias alheias ao escopo original da lei.

Os comumente chamados "jabutis" incluíam, dentre outros, incentivos a fontes fósseis e micro e minigeração distribuída. A decisão de veto do Executivo, no entanto, não é final e deve ser referendada pelo Congresso.

As discussões foram intensificadas em junho e julho, sendo deliberada a derrubada de alguns vetos e em outra sessão, prevista para agosto, podem ser discutidos os vetos restantes. A deliberação pela rejeição de alguns vetos torna novamente válidos os seguintes dispositivos:

- PCHs: contratação de 4,9 GW de capacidade e energia associada de hidrelétricas de até 50 MW, sendo 3 GW no Centro-Oeste, 1,5 GW no Sul/Sudeste e 400 MW no Norte/Nordeste.
- Hidrogênio líquido: contratação de 250 MW de energia proveniente do hidrogênio líquido a partir do etanol no Nordeste.

- Eólica: contratação de 300 MW de energia proveniente de eólicas no Sul.
- Contratação por inexistência de oferta: obrigação de contratar em anos subsequentes o total de capacidade definido no art. 1º da Lei 14.182/2021, que também abrange as térmicas a gás natural.
- Proinfa: prorrogação por 20 (vinte) anos dos contratos de PCHs, biomassa e eólicas do Proinfa, a partir da data de vencimento do contrato atual. A prorrogação será com alteração do preço atual para o preço-teto do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, corrigido pelo IPCA desde a data do leilão até a assinatura do aditivo contratual. Também foi revogada a obrigação de trocar o IGP-M pelo IPCA na correção dos contratos existentes de 2020 para 2021.

A decisão supracitada foi oficializada, no dia 07 de julho de 2025.

### **ANEEL delibera sobre o cálculo das indenizações referentes aos ativos de transmissão classificados como Rede Básica Sistema Existente (RBSE)**

No dia 10 de junho de 2025, a ANEEL deliberou acerca de pedido de reconsideração de alguns agentes sobre o cálculo das indenizações referentes à RBSE, que versavam sobre dois principais pontos: (i) aplicação do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) na remuneração da parcela incontroversa em discussão (aquela não afetada pelas liminares concedidas aos consumidores entre 2017 e 2019); e (ii) preservação da uniformidade na modelagem do fluxo de caixa, adotando fluxos antecipados ou postecipados de forma consistente ao longo de todo o período.

A deliberação da agência atendeu aos pedidos em partes e resolveu pela manutenção da metodologia da ANEEL para representação dos fluxos de caixa (antecipado na fase de acumulação e postecipado na fase de amortização) e pela separação dos fluxos financeiros entre os saldos controversos e incontroversos. Adicionalmente, gerando resultados positivos aos agentes geradores, foi determinada a remuneração do saldo incontroverso com aplicação do WACC, em vez do Custo de Capital Próprio (Ke) e atualização do saldo controverso pelo Ke até a data do efetivo pagamento. Também foi feita a revisão do WACC a partir de 2023, ano da revisão periódica da RAP.

O resultado aprovado prevê um ganho total de R\$ 5,49 bilhões (valores de junho/2024) a serem destinados a consumidores e geradores. Esse valor será distribuído ao longo dos próximos três ciclos tarifários (2025/2026, 2026/2027 e 2027/2028), por meio de três parcelas anuais uniformes de R\$ 1,83 bilhão. A redução da receita das transmissoras (RAP) nos próximos ciclos indicados será repassada aos consumidores e geradores por meio da redução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Assim, as usinas da Companhia sem estabilização da TUST, devem perceber alívio dos valores anteriormente previstos para os ciclos supracitados.

### **Publicada a Medida Provisória 1.300 com reforma estrutural em pilares do setor elétrico**

Em 21 de maio de 2025 foi publicada a Medida Provisória (MP) 1.300 com uma proposta de reforma estrutural para o setor elétrico, a nova legislação sinaliza alterações relevantes que impactam diretamente todos os elos da cadeia do setor elétrico, em especial, os consumidores, geradores e comercializadores de energia.

Destaca-se o cronograma de abertura total do mercado de energia elétrica para consumidores em baixa tensão a partir de agosto de 2026, com previsão de abertura total, inclusive para consumidores residenciais, em dezembro de 2027. Também está prevista a criação de um Supridor de Última Instância (SUI), entidade que será responsável por suprir os consumidores que não consigam mais ser atendidos no mercado livre. Ainda sobre a temática de liberalização, a MP permite a introdução de novas modalidades tarifárias e flexibilização das exigências de contratação para atendimento da carga.

No que se refere aos encargos e subsídios, o Governo ampliou a política de incentivos para o segmento de baixa renda, garantindo a gratuidade no consumo mensal de energia na parcela de até 80 kWh bem como, a isenção do consumidor com renda entre meio a um salário-mínimo de pagamento do encargo da CDE no consumo de até 120 kWh. Tal medida já se encontra normatizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e está vigente desde 5 de julho.

Para viabilizar essa política, são estabelecidas mudanças relevantes na estrutura de subsídios atualmente concedidos às fontes incentivadas, com destaque à vedação de descontos sobre a TUST/D para consumidores de baixa tensão que migrarem para o mercado livre e contratarem energia renovável. Além disso, para os demais consumidores, ou seja, aqueles consumidores conectados em alta tensão que já firmaram ou firmarão contratos de energia incentivada, mantém-se a aplicação do incentivo de 50% sobre a TUST/D até a data de término dos contratos que estiverem registrados e validados na CCEE até 31 de dezembro de 2025, ficando vedada a incidência deste desconto após o término desses contratos. Essas medidas apesar de visarem a redução de encargos, podem afetar a atratividade e a comercialização da energia renovável, impactando projetos existentes e novos investimentos no setor.

A proposta também trata da autoprodução, sugerindo critérios mais restritivos para a equiparação de autoprodutores, como demanda mínima de 30 MW e participação acionária mínima de 30% por parte do consumidor no empreendimento. Além disso, ela estabelece também que a partir de 60 dias de sua publicação, 18 de julho, novos arranjos de autoprodução tradicional (ou mesmo equiparação) só poderão ser realizados com empreendimentos de geração novos, impossibilitando parcerias de autoprodução em usinas existentes. Essas mudanças têm potencial de reconfigurar modelos de negócio hoje utilizados para viabilizar novos projetos.

É previsto também um mecanismo concorrencial que busca destravar R\$ 1,13 bilhão no mercado de curto prazo relacionado a ações judiciais de pequenas hidrelétricas e usinas em recuperação judicial que não aderiram ao Acordo do GSF em 2021. A solução envolve a negociação desses valores via títulos entre agentes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), em um processo gerido pela CCEE. Os compradores dos títulos poderão convertê-los em extensão do prazo de suas concessões (até 7 anos), utilizando os mesmos critérios de 2021. A adesão exige desistência das ações judiciais e renúncia a direitos nelas alegados.

Outros temas relevantes abordados na Medida são a redistribuição das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) por região e nível de tensão, a inclusão dos consumidores livres na base dos adquirentes da energia das usinas Angra 1 e 2 e na base de rateio dos custos dos incentivos à geração distribuída compensados pela CDE, bem como, a alteração da política de incentivo para o segmento de irrigação e aquicultura, conferindo potenciais novas dinâmicas para o setor elétrico seja em termos de preço, horário de consumo e governança das instituições.

A Auren Energia segue acompanhando atentamente a tramitação dessa proposta e avaliará seus desdobramentos em fóruns regulatórios e institucionais, com foco em garantir a segurança jurídica, a sustentabilidade dos investimentos já realizados e a viabilidade da expansão da geração renovável no país.

Adicionalmente, o MME tem avançado com a abertura de Consultas Públicas com proposta de regulamentação de alguns temas da MP, por exemplo, as consultas 187 e 188, que visam tratar do detalhamento do fim do desconto no fio para os consumidores e da operacionalização do mecanismo concorrencial, respectivamente.

A Medida Provisória está em vigor e assim permanecerá até 18 de setembro, prazo máximo para a sua aprovação no Congresso Nacional.

### **Curtailment: evolução no cronograma de ressarcimento pelo *constrained-off* eólico e estabelecimento de grupo de trabalho no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**

Em 19 de maio de 2025, foi divulgado o Comunicado CCEE 372/2025, que estabelece o cronograma de operacionalização das recontabilizações e ressarcimentos associados ao *constrained-off* para usinas eólicas, referente ao período "definitivo". Com a referida divulgação os ressarcimentos previstos nos contratos regulados das usinas eólicas da Auren junto às distribuidoras de energia serão descongelados, com desembolso desses valores represados desde 2021, impactando assim na receita mensal dos empreendimentos.

Vale lembrar que a normatização dos ressarcimentos por *constrained-off* em usinas eólicas foi dividida em duas etapas distintas, sendo elas o denominado período "provisório", que abarcou os ressarcimentos referentes aos eventos de corte ocorridos antes de outubro de 2021 por meio de metodologia específica e que já se encontra concluído, e o denominado período "definitivo", que abarcou os eventos de corte ocorridos de outubro de 2021 em diante e que se encontrava congelado até então pela ausência de regras de comercialização para apuração, aprovadas recentemente por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 1.109/2024, possibilitando assim o descongelamento dos pagamentos.

Conforme o cronograma divulgado, os efeitos financeiros de tais ressarcimentos nas receitas das usinas eólicas já poderão ser percebidos em julho deste ano.

Ainda, sobre a temática de *curtailment*, foi criado durante a 302ª reunião extraordinária do CMSE um grupo de Trabalho (GT) para buscar soluções para mitigar os impactos causados pelos cortes de geração de energia renovável, o grupo é formado por diferentes secretarias do MME, bem como, por representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O GT já contou com reuniões técnicas junto às associações dos segmentos renováveis de geração eólica e solar, que defenderam soluções para mitigar os efeitos desses cortes para os geradores renováveis e os consumidores finais.

### **ANEEL encerra Consulta Pública 23 de 2024 para tratar da conexão à rede de transmissão de consumidores com foco nas novas cargas de data centers e produção de hidrogênio verde e publica REN 1.122/2025**

A ANEEL concluiu a Consulta Pública nº 23/2024 com a aprovação da Revisão 4 do Módulo 5 das Regras de Transmissão, por meio da Resolução Normativa nº 1.122/2025. As alterações normativas visam aprimorar e dar mais robustez aos procedimentos de acesso de unidades consumidoras à Rede Básica, com a introdução de exigências de garantias financeiras para solicitação de parecer de acesso e celebração do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, limitação à postergação do início do suprimento e vinculação entre a assinatura do contrato e a emissão da autorização.

O tema já havia sido abordado no release do 4T24, no contexto da abertura da CP, em razão da crescente demanda por acesso à rede por empreendimentos de data centers e produção de hidrogênio verde. As medidas visam mitigar o risco de acessos especulativos, conferindo maior previsibilidade ao planejamento da expansão da transmissão e alinhamento regulatório com o arcabouço aplicável a centrais geradoras.

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

## Outras Informações Relevantes

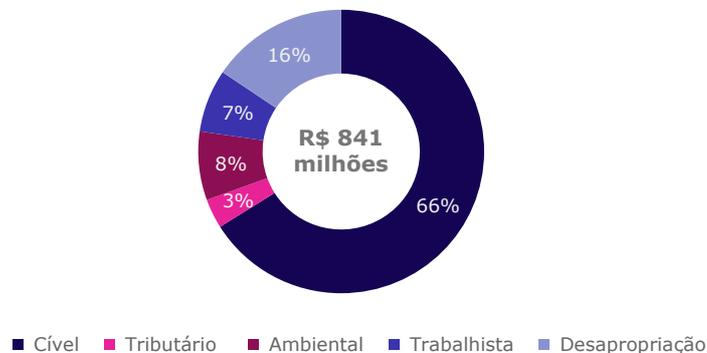
### Contencioso Passivo

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

Atualmente, a Companhia figura como parte em processos judiciais que totalizam R\$ 841 milhões em provisões (perdas prováveis) e R\$ 3.105 milhões em contingências classificadas como perda possível. O valor consolidado, de R\$ 3.946 milhões, representa um aumento de R\$ 60 milhões em relação ao registrado no 4º trimestre de 2024, reflexo esperado de correção monetária e demais movimentações processuais (Gráfico 22).

A distribuição do risco provisionado por natureza jurídica, apresentada no Gráfico 21, sob a denominação de "Perfil do Contencioso Passivo", revela a predominância da carteira cível, que concentra 66% do risco provável. Esta abrange, majoritariamente, ações indenizatórias, bem como demandas de natureza regulatória e imobiliária (excetuando-se casos de desapropriação), com o total de 1.193 ações em curso.

| Gráfico 21 | Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



| Gráfico 22 | Perfil do Contencioso Passivo Provável e Possível (% Total)



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

## Plano de Pensão – VIVEST

### Implementação da Estratégia de Imunização no Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão PSAP/CESP B1

Em 23 de dezembro de 2024, a Diretoria Executiva da Vivest aprovou a adoção da estratégia de imunização para o Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP/CESP B1, patrocinado pela CESP e administrado pela Vivest.

Em síntese, a imunização consiste na troca de grande parte dos ativos garantidores do plano PSAP/CESP B1 por títulos públicos indexados ao IPCA, que passam a ser marcados na curva. Essa estratégia de imunização encontra-se amparada em estudos técnicos e jurídicos desenvolvidos pela Vivest em parceria com consultoria atuarial independente.

Em decorrência da implementação desta estratégia, verificou-se a elevação da taxa de juros atuarial apresentada em estudo técnico, conforme aprovada por unanimidade no Comitê Gestor do plano PSAP/CESP B1 em 30 de julho de 2025. Agora, a elevação da taxa de juros segue para análise do Conselho Deliberativo da Vivest e, em seguida, pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc). Estima-se que a análise pelo Conselho Deliberativo da Vivest e, posteriormente, pela Previc seja concluída até o final de 2025.

A imunização dos ativos do PSAP/CESP B1 objetiva uma melhor alocação dos investimentos, alinhando os fluxos de vencimentos dos ativos com os desembolsos futuros dos benefícios dos participantes, aproveitando também a atual janela macroeconômica de juros. Com a adoção dessa estratégia, parte dos ativos do plano passam a ser marcados na curva e não mais a mercado. Entre os principais benefícios desta estratégia, destacam-se:

- Redução do atual déficit atuarial<sup>(1)</sup> do plano PSAP/CESP B1 e, como consequência, a redução da necessidade de aportes anuais ao fundo por parte da patrocinadora CESP para o equacionamento de déficit técnico já existente;
- Redução da volatilidade dos resultados, ao evitar o impacto das oscilações de mercado sobre a rentabilidade da parcela da carteira marcada na curva; e
- Mitigação do risco de reinvestimento, por meio da aquisição de títulos com vencimentos de longo prazo, que possibilitem o casamento dos fluxos de caixa com os compromissos do passivo.

A adoção da marcação na curva está em conformidade com as disposições das Resoluções CNPC nº 43/2021 e nº 61/2024, e foi respaldada por estudos atuariais e financeiros que demonstraram a capacidade do plano PSAP/CESP B1 de manter os ativos até o vencimento, conforme exigido pela regulamentação vigente.

Uma vez aprovadas as taxas atuariais, a Companhia acredita que, até 31/12/2025, o déficit atuarial atribuído à CESP poderá ser reduzido em até R\$ 693 milhões, no caso do **Cenário I** (abaixo mencionado), ou em até R\$ 575 milhões, no caso do **Cenário II** (abaixo mencionado), apurado segundo as normas da Previc. Essa redução do déficit atuarial do plano PSAP/CESP B1 pode diminuir em até R\$ 36 milhões ou, conforme o caso, em até R\$ 25 milhões por ano, as contribuições extraordinárias pagas pela CESP, as quais são destinadas a recompor a parcela do déficit atuarial de sua responsabilidade.

A tabela abaixo apresenta uma análise dos efeitos da nova taxa de juros atuarial, considerando dois possíveis cenários: o primeiro com base na taxa atuarial estimada, que, para ser implementada, necessita da aprovação prévia da Previc (**Cenário I** - taxa de 6,28%), e o segundo limitado ao teto da taxa atuarial divulgado pelo referido órgão (**Cenário II** - taxa de 5,66%), no cenário de a Previc não aprovar a taxa atuarial do **Cenário I** (ambos os cenários partem da premissa de que Conselho Deliberativo da Vivest aprovará a elevação da taxa de juros atuarial do plano PSAP/CESP B1):

| Tabela 23 | Análise de Sensibilidade

Cenário Estimado em 31/12/2025	Déficit Atuarial Estimado (R\$ milhões)	Redução em Relação ao Cenário Atual		Desembolso Anual de Contribuições Extraordinárias pela CESP (R\$ milhões)	Redução em Relação ao Cenário Atual	
		(R\$ milhões)	%		(R\$ milhões)	%
<b>Atual</b>	<b>1.700</b>			<b>168</b>		
<b>Cenário I</b> – Taxa atuarial @ 6,28%	1.007	-693	-41%	132	-36	-21%
<b>Cenário II</b> – Taxa atuarial @ 5,66%	1.125	-575	-34%	143	-25	-15%

Os efeitos positivos da estratégia acima, uma vez aprovada, se estenderão aos participantes e assistidos dos subplanos BD e CV do PSAP/CESP B1, pois também levarão à redução das contribuições extraordinárias que lhes cabem.

Ressalte-se que não há reflexos imediatos nas provisões ou nas despesas reconhecidas nas Demonstrações Contábeis da Auren, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 33 (R1) / IAS 19 – Benefícios a Empregados. Segundo

<sup>(1)</sup> Déficit atuarial: é a insuficiência de ativos do plano para cobrir os compromissos futuros estimados com base em premissas atuariais

tais normas, os ativos do plano devem ser mensurados a valor justo (marcação a mercado) e a taxa de desconto aplicada na mensuração das obrigações atuariais deve corresponder às taxas de mercado de NTN-Bs com prazo compatível com a duração dos compromissos do plano, e não à taxa esperada de retorno dos investimentos, não havendo, portanto, impactos imediatos nestes itens em decorrência da estratégia de imunização.

**| Tabela 24 | Cálculo do Déficit Atuarial CESP pela Metodologia CPC33**

<b>Déficit Atuarial CESP pela Metodologia do CPC33</b>	<b>30/06/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
Déficit atuarial estimado (R\$ milhões)	816	841

Conforme já mencionado em períodos anteriores, visando a equacionar as obrigações da Companhia perante o plano PSAP/CESP B1, a CESP estruturou e executou, após aprovação da Vivest e Previc, diversas medidas para redução do déficit, tais como (i) a abertura de plano de migração voluntária que possibilitou aos participantes do plano PSAP/CESP B1 a transferência de suas reservas para um plano de Contribuição Definida (CD); (ii) o saldamento dos subplanos BD e CV do PSAP/CESP B1; e (iii) a alteração do critério de atualização dos benefícios concedidos no plano PSAP/CESP B1, de IGP-M para IPCA. A estratégia de imunização desponta como mais uma dessas iniciativas, reforçando o compromisso da administração em buscar, continuamente, alternativas que gerem valor para a Companhia e contribuam para a redução de seu passivo atuarial de forma sustentável.

A efetiva elevação da taxa de juros atuarial do plano PSAP/CESP B1 e os efeitos de tal elevação nas Demonstrações Atuariais do plano PSAP/CESP B1 somente serão percebidos caso o Conselho Deliberativo da Vivest (**Cenário I**) e a Previc (**Cenário II**) aprove(m) tal alteração, o que depende de outros fatores alheios ao controle da Companhia. A Companhia manterá o mercado informado sobre quaisquer desdobramentos relevantes relacionados a este tema.



**2Q**  
**25**

**Earnings  
Release**

AUGUST  
2025

## CONTENTS

<b>The Quarter at a Glance</b> .....	<b>4</b>
<b>Message from Management</b> .....	<b>6</b>
<b>Electricity Market</b> .....	<b>8</b>
<b>Performance by Business Unit</b> .....	<b>13</b>
Generation .....	13
Auren's Non-Controlling Interests .....	27
Trading .....	29
<b>Consolidated Financial Performance</b> .....	<b>31</b>
<b>Regulatory Topics</b> .....	<b>39</b>
<b>Other Material Information</b> .....	<b>42</b>

## Earnings Call

**August 08, 2025**

(in Portuguese with simultaneous translation into English)

**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)
- **Joaquim Spinola** (Executive Officer - M&A, Business Development and Investor Relations)
- **Luiz Perez** (Investor Relations Executive Manager)
- **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 June 30, 2025:

**AURE3:**  
R\$ 10.17

**Market Cap:**  
R\$ 10.7 billion

## The Quarter at a Glance

Auren posted **Adjusted EBITDA of R\$ 981 million** in 2Q25, an **18% increase** compared to pro forma 2Q24, **reaching a record Adjusted EBITDA of R\$ 2.2 billion for the first half. Leverage reduced to 4.8x Net Debt/Adjusted EBITDA**

**Start of Final Integration Phase:** the integration process has entered its final phase, expected to be completed by the end of 2025. During the first half, we **integrated all assets acquired from AES Brasil into Auren's performance management system** and **unified the Operations Center**. In early August, we **went live with the unified SAP system and integrated the Shared Services Center**. Auren remains focused on its strategic priorities outlined below:

- **Better availability of acquired assets:** availability of the acquired wind assets continues to improve, **averaging 92.0% in 2Q25**, up 5.7 p.p. compared to the same quarter in 2024 and 2.1 p.p. versus 1Q25. In June, availability reached 92.8%.
- **Synergies:** recurring **synergy gains in PMSO resulted in cost savings of R\$ 54.5 million in 2Q25**, consistent with the previously mentioned R\$ 250 million in annual synergies. **Cumulative synergies total R\$ 154 million** since 4Q24.
- **Conclusion of liability management process:** in July 2025, CESP announced its 14<sup>th</sup> issuance of debentures worth **R\$ 2.1 billion, with a 7-year term and cost of CDI + 0.62% p.a.** Auren Participações announced its 3<sup>rd</sup> issuance of infrastructure debentures worth **R\$ 1.15 billion, with a 12-year term and cost of NTN-B - 0.41% p.a.** The funds will be used to: (i) settle the entire remaining portion of the acquisition finance in full (R\$ 2.2 billion) and the 10<sup>th</sup> issuance of Auren Participações (R\$ 750 million) with a higher financial cost; and (ii) fund the construction of Cajuína 3.

**Strong Energy Generation:** in 2Q25, proprietary generation reached 3.2 GWavg<sup>(1)</sup>, 15.3% higher than the same period in 2024. Highlights include wind assets, which generated **1.3 GWavg<sup>(1)</sup>**, 12.5% higher than the same period in 2024, **equivalent to 102.1% of the certified P90** generation and 93.5% of the P50. This is the second consecutive quarter the Company has produced energy above P90 (100.8% in 1Q25 and 102.1% in 2Q25). Potential generation in 2Q25, disregarding curtailment, reached 103.4% of the P50.

**Trading Leadership:** based on a **strategy to optimize available firm energy** capacity following the acquisition of AES Brasil's assets, between June and July, the Company's trading arm entered into agreements that will enable the sale of approximately **200 MWavg of energy**, at an average selling **price above R\$ 220/MWh** and an **average term of 15 years**.

**Record Results:** Auren recorded the highest Adjusted EBITDA in its history for the half, reaching **R\$ 2.2 billion**, with R\$ 981 million in 2Q25 a **40% increase compared to the combined result of the companies in the same half last year**. Leverage reached **4.8x LTM Net Debt/Adjusted EBITDA**, a reduction of 0.2x compared to 1Q25.

**Implementation of Pension Liability Immunization Strategy:** the Company completed the immunization of CESP's pension plan (VIVEST), **aligning asset yields and maturities with future liabilities**, taking advantage of the current interest rate situation. Key benefits of the strategy include **reducing the actuarial deficit by up to R\$ 693 million**, **lowering the need for Company contributions**, and **reducing result volatility** by marking the portfolio to market. For further information see the Pension Plan section – VIVEST, in [Other Material Information](#).

<sup>(1)</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

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

### Operational Headlines

Generation (MWavg)	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
Hydro	1,785	1,534	16.3%	2,179	1,813	20.2%
Wind <sup>(1)</sup>	1,279	1,137	12.5%	1,138	921	23.6%
Solar <sup>(1)</sup>	144	112	28.8%	175	102	71.6%
<b>Total Proprietary Assets</b>	<b>3,208</b>	<b>2,783</b>	<b>15.3%</b>	<b>3,491</b>	<b>2,836</b>	<b>23.1%</b>
Equity Interests <sup>(2)</sup>	162	369	-56.0%	193	384	-49.7%
<b>Total Proprietary Assets and Interests</b>	<b>3,370</b>	<b>3,152</b>	<b>6.9%</b>	<b>3,684</b>	<b>3,220</b>	<b>14.4%</b>

Average Availability Wind Assets	2Q25	2Q24 proforma	Change (p.p.)	6M25	6M24 proforma	Change (p.p.)
Consolidated Portfolio	93.5%	89.2%	4.3	92.8%	86.2%	6.5
Acquired Assets	92.0%	86.3%	5.7	91.0%	81.9%	9.1

### Summary Financials

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change	LTM 2Q25
<b>Net Revenue</b>	<b>2,885.5</b>	<b>2,307.9</b>	<b>25.0%</b>	<b>5,837.8</b>	<b>4,517.2</b>	<b>29.2%</b>	<b>12,571.0</b>
Generation	1,596.8	1,363.8	17.1%	3,217.8	2,690.0	19.6%	6,616.4
Trading	1,894.2	1,231.0	53.9%	3,682.0	2,436.4	51.1%	8,325.3
Eliminations	(605.4)	(287.0)	111.0%	(1,061.9)	(609.2)	74.3%	(2,370.3)
<b>Adjusted EBITDA<sup>(3)</sup></b>	<b>980.6</b>	<b>830.4</b>	<b>18.1%</b>	<b>2,185.9</b>	<b>1,557.9</b>	<b>40.3%</b>	<b>3,937.9</b>
Generation	955.1	758.9	25.9%	2,025.2	1,472.1	37.6%	3,791.5
Trading	54.1	100.5	-46.2%	218.7	152.3	43.6%	268.5
Holding Company and Pipeline	(28.5)	(29.0)	-1.7%	(57.9)	(66.4)	-12.8%	(122.1)
Adjusted EBITDA Margin	34.0%	36.0%	-2.0 p.p.	37.4%	34.5%	2,9 p.p.	31.3%
<b>Net Income</b>	<b>(562.9)</b>	<b>(17.6)</b>	<b>n.a.</b>	<b>(508.9)</b>	<b>133.7</b>	<b>n.a.</b>	<b>(675.2)</b>
<b>Operating Cash Flow after Debt Service</b>	<b>373.7</b>	<b>641.9</b>	<b>-41.8%</b>	<b>877.4</b>	<b>902.6</b>	<b>-2.8%</b>	<b>2,713.8</b>
Cash Conversion Ratio	38.1%	77.3%	-39,2 p.p.	40.1%	57.9%	-17.8 p.p.	68.9%
Net Debt	18,748.2	12,882.0	45.5%	18,748.2	12,882.0	45.5%	18,748.2
<b>Leverage</b>	<b>4.8x</b>	<b>3.7x</b>	<b>+1.1x</b>	<b>4.8x</b>	<b>3.7x</b>	<b>+1.1x</b>	<b>4.8x</b>

**Note:** The Financial Performance section of this release presents an analysis of the Company's main earnings components. Given the completion of the acquisition of AES Brasil Energia S.A. on October 31, 2024, and in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 2Q25 data, the figures related to the June 2024 Quarterly Financial Statements are presented on an unaudited pro forma basis, and embrace the combined operations of AES Brasil Energia S.A. and the Company from January 1, 2024, solely to facilitate a comparative analysis. The accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., as disclosed in the June 2024 Quarterly Financial Statements, were accordingly consolidated by summing the figures of both companies and eliminating intercompany transactions. Additionally, reclassifications were made to items in the statement of profit or loss (DRE) to facilitate a comparative analysis and improve presentation.

<sup>(1)</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

<sup>(2)</sup> The variation in generation from assets with noncontrolling ownership between quarters is due to extraordinary generation in 1H24, driven by higher-than-average rainfall volumes during that period. Generation was weighted by Auren's indirect economic interest.

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

## Message from Management

Auren remains focused on its two strategic priorities: completing the integration process following the acquisition of AES Brasil in 2025 and advancing the Company's deleveraging drive. In the second quarter of 2025, we achieved significant milestones on both fronts. We announced the final phase of the combined Company's integration had started – a key milestone toward full completion of the process by December 2025, in line with the detailed integration plan structured since the announcement of the AES Brasil acquisition and successfully executed to date. On the deleveraging front, we reported a leverage ratio of 4.8x (Net Debt/EBITDA) in 2Q25, a 0.9x reduction since the acquisition's closing, and announced the completion of liability management associated with the acquisition.

Under the integration, the Company achieved decommissioning of 85% of systems inherited from AES Brasil, completed the integration of the Operations Center in Bauru and finalized the unification of the performance management system for the acquired assets. In early August, the Company integrated the Shared Services Center in Curitiba, which operates within the structure that supports Votorantim portfolio companies. The go-live of the unified SAP system was also completed smoothly – bolstering the Company's commitment to efficiently concluding the integration process by the end of 2025. Next steps for completing the integration by December 2025 include decommissioning the remaining systems, continued synergy capture, and ongoing improvement in availability of the acquired wind assets.

PMSO (People, Materials, Services and Other) synergy gains reached R\$ 54.5 million in 2Q25, in line with the aforesaid R\$ 250 million in annual synergies and similar to the levels reported in the last two quarters (4Q24 and 1Q25). Considering the synergies captured since the closing of the AES Brasil acquisition on October 31, cumulative synergies have amassed R\$ 154 million.

Improving the availability of the acquired assets has been a true milestone for Auren. In June 2025, availability of the wind assets acquired from AES reached 92.8%. In 2Q25, average availability increased by 5.7 p.p. on 2Q24 and by 2.1 p.p. on 1Q25, averaging 92.0%, with notable performance from the Cajuína wind asset, which reached an availability rate of 96.8% in June 2025, compared to 76.6% in May 2024 – when the Company announced the acquisition – a 20.2 p.p. increase. This improvement is the result of the investment and O&M optimization plan. The work included establishing active availability and performance management with real-time monitoring and a contract management routine with the manufacturer, ensuring strong adherence to the power curve as per the equipment's technical specifications.

In Tucano and Mandacaru, Auren focused on correcting equipment failures identified during due diligence. In Tucano, shutdowns began at D1 for inspection and corrective maintenance. In 2Q25, major component repairs were completed, resulting in availability of 86.8% in 2Q25 vs. 72.9% in 2Q24, a 13.9 p.p. increase. In Mandacaru, major component maintenance was carried out, with machine reactivation beginning in April 2025 and full completion expected by September 2025. The wind farm reached 75.0% availability in June 2025, up 12.8 p.p. from 62.2% in March 2025.

In August 2025, Auren will finalize its Liability Management plan under the AES Brasil acquisition, which involved issuing R\$ 14 billion in debt since the acquisition and created value measured by a Net Present Value (NPV) above R\$ 300 million<sup>(1)</sup>. In July 2025, CESP announced its 14<sup>th</sup> issuance of debentures worth R\$ 2.1 billion, with a 7-year term and cost of CDI+0.62% p.a. Auren Participações also announced its 3<sup>rd</sup> issuance of infrastructure debentures worth R\$ 1.15 billion, with a 12-year term and cost of NTN-B 2035-0.41% p.a. which will be converted to CDI after the swap transaction on the pricing date. Proceeds from both issuances will be used for the early repayment in full of the bridge loan used to acquire AES Brasil, in the amount of R\$ 2.2 billion, and for the redemption of Auren Operações' 10<sup>th</sup> issuance, totaling R\$ 750 million. The remaining proceeds, together with a portion of the Company's cash, will be allocated to finance the construction of Cajuína 3. These issuances strengthen our position among Brazil's lowest-cost issuers.

Additionally, the Company secured R\$ 200 million in financing from the Brazilian Development Bank (BNDES), drawn from the Climate Fund, at a cost of approximately IPCA+3.0% p.a. over a 24-year term, completing the funding for the Cajuína wind cluster. The new funding allows Auren to ease its financial cost and extend the average maturity of the Company's consolidated debt.

Between June and July, the Energy Trader signed a record volume of new agreements that will enable the sale of self-production contracts, representing approximately 200 MWavg, with an average price above R\$ 220/MWh and an average term of 15 years, tying down lengthy contracts for its assets. The signing of record self-generation agreements demonstrates the Energy Trader's agility and capability to adapt to new market dynamics, optimizing the available firm energy capacity following the integration of AES Brasil's assets.

Analyzing quarterly results, in 2Q25, energy generation from owned assets reached 3.2 GWavg<sup>(2)</sup>, 15.3% higher than the same period in 2024. For the half, total generation reached 3.5 GWavg<sup>(2)</sup>, 23.1% above 6M24. Notably, energy generation<sup>(2)</sup> from wind assets stood out, averaging 1,279 MW in 2Q25 – 12.5% higher than in 2Q24. Despite the challenges of curtailment, this is the second consecutive quarter in which the Company has produced energy above the 90<sup>th</sup> percentile (P90) of the production certification curve for its assets (100.8% in 1Q25 and 102.1% in 2Q25), totaling 101.5% for the

<sup>(1)</sup> Net Present Value reflects the rate differential between the new and refinanced debt.

<sup>(2)</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

half. When analyzing potential generation – disregarding the curtailment impact – generation would have totaled 1,414 MWavg or 103.4% of the 50<sup>th</sup> percentile (P50 in 2Q25), reflecting the quality of the wind resource and resilience of the Company's assets.

Quarterly adjusted EBITDA reached R\$ 981 million in 2Q25, an 18% increase compared to the same period last year. Combined with the R\$ 1.2 billion Adjusted EBITDA in 1Q25, the Company posted a record R\$ 2.2 billion Adjusted EBITDA for the half, a 40% increase versus the same period in 2024. On a last twelve months (LTM) basis, pro forma Adjusted EBITDA was R\$ 3.9 billion. Leverage stood at 4.8x Net Debt/LTM Adjusted EBITDA as of June 2025, a 0.2x reduction compared to 1Q25, demonstrating the Company's deleveraging capacity.

The second quarter was marked by a significant drop in SIN demand, averaging 77 average GW, representing a 5.5% decrease compared to the forecast for the quarter<sup>(1)</sup> and a 2.6% decrease compared to the same period in 2024. The main driver of this decline was the occurrence of lower temperatures throughout the period. This lower demand, combined with below-average precipitation, resulted in a GSF of 95% (vs. 99% in 2Q24). The drop in load also led to greater generation restrictions (curtailment), reaching 2.7 average GW in wind and solar sources, an 8% increase compared to 1Q25. This impact was partially offset by favorable wind resources observed during the period. The combination of these factors, together with technical improvements in price formation models, brought greater volatility to the market, enabling the Company to capture approximately R\$ 40 million in hourly modulation gains, partially mitigating the negative effects faced during the quarter.

Following our strategy of identifying value creation opportunities, over the half the Company immunized CESP's Pension Plan (VIVEST) through the adjustment of pension asset investments, aligning their returns and maturities with future liabilities. This immunization will significantly reduce the Company's pension liabilities, estimated at up to R\$ 693 million, and yield estimated annual savings of approximately R\$ 36 million in Auren's extraordinary contributions, enhancing the plan's long-term financial sustainability and stability.

Auren remains committed to continuously pursuing initiatives that drive value creation, with an emphasis on the strategic and efficient management of liabilities, strengthening our financial structure and enhancing earnings potential. We are grateful for the trust and continued support of our clients, employees, shareholders and partners. We remain committed to creating sustainable value and consolidating our leadership position in the Brazilian energy sector.

**Fabio Zanfelice**  
CEO

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

---

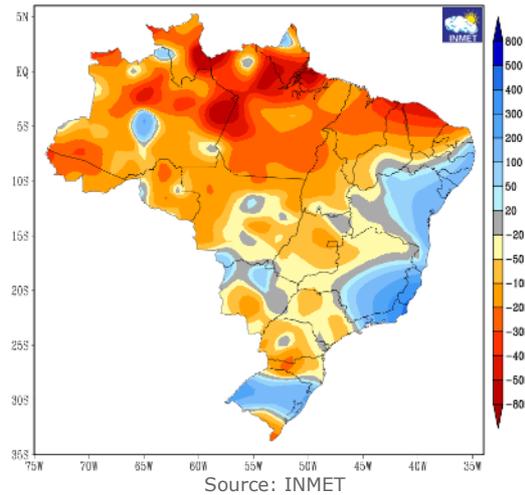
<sup>(1)</sup> Source: 2025–2029 Annual Energy Operation Planning Projections (ONS).

## Electricity Market

The second quarter began with below-average precipitation in the South region, resulting in Natural Inflow Energy (ENA) values below the Long-Term Average (LTA) in April and May. This was offset by above-average volumes in June, leading to an ENA of 101% of the LTA in 2Q25.

In the Southeast/Midwest, where April to June witness the dry season, rainfall was scattered and fell short of the climatological average in most basins, reaching 84% of the LTA. The same pattern occurred in the North (71% of the LTA) and Northeast (38% of the LTA), with rainfall well below average. An exception was the coastline in the Northeast, where heavy rainfall was recorded in May and June.

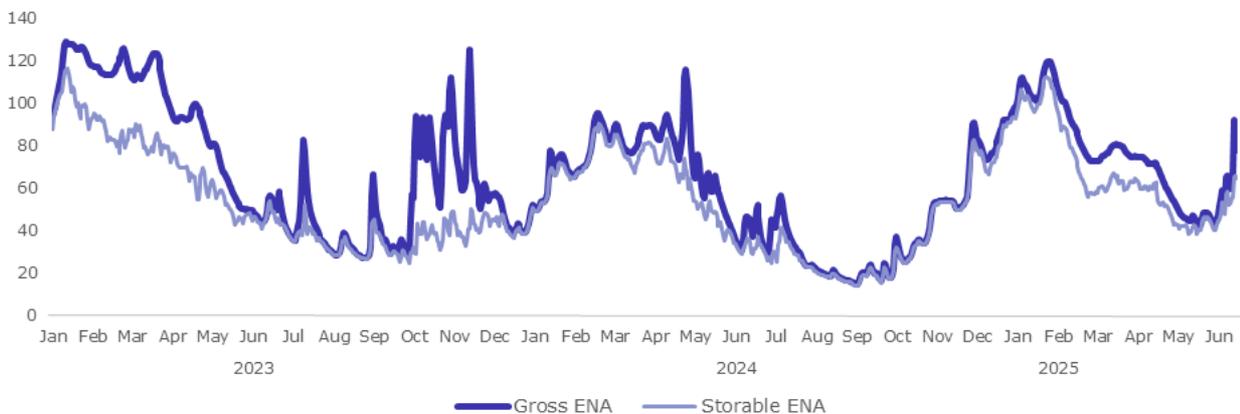
**| Figure 1 | Unusual Rainfall Patterns in 2Q25**



Although SIN's ENA in April and May was below the Long-Term Average (LTA) – at 75% and 71% respectively – June showed a significant recovery, reaching 92% of the LTA. This was primarily driven by higher rainfall in the South, where June closed at 174% of the LTA, in sharp contrast to the 40% recorded in May.

From the perspective of Gross ENA – which represents the total potential energy from natural inflows to hydroelectric plants, the average value in 2Q25 was 78% of the LTA. This represents a 7 p.p. decline compared to the same period in 2024. Storable ENA, i.e. the portion of ENA that can actually be stored in reservoirs, averaged 66% of the LTA in 2Q25, 3 p.p. less than in the second quarter of the previous year.

**| Chart 1 | Daily Gross and Storable Natural Streamflow (ENA) in the National Interconnected Grid (SIN) (GWavg)**

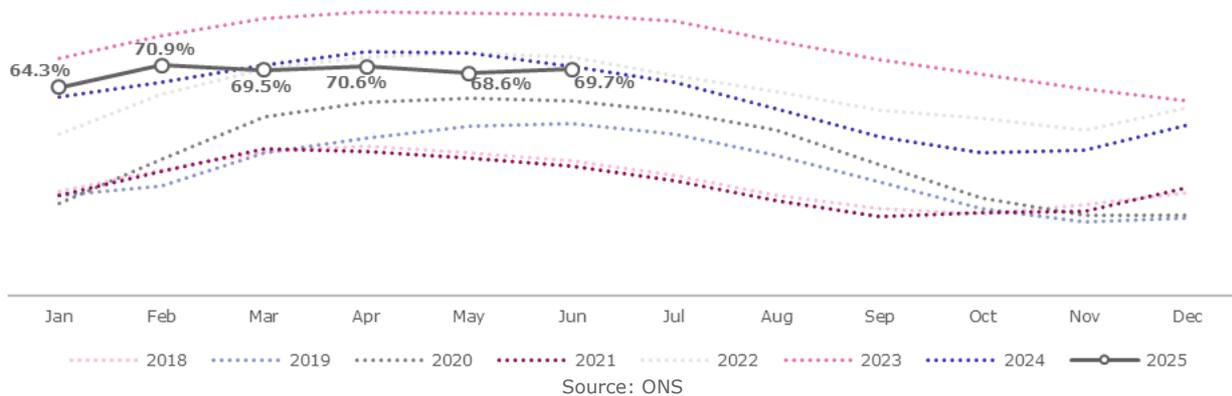


GROSS ENA/LTA	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Q2	6M
2023	116%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	102%	165%	153%	65%	89%	98%
2024	59%	66%	71%	86%	95%	72%	85%	57%	50%	64%	97%	101%	85%	73%
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	-	-	-	-	-	-	78%	81%

Source: ONS

In terms of reservoir levels, storage remained stable in the second quarter of 2025, close to 70% of maximum capacity. This level is commensurate with the typical pattern for the period. This behavior is consistent with the typical pattern for the period. However, this year, the stabilization trend began as early as March, earlier than in previous years, reflecting hydrological conditions significantly below average combined with the adoption of the Hybrid Newave model and the new risk-aversion parameters, which tend to prevent a sharp depletion of reservoirs. The South of Brazil accounted for most of this adverse hydrological situation. The region's Equivalent Reservoir (REE) index fell to 27% in May, below the region's minimum operational level (30%). This situation triggered out-of-merit-order dispatching of thermal power plants in the South between late May and early June to slow down the depletion of reservoir levels. In June, weather conditions shifted, and intense rainfall events in the South had pushed up SIN reservoir levels by the end of the month compared to late May. As a result, storage at the end of the second quarter was 15 p.p. above the ten-year average and about 1 p.p. below the level recorded in 2024.

**| Chart 2 | SIN Reservoir Levels (% Maximum Energy Stored)**

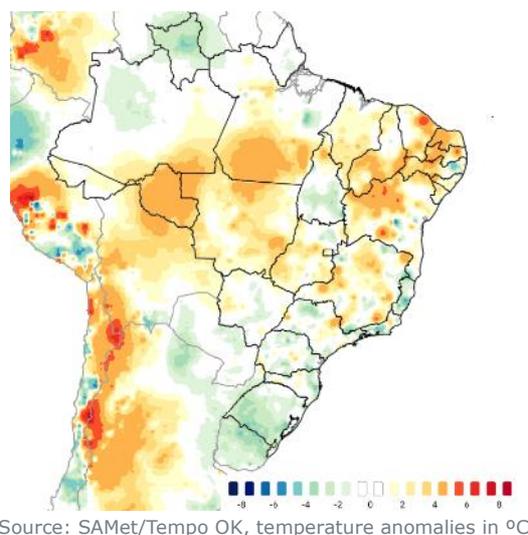


In 2Q25, a considerable shift in atmospheric thermal patterns was observed. While 1Q25 saw above-average temperatures in the South and Southeast/Midwest regions on multiple occasions, 2Q25 was marked by successive cold fronts in those regions, resulting in an autumn with temperatures ranging from historical average to slightly below historical averages. This contrasts sharply with 2Q24, which showed positive temperature anomalies across much of the country.

Lower temperatures significantly impacted SIN demand. In 2Q25, the average overall load was 77 GWavg, a 5.5% reduction from the quarterly projection, according to the ONS' 2025–2029 Annual Energy Operation Planning. This was a decrease of 2.6% on the same load in 2024.

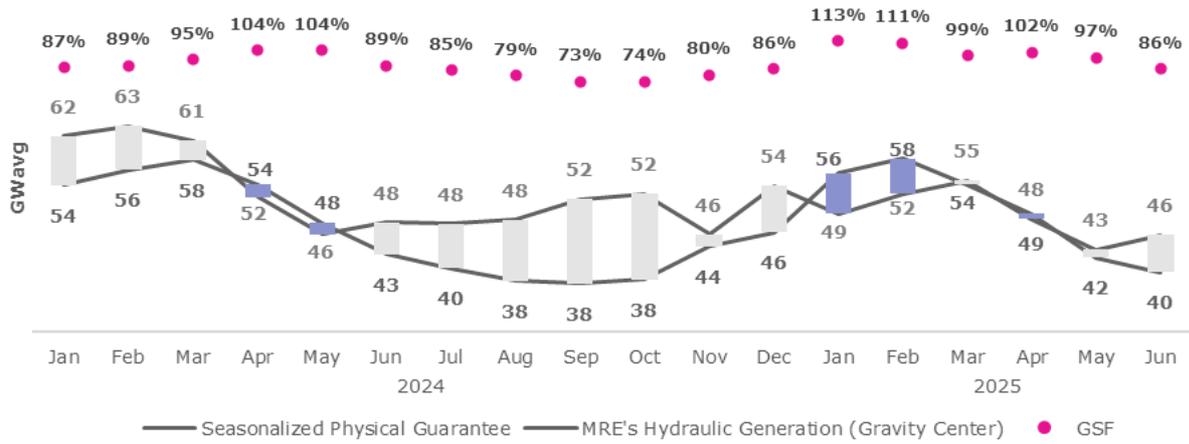
The high thermal variability recorded during the period also influenced load behavior: the amplitude between 1Q25 and 2Q25 was 11%, in contrast to 4% between the same quarters in 2024. This was the highest quarter-over-quarter variability recorded in the last five years.

**| Figure 2 | Average Air Temperature Anomaly in 2Q25**



Regarding hydro displacement (Generation Scaling Factor (GSF) adjustment), the average value observed was 95% in 2Q25 compared to 99% in 2Q24, according to data from the Electricity Trading Chamber (CCEE). The decline is mainly due to the weak ENA performance and the decline in demand during the period. From the perspective of total hydro generation under the MRE, 2Q25 recorded a reduction of 5 GWavg compared to 2Q24.

**| Chart 3 | Hydro Displacement (% GSF)**



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Q2	6M
<b>2023</b>	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	<b>94%</b>	<b>98%</b>
<b>2024</b>	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	74%	80%	86%	<b>99%</b>	<b>94%</b>
<b>2025</b>	113%	111%	99%	102%	97%	86%	-	-	-	-	-	-	<b>95%</b>	<b>101%</b>

Source: CCEE

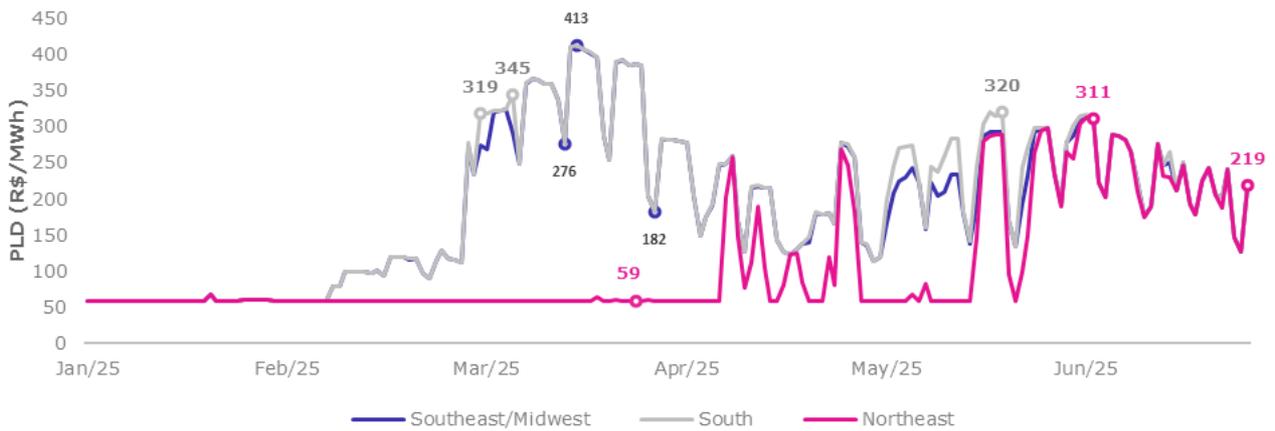
The average Difference Settlement Price (PLD) for the Southeast/Midwest (SE/CO) submarket was R\$ 216/MWh in the quarter, compared to R\$ 63/MWh in 2Q24. The price increase during the period was mainly driven by unfavorable hydrological conditions and technical enhancements made to the energy pricing models, such as the individualized representation of hydroelectric plants in the Newave model and new operational risk-aversion parameters, which resulted in three main impacts: (i) earlier thermal dispatch under adverse hydrological conditions; (ii) an increase in the spot price (PLD); and (iii) higher market price volatility.

The rise in PLD this quarter – despite hydrological conditions in SIN being similar to those in the same period last year (in terms of flows and reservoir levels) – highlights the impact of the new model parameters. In 2024, the observed ENA during the wet season (October 2023 to March 2024) was 83% of the LTA, while the value recorded in 2025 was 86% of the LTA, indicating a similar hydrological performance. In terms of storage, both years started April with levels close to 70%. Despite these comparable initial conditions, the PLD remained at the regulatory floor during 2Q24, whereas it registered higher prices across all submarkets in 2Q25.

The 2Q25 was marked by regional price discrepancies, particularly between the S/SE subsystems and the N/NE subsystems, through the end of May. This period typically sees a large infeed of hydroelectric energy from the North, combined with wind and solar generation from the Northeast, which together push the transmission system to its limits in transferring surplus energy to the Southeast. For the quarter, the Northeast submarket recorded an average PLD of R\$ 154/MWh, while the SE/CO submarket posted an average PLD of R\$ 216/MWh, resulting in a price spread of R\$ 62/MWh between the two regions.

There was also a notable price difference between the South and SE/CO, especially during May. This was due to a combination of factors, including critically low reservoir levels in the South and reduced exchange limits from SE/CO to the South, mainly caused by maintenance work on transmission lines. For the quarter, the South recorded an average PLD of R\$ 224/MWh, which was R\$ 8/MWh above the average price in the Southeast. Following heavier rainfall in the South in June, prices across submarkets converged, eliminating the previous month's discrepancy.

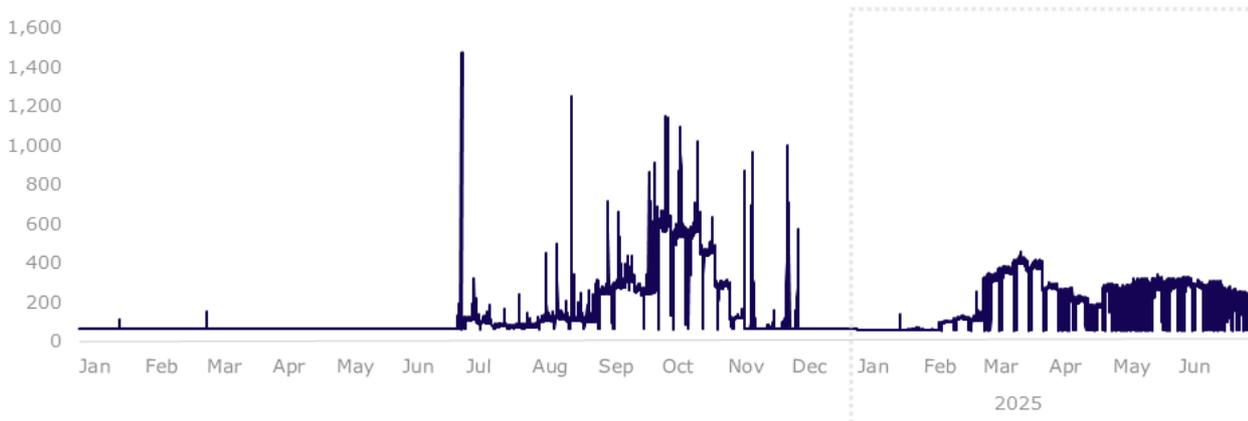
**| Chart 4 | Hourly PLD by Submarket (R\$/MWh)**



Source: ONS and CCEE

Regarding the variation in energy prices throughout the day, as shown in Chart 5, 2Q25 saw greater price variation compared to the same period in 2024, when PLD remained at the regulatory floor during almost all hours of the quarter, except at the end of June. Price volatility in the first half of 2025 was 62%, compared to 36% in 2024, with 3% from January to May and 87% during the price peak in June 2024.

**| Chart 5 | Hourly PLD – Southeast/Midwest Submarket (R\$/MWh)**



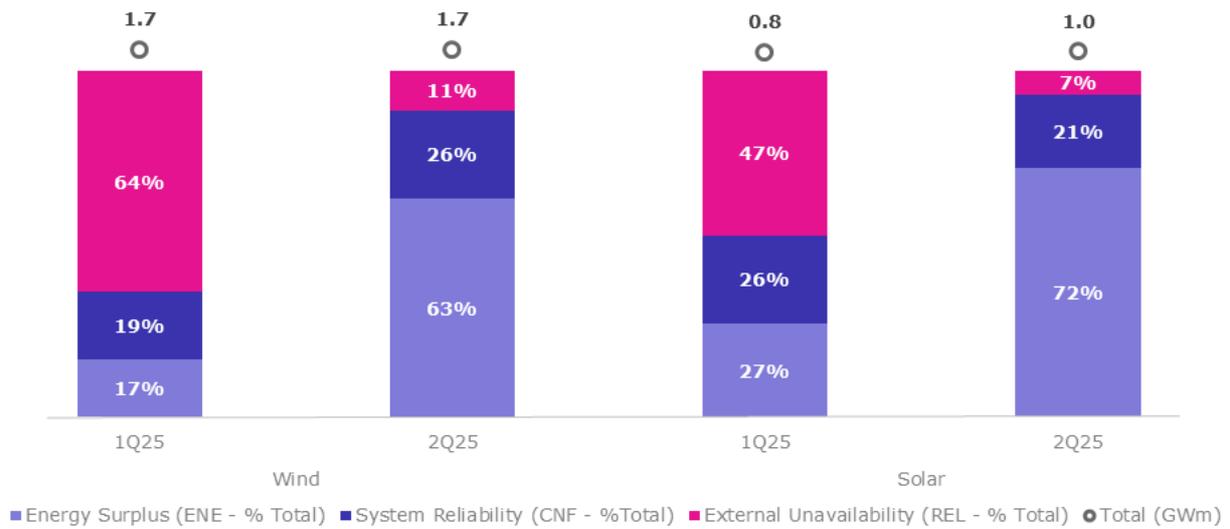
Average PLD	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Q2	6M
<b>2023</b>	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	80.4	74.8	84.4	74.1	<b>69.0</b>	<b>69.0</b>
<b>2024</b>	61.1	61.2	61.1	61.1	61.1	66.4	87.1	118.8	307.6	480.8	103.5	64.8	<b>62.8</b>	<b>62.0</b>
<b>2025</b>	59.2	93.7	327.3	202.2	212.6	234.7	-	-	-	-	-	-	<b>216.4</b>	<b>189.5</b>

Source: CCEE

Finally, according to data provided by the National System Operator (ONS), 2Q25 experienced generation curtailment – excluding events triggered by External Unavailability (REL), which are subject to compensation – at levels of 10.4% (1.5 GWavg) for wind and 20.8% (0.9 GWavg) for solar. When considering total curtailment, the figures reached 11.7% (1.7 GWavg) for wind and 22.3% (1.0 GWavg) for solar, both expressed as average values based on SIN generation.

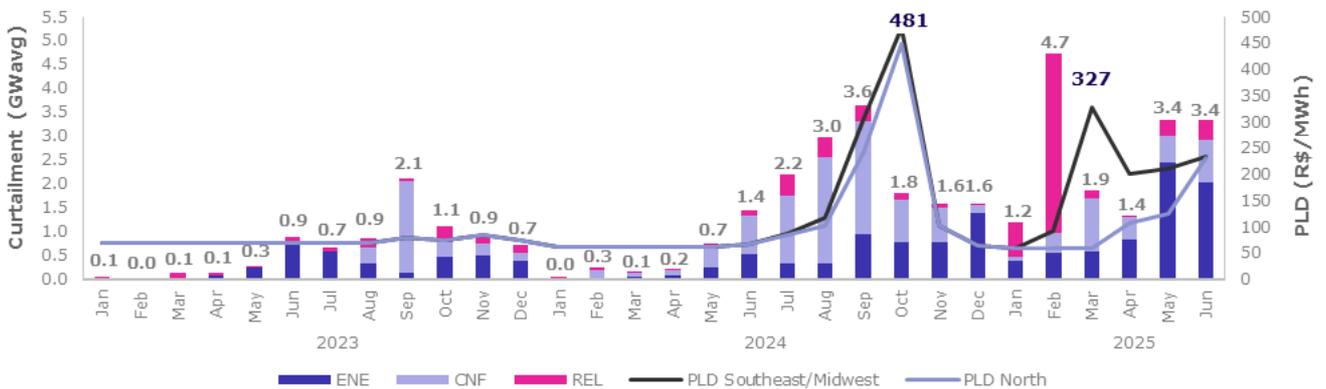
Unlike 1Q25, when curtailment was mostly attributed to External Unavailability, in 2Q25 most curtailment resulted from Energy Reason, particularly during May and June. This was directly linked to lower demand during 2Q25 due to milder weather, alongside above-average wind resources in the Northeast for the period. In May – the month with the highest curtailment due to Energy Surplus – the average potential capacity factor (which includes actual generation plus observed curtailment) in the Northeast was 54%, representing an 11 p.p. increase compared to May 2024, while demand was 2.8 GWavg (3.5%) lower in the same period.

**| Chart 6 | Percentage Share of Curtailment by Reason (% of Total)**



Another important factor was the increased contribution of solar generation in meeting demand during 2Q25 compared to 2Q24. Whereas solar generation averaged 7.2 GWavg in the second quarter of the previous year (9% of average load), in 2025 this source produced 9.2 GWavg, accounting for 12% of demand coverage.

**| Chart 7 | Wind and Solar Curtailment (GWavg) and PLD (R\$/MWh)**



Source: ONS/CCEE

To return to the table of contents, click [here](#).

## Performance by Business Unit

### Generation

In March 2025, Auren's operational installed capacity totaled 8,798 MW, of which 4,746 MW comes from hydro, 3,176 MW from wind and 876 MWac from solar. This chapter presents the Supply-Load Balance for the generation segment, along with its operational performance and corresponding financial results.

### Supply-Load Balance – Generation Segment

Table 2 presents Auren's Generation Supply-Load Balance alongside information on energy sale prices in the Regulated Contracting Environment (ACR) and the Free Contracting Environment (ACL), broken down by conventional and incentivized sources. Assets with ACR contracts currently include the Porto Primavera HPP, and the Ventos do Piauí I, Ventos do Araripe I, Ventos do Araripe III, Alto Sertão II, Ventus, Mandacaru, Salinas, Cassino and Caetés wind clusters, and the Guaimbê, Boa Hora and Água Vermelha solar clusters. Details on ACR contracts and further information on the assets are available in Excel format in the [Results Center](#) on our Investor Relations website:

Auren's trading strategy results in a highly contracted energy portfolio for the next three years, with a gradual decrease over the medium and long term. Contracting levels are at 94% of total generation for 2025, 95% in 2026 and 86% in 2027. These figures reflect the total firm energy capacity of proprietary assets, net of backbone losses and MRE (GSF) adjustments for the realized period only (6M25). For future periods, figures are gross of GSF and curtailment. Within the generation segment, the Company purchases energy from third parties to manage portfolio fluctuations, meet energy sales from generation assets and cover MRE exposures or potential curtailment compensation.

Additionally, the Company's energy contracts are mostly indexed to the National Broad Consumer Prices Index (IPCA).

Main changes in the 2Q25 Supply-Load Balance:

- The resource from the Cajuína 3 Wind Farm, currently under construction, starting in January 2027.  
On May 23, 2025, Auren signed a binding agreement for the sale of its stake in self-production energy assets for Cajuína 3 with Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, for 55 MWavg in U.S. dollars over a 15-year term starting on the project's commercial operation date. The sales contract will be included in the Supply-Load Balance upon closing, expected in the second half of 2025.
- Intercompany sales orders for hydro and solar energy to the Energy Trader totaling approximately 17 MWavg in 2026 and 100 MWavg for the 2027–2029 period.
- The transfer of a long-term dollar-denominated contract for 150 MWavg from the generation segment to the trading segment. In 4Q24, Auren Comercializadora had already hedged the contract to avoid any forex exposure. The transfer was made to consolidate both the long-term energy sale and its hedge under the same entity.

To enable the assignment, an intercompany agreement was executed between Auren Operações and the Trading Company at market prices. Accordingly, the above-mentioned transaction positively impacts the short-term ACL contract prices for hydro generation – due to higher market prices from 2025 to 2028 – offset by a margin reduction of equal magnitude in the Energy Trader, as outlined in [Auren's Commercial Portfolio Supply-Load Balance](#), with no meaningful impact on the Company's consolidated margin. For example, in 2025, the average sales price for hydro ACL contracts increased by R\$ 5.5/MWh, resulting in an estimated positive impact of approximately R\$ 100 million for the year.

**| Table 2 | Auren Generation Portfolio Supply-Load Balance**

Volume (MWavg)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Own Funds (A)</b>	<b>3,702</b>	<b>3,715</b>	<b>3,776</b>	<b>3,776</b>	<b>3,776</b>	<b>3,776</b>
Firm Energy - Hydroelectric <sup>(1)</sup>	2,014	2,027	2,027	2,027	2,027	2,027
Firm Energy - Wind <sup>(2)(5)</sup>	1,455	1,455	1,516	1,516	1,516	1,516
Solar Firm Energy	233	233	233	233	233	233
<b>Purchases for Resale (B)</b>	<b>970</b>	<b>595</b>	<b>498</b>	<b>470</b>	<b>386</b>	<b>386</b>
Conventional	425	137	119	91	6	6
Incentivized	545	459	379	379	380	380
<b>Total Funds (C = A + B)</b>	<b>4,672</b>	<b>4,311</b>	<b>4,274</b>	<b>4,246</b>	<b>4,162</b>	<b>4,162</b>
<b>Sales in ACR (D)</b>	<b>1,083</b>	<b>1,084</b>	<b>1,083</b>	<b>1,189</b>	<b>1,083</b>	<b>1,083</b>
Hydro	230	230	230	336	230	230
Wind	788	788	788	788	788	788
Solar	65	65	65	65	65	65
<b>Sales in ACL (E)</b>	<b>3,133</b>	<b>2,710</b>	<b>2,431</b>	<b>2,213</b>	<b>1,641</b>	<b>1,380</b>
Hydro <sup>(3)</sup>	2,299	2,008	1,745	1,528	956	695
Wind	668	587	587	587	587	587
Solar	167	116	98	98	98	98
<b>Total Sales (F = D + E)</b>	<b>4,216</b>	<b>3,794</b>	<b>3,514</b>	<b>3,402</b>	<b>2,725</b>	<b>2,463</b>
<b>Generation Balance (C - F)</b>	<b>456</b>	<b>516</b>	<b>760</b>	<b>844</b>	<b>1,437</b>	<b>1,699</b>
Conventional	354	258	466	462	1,030	1,279
Incentivized	102	259	295	382	407	419
Prices (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Average Selling Price<sup>(3)</sup></b>	<b>193</b>	<b>190</b>	<b>200</b>	<b>201</b>	<b>210</b>	<b>217</b>
<b>ACR</b>	265	273	273	271	273	273
Hydro	302	310	310	290	310	310
Wind	248	256	256	256	256	256
Solar	339	350	350	350	350	350
<b>ACL</b>	<b>168</b>	<b>157</b>	<b>167</b>	<b>163</b>	<b>168</b>	<b>174</b>
Hydro	157	141	153	146	147	149
Wind	196	204	205	203	199	200
Solar	208	199	191	190	190	190
<b>Average Purchase Price<sup>(4)</sup></b>	<b>170</b>	<b>183</b>	<b>175</b>	<b>172</b>	<b>176</b>	<b>176</b>
Conventional	182	143	141	131	132	132
Incentivized	161	195	185	181	176	177

<sup>(1)</sup> The figures: (a) include the firm energy of proprietary assets net of the MRE adjustment factor (GSF) for the realized period through June 2025 only and assume GSF equals 1 for future periods; (b) exclude energy from the Paraibuna HPP; (c) 3% loss rate for assets connected to the main grid; (d) assume that the exposure for the first half of 2025 was fully settled at PLD; and (e) firm energy subject to GSF totals 1,782 MW, with protection for 230 MW from the Porto Primavera HPP. In return, the Company pays a monthly premium of R\$ 16.62/MWh, as established by ANEEL Normative Resolution No. 684/2015. Reference date: January 01, 2025.

<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> 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>(4)</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: July 01, 2025. Exchange rate: R\$ 5.46 (BRL/USD).

<sup>(5)</sup> Assumes commercial operations start at the Cajuína 3 cluster in January 2027, adding 63 MWavg of projected firm energy.

## Operational Performance: Generation

This section presents Auren's operational performance across the different sources that make up its portfolio. Production expectations are based on generation certifications at the 50<sup>th</sup> (P50) and 90<sup>th</sup> (P90) percentiles for wind and solar clusters.

**| Table 3 | Installed Capacity and Generation Output by Generation Source**

Source	Installed Capacity (MW)	Generation (MWavg)					
		2Q25	2Q24	Change	6M25	6M24	Change
Hydro <sup>(1)</sup>	4,198	1,785	1,534	16.3%	2,179	1,813	20.2%
Wind <sup>(2)</sup>	3,176	1,279	1,137	12.5%	1,138	921	23.6%
Solar <sup>(2)</sup>	876	144	112	28.8%	175	102	71.6%
<b>Total Proprietary Assets</b>	<b>8,251</b>	<b>3,208</b>	<b>2,783</b>	<b>15.3%</b>	<b>3,491</b>	<b>2,836</b>	<b>23.1%</b>
Non-Controlling Interests <sup>(3)</sup>	548	162	369	-56.1%	193	384	-49.7%
<b>Total Proprietary Assets and Interests</b>	<b>8,798</b>	<b>3,370</b>	<b>3,152</b>	<b>6.9%</b>	<b>3,684</b>	<b>3,220</b>	<b>14.4%</b>

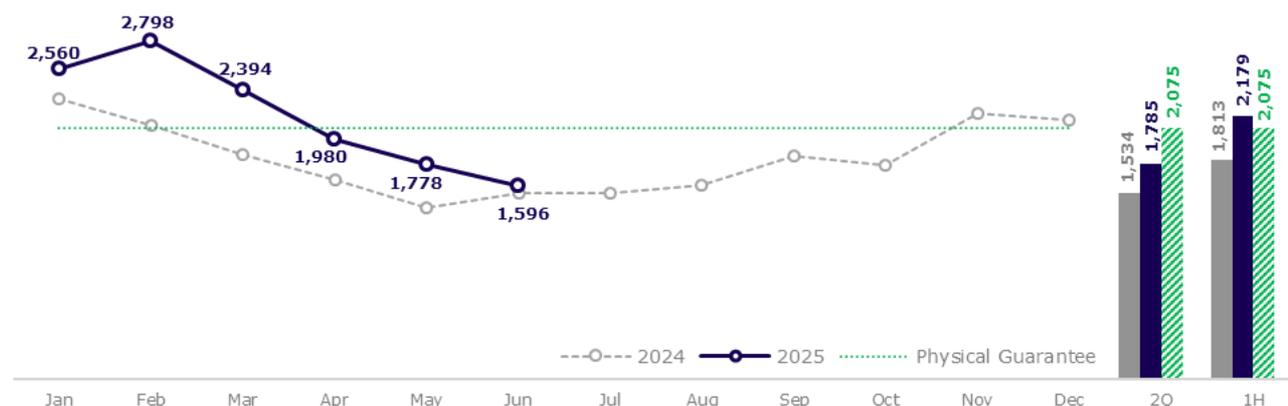
## Hydro

Auren's proprietary hydro assets generated 1.8 GWavg in 2Q25, 16.3% higher than 2Q24 (1.5 GWavg), but were 14.0% below firm energy levels due to seasonality factors and less favorable hydrological conditions during the quarter, with ENA at 78% of the LTA, as shown in Chart 1. In response to this situation, in May and June, the ONS mandated reductions in minimum flow rates for certain hydro assets, including Porto Primavera, to preserve reservoir levels in the Paraná River basin – including the Grande and Paranaíba rivers – and to ensure a reliable power supply during the dry season.

Generation reached 2.2 GWavg in the half, 20.2% higher than the same period last year due to better inflows in the first quarter of 2025 (84% in 1Q25 versus 65% in 1Q24), particularly in January and February, which enabled greater storage and more flexible plant dispatch.

The chart below shows hydro plant generation since the beginning of the year:

**| Chart 8 | Energy Generation and Firm Energy Values (MWavg)<sup>(1)</sup>**



As shown in Table 4, by the end of 2Q25, availability levels at the main hydro plants in the portfolio – including Porto Primavera, Água Vermelha and Nova Avanhandava, which together represent 78% of the Company's hydro capacity – were above the benchmark values set by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). For plants where availability fell below benchmark levels, a strategy was devised to revise multi-year maintenance schedules, aiming to improve asset availability and restore it to adequate levels.

<sup>(1)</sup> Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPPs.

<sup>(2)</sup> Considers actual generation plus the energy that will be reimbursed, which refers to curtailment classified as External Unavailability Reason ("REL"), after exceeding the deductible.

<sup>(3)</sup> The variation in generation from assets with minority interest between quarters is due to extraordinary generation in 1H24, driven by above-average rainfall during that period. Generation in 1H25 was in line with that recorded in 1H23, both under standard precipitation conditions in southern Brazil. Installed capacity and generation data were weighted by Auren's indirect economic interest.

**| Table 4 | Generation and Verified Availability of Proprietary Hydro Assets <sup>(1)</sup>**

State	Hydro	Installed Capacity (MW)	Generation (MWavg)						% Firm Energy <sup>(2)</sup>	Avail. 2Q25	ANEEL Ref. Index
			2Q25	2Q24	Change	6M25	6M24	Change			
	Porto Primavera HPP	1,540.0	857.1	746.2	14.9%	959.3	831.2	15.4%	-3.4%	96.4%	92.3%
	Água Vermelha HPP	1,396.2	598.8	493.1	21.4%	716.6	595.4	20.4%	-13.8%	97.1%	93.9%
	Nova Avanhandava HPP	347.4	87.3	68.3	27.9%	138.0	91.9	50.2%	-30.4%	95.8%	94.8%
	Promissão HPP	264.0	64.8	54.9	17.8%	101.7	69.5	46.3%	-31.0%	90.8%	94.8%
	Bariri HPP	143.1	32.8	34.0	-3.6%	63.2	51.5	22.7%	-45.0%	91.8%	93.4%
SP	Barra Bonita HPP	140.8	28.5	24.9	14.3%	40.2	33.2	20.8%	-39.0%	87.7%	94.6%
	Ibitinga HPP	131.5	39.0	38.1	2.3%	68.0	57.8	17.7%	-41.6%	96.9%	93.8%
	Euclides da Cunha HPP	108.8	37.7	35.0	7.7%	42.8	40.2	6.4%	-20.1%	97.3%	94.6%
	Caconde HPP	80.4	24.7	26.5	-6.9%	31.0	26.5	16.6%	-24.1%	94.2%	94.6%
	Limoeiro HPP	32.0	10.8	10.3	5.2%	13.5	11.8	14.3%	-24.5%	95.9%	94.6%
	<b>Total</b>	<b>4,184</b>	<b>1,781</b>	<b>1,531</b>	<b>16.3%</b>	<b>2,174</b>	<b>1,809</b>	<b>20.2%</b>	<b>-13.9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

As shown in Table 5, 2Q25 was marked by higher inflows in the Southeast/Midwest Subsystem basins compared to 2Q24, with the exception of April. Natural Streamflow (ENA) over 2Q25 was 21% higher than in the same period of the previous year. In 6M25, ENA also posted a significant increase of 27% versus the same period in 2024.

**| Table 5 | Natural Streamflow (ENA) Performance in the Southeast/Midwest Subsystem**

Period	ENA Southeast/Midwest Subsystem (MWavg)			ENA (% LTA) <sup>(3)</sup>	
	2025	2024	Change	2025	2024
<b>January</b>	64,388	37,064	74%	98%	56%
<b>February</b>	59,648	43,505	37%	84%	61%
<b>March</b>	42,754	45,836	-7%	62%	66%
<b>April</b>	45,843	46,110	-1%	84%	84%
<b>May</b>	33,501	23,881	40%	84%	60%
<b>June</b>	27,093	18,221	49%	83%	56%
<b>July</b>	-	14,972	-	-	59%
<b>August</b>	-	11,939	-	-	58%
<b>September</b>	-	9,558	-	-	49%
<b>October</b>	-	14,051	-	-	59%
<b>November</b>	-	35,063	-	-	112%
<b>December</b>	-	46,589	-	-	97%
<b>Q2</b>	<b>35,457</b>	<b>29,343</b>	<b>21%</b>	<b>84%</b>	<b>67%</b>
<b>H1</b>	<b>45,404</b>	<b>35,724</b>	<b>27%</b>	<b>82%</b>	<b>64%</b>

To return to the table of contents, click [here](#)

<sup>(1)</sup> Percentage of generation above the asset's firm energy level.

<sup>(2)</sup> Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs.

<sup>(3)</sup> Long-Term Average (LTA). Information available at [ons.org.br](https://ons.org.br) – accessed in January 2025.

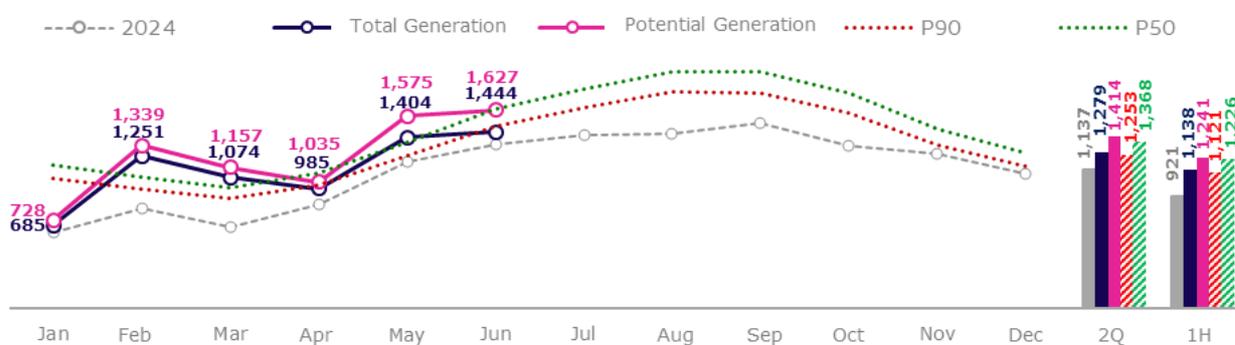
## Wind

The energy output from wind assets, including generation curtailed due to External Unavailability (REL) – which is subject to compensation after the allowance is met – reached 1,279.2 MWavg in 2Q25, 12.5% higher than 2Q24 (1,136.9 MWavg). This increase was mainly due to the full commissioning of the Tucano and Cajuína Wind Clusters, improved asset availability, plus stronger wind resources during the period. Even under elevated curtailment, the energy volume produced plus the REL-restricted portion in 2Q25 exceeded the P90 by 2.1%, as shown in Table 6, underscoring the resilience of the Company's wind assets. For the first half of the year, combined generation and compensable energy surpassed the P90 by 1.5%.

Chart 9 presents a monthly comparison of: (i) total generation – which includes actual energy generation plus the share of energy not produced due to supply curtailment (compensable); (ii) potential generation – which reflects actual generation plus energy not produced due to other types of ONS-imposed curtailment; and (iii) the 50<sup>th</sup> and 90<sup>th</sup> percentiles of certified values.

The highlight of the quarter was May, when total energy generation reached 102.8% of the P50 certification and 112.2% of the P90, driven by strong winds and strong turbine performance. In April and June, total generation reached 97.1% and 96.7% of the P90, respectively.

**| Chart 9 | Consolidated 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	Q2	6M25
<b>Power Generation 2025</b>	681	1,075	1,062	985	1,394	1,412	-	-	-	-	-	-	<b>1,265</b>	<b>1,101</b>
<b>Total Generation 2025<sup>(1)</sup></b>	685	1,251	1,074	985	1,404	1,444	-	-	-	-	-	-	<b>1,279</b>	<b>1,138</b>
<b>Potential Generation 2025<sup>(2)</sup></b>	728	1,339	1,157	1,035	1,575	1,627	-	-	-	-	-	-	<b>1,414</b>	<b>1,241</b>
<b>Generation 2024</b>	627	826	668	857	1,206	1,346	1,426	1,430	1,521	1,332	1,265	1,107	<b>1,137</b>	<b>921</b>

<sup>(1)</sup> Total generation = energy generation + share of energy not produced due to electrical ratio constraint

<sup>(2)</sup> Potential generation = energy generation + share of energy not produced due to different types of ONS restrictions

**| Table 6 | Wind Cluster Production and Performance vs. Certification**

State	Wind Clusters	Generation + Compensable Energy (MWavg)						% of Benchmark (with REL)			
		2Q25			2Q24			P90		P50	
		2Q25	2Q24	Change	6M25	6M24	Change	2Q25	6M25	2Q25	6M25
PI	Ventos do Araripe III	175.5	185.1	-5.2%	138.5	131.2	5.5%	2.5%	5.7%	-3.2%	-0.3%
	Ventos do Piauí II	108.5	125.1	-13.3%	88.1	91.1	-3.4%	2.7%	1.7%	-4.4%	-5.3%
	Ventos do Araripe I	88.6	99.9	-11.3%	70.1	71.8	-2.3%	0.9%	9.4%	-8.1%	-6.9%
	Ventos do Piauí III	104.2	107.2	-2.9%	83.7	77.1	8.5%	3.3%	2.2%	-4.1%	-5.2%
	Ventos do Piauí I	105.9	111.6	-5.1%	83.2	77.8	7.0%	6.8%	8.1%	1.0%	2.1%
PE	Caetés	61.0	54.7	11.4%	71.1	63.4	12.1%	-7.8%	4.6%	-19.6%	-9.6%
RN	Cajuína	267.3	115.0	132.4%	258.4	113.4	127.8%	7.3%	7.0%	-6.4%	-6.7%
	Ventus	29.6	21.0	41.2%	32.0	25.2	27.3%	3.2%	15.6%	-18.8%	-12.4%
	Salinas	11.7	10.0	16.6%	12.4	10.3	19.8%	-13.2%	-9.3%	-20.2%	-16.6%
CE	Mandacaru	18.4	17.7	3.6%	16.0	19.1	-16.4%	-7.1%	-18.9%	-19.2%	-29.5%
BA	Alto Sertão II	175.7	170.3	3.2%	152.5	130.8	16.6%	11.1%	14.2%	3.0%	-0.7%
	Tucano	114.6	94.9	20.7%	113.7	85.9	32.4%	-9.7%	-15.5%	-16.4%	-21.7%
RS	Cassino	18.2	24.3	-25.0%	18.1	23.5	-22.9%	2.6%	0.0%	-10.2%	-10.5%
<b>Total</b>		<b>1,279.2</b>	<b>1,136.9</b>	<b>12.5%</b>	<b>1,137.8</b>	<b>920.6</b>	<b>23.6%</b>	<b>2.1%</b>	<b>3.7%</b>	<b>-6.5%</b>	<b>-7.2%</b>

The wind resource delivered stronger performance across most complexes in the first half of 2025. A combination of more stable atmospheric conditions and stronger circulation patterns supported wind output, consolidating a positive half compared to 2024.

In the second quarter, average wind speeds showed significant regional variation compared to the same period last year. In the states of Rio Grande do Norte, Ceará and Pernambuco, wind speeds increased sharply—particularly at the Cajuína, Mandacaru and Caetés clusters—driven by the influence of the Upper Tropospheric Cyclonic Vortex (VCAN) and more stable atmospheric conditions, which intensified winds along the coast and in the semi-arid interior. In Bahia, Tucano recorded a consistent increase in average wind speed, while Alto Sertão II experienced a decline during the quarter due to prolonged periods of lower wind speeds in the inland region of Bahia.

In Piauí, the clusters saw a decrease in wind speed compared to 2Q24, due to weaker trade winds caused by an unfavorable configuration of the Intertropical Convergence Zone (ITCZ). In Rio Grande do Sul, the Cassino wind farm recorded lower wind speeds in both the quarter and the half, as a result of fewer cold fronts and atmospheric blockages that limited oceanic wind activity.

**| Table 7 | Average Wind Speed at Wind Clusters**

State	Wind Clusters	Average Wind Speed (m/s)					
		2Q25	2Q24	Change	6M25	6M24	Change
PI	Ventos do Araripe III	8.0	8.1	-0.3%	7.1	6.6	6.4%
	Ventos do Piauí II	8.8	9.2	-4.1%	7.9	7.6	3.1%
	Ventos do Araripe I	8.3	8.3	-0.1%	7.4	7.1	3.8%
	Ventos do Piauí III	8.5	8.8	-4.1%	7.5	7.3	3.5%
	Ventos do Piauí I	7.8	8.0	-2.5%	7.0	6.6	5.7%
PE	Caetés	6.7	6.1	9.8%	7.2	6.6	10.0%
RN	Cajuína	8.3	6.9	20.2%	8.1	6.6	22.1%
	Ventus	6.1	5.3	16.6%	6.1	5.4	13.1%
	Salinas	7.0	6.1	14.9%	6.8	6.0	13.7%
CE	Mandacaru	6.5	5.4	20.4%	6.2	5.6	11.8%
BA	Alto Sertão II	8.8	9.2	-3.9%	8.1	7.9	2.6%
	Tucano	7.5	7.0	7.0%	7.7	7.0	10.2%
RS	Cassino	6.4	6.8	-5.6%	6.4	6.8	-5.2%

With an integrated approach, the Company continues to advance both in the recovery of asset availability and performance optimization, ensuring that wind turbines respect each project's power curve and achieve efficiency levels close to the equipment's maximum potential. Across all assets, Auren has returned 57 wind turbines to operation since the closing of the AES Brasil acquisition on October 31, 2024, and is working to bring an additional 8 turbines back online by September 2025. To achieve this, the Company has replaced 24 blades, 12 main shafts, 40 gearboxes and 10 generators. Considering all acquired assets, as shown in Table 8, consolidated average availability reached 92.0% in 2Q25 – an increase of 5.7 p.p. compared to the same period in 2024 and a 2.1 p.p. improvement over 1Q25 – demonstrating steady monthly progress, with these assets reaching 92.8% availability in June, as illustrated in Chart 10. The average availability of all Company assets reached 93.5% in 2Q25, a 4.3 p.p. increase compared to 2Q24.

Highlights include the performance of Ventos do Araripe III, Ventos do Piauí I, II and III, Alto Sertão II and Cajuína – all of which recorded average availability above 95% in 2Q25. A notable highlight was the Cajuína wind asset, which reached an availability rate of 96.8% in June 2025, compared to 76.6% in May 2024 – when the Company announced the acquisition – a 20.2 p.p. increase. This improvement is the result of the Company's investment plan and optimization of the operation and maintenance process.

At Tucano and Mandacaru, Auren's focus has been on correcting failures identified during the due diligence phase. In Tucano, shutdowns began at D1 for blade inspections and replacement of gearbox high-speed shafts (HSS), along with corrective maintenance. Following the completion of major component repairs in 2Q25, the recovery plan is now focusing on minor repairs. Tucano's availability reached 86.8% in 2Q25, a 13.9 p.p. increase compared to 2Q24. At Mandacaru, outages were mainly related to repairs on the fastening of certain blades. Affected turbines began returning to operation in April 2025, with full recovery expected by September 2025. Availability improved from 62.2% in March to 75.0% in June, driven by the return of 8 turbines to operation after major component replacements during 2Q25.

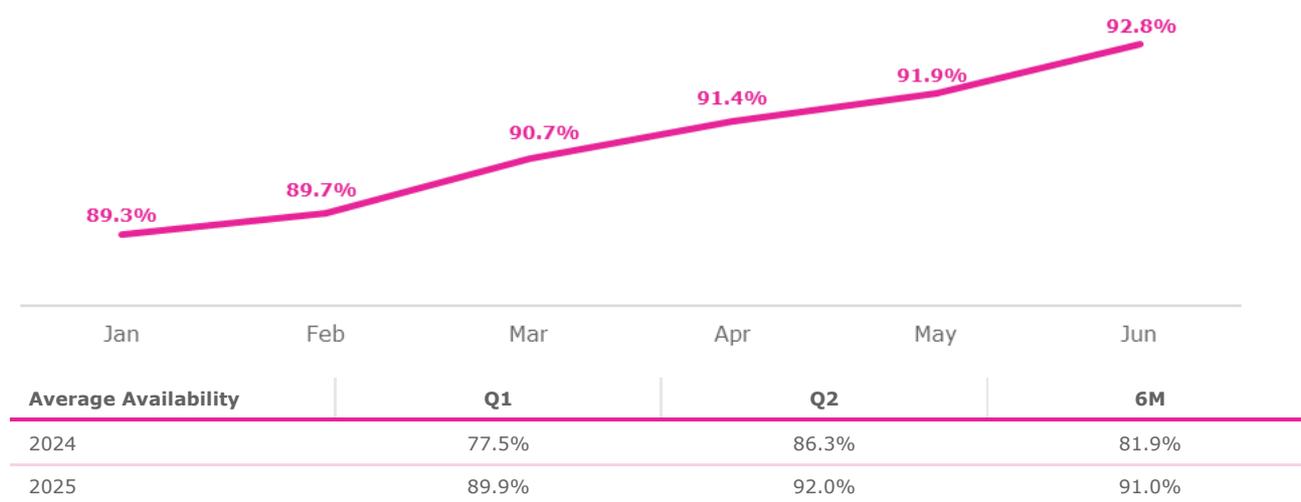
**| Table 8 | Availability of Wind Clusters**

State	Assets	Installed Capacity (MW)	2Q25	2Q24	Change (p.p.)	6M25	6M24	Change (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	97.2%	96.4%	0.9	97.2%	95.4%	1.8
	Ventos do Piauí II	211	95.1%	97.4%	-2.3	95.5%	98.4%	-2.9
	Ventos do Araripe I	210	91.1%	92.6%	-1.5	91.2%	90.6%	0.6
	Ventos do Piauí III	207	97.5%	91.1%	6.4	97.0%	93.6%	3.4
	Ventos do Piauí I	206	97.6%	97.4%	0.2	97.4%	96.9%	0.6
PE	Caetés	182	92.5%	94.6%	-2.1	93.7%	93.3%	0.4
RN	Cajuína	684	95.4%	79.1%	16.3	93.5%	73.7%	19.8
	Ventus	187	91.2%	91.5%	-0.3	91.4%	89.1%	2.3
	Salinas	50	93.4%	95.9%	-2.6	94.5%	96.2%	-1.8
CE	Mandacaru	108	68.0%	84.4%	-16.4	67.4%	83.5%	-16.1
BA	Alto Sertão II	386	97.4%	97.6%	-0.3	97.5%	95.2%	2.3
	Tucano	322	86.8%	72.9%	13.9	82.8%	61.2%	21.6
RS	Cassino	64	92.6%	97.4%	-4.8	93.5%	97.4%	-3.9
<b>Average Availability</b>			<b>93.5%</b>	<b>89.2%</b>	<b>4.3</b>	<b>92.8%</b>	<b>86.2%</b>	<b>6.5</b>
<b>Acquired Assets</b>			<b>92.0%</b>	<b>86.3%</b>	<b>5.7</b>	<b>91.0%</b>	<b>81.9%</b>	<b>9.1</b>

The execution of the technical plan – which included structural maintenance actions, replacement of major components, reinforcement of spare parts management and prioritization of critical assets – has led to continuous performance improvement, supporting higher levels of production and availability month over month.

Auren continues to advance in restoring the availability of the acquired assets, aiming to reach an average availability of 95% by the end of 2025. Chart 10 illustrates the gradual recovery trend of this indicator.

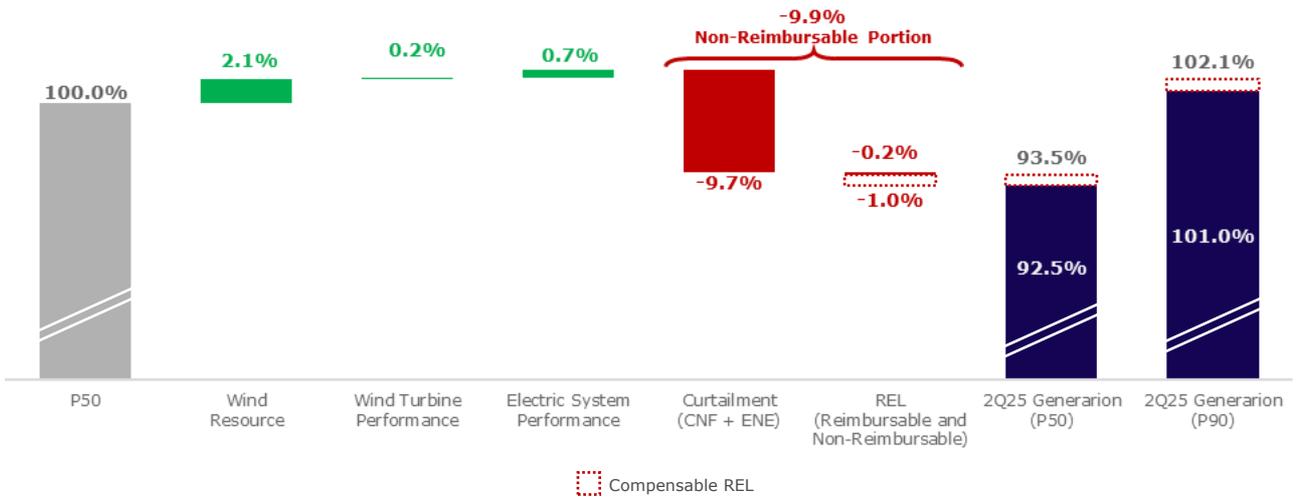
**| Chart 10 | Availability of Acquired Wind Clusters in 2025**



In 2Q25, the consolidated wind portfolio reached 93.5% of the P50. The performance improved in relation to P90, to 102.1%. The main negative factor was ONS-imposed curtailment, which had a 10.9 p.p. negative impact on generation, broken down into 9.9 p.p. of non-compensable and 1.0 p.p. of compensable curtailment, as shown in Chart 11.

Overall, these results are directly linked to the positive impact of the structural operation and maintenance initiatives implemented at the beginning of the year, which enhanced asset reliability and demonstrate the effectiveness of the performance recovery plan adopted by the Company in the first half of the year.

**| Chart 11 | Consolidated Wind Generation Performance in 2Q25 (P50 indexed to 100)<sup>(1)</sup>**



Although additional levers are still in progress, the progress already achieved demonstrates the team’s ability to overcome challenging scenarios, enhance portfolio productivity, and consolidate a more resilient operation aligned with the Company’s long-term goals.

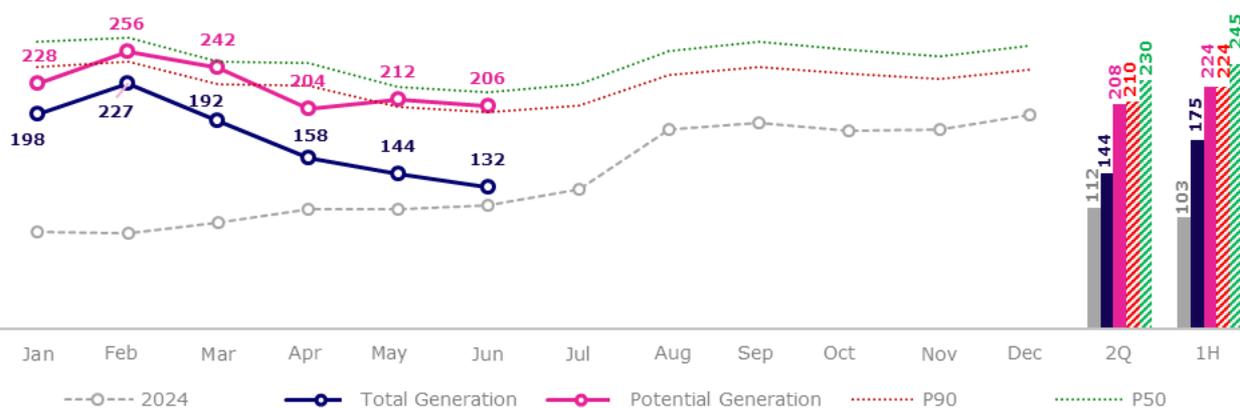
<sup>(1)</sup> The curtailment information in this subsection refers to the Company’s internal curtailment data and differs from the data in the section “Curtailment of Auren’s Wind and Solar Assets,” which correspond to the data published by ONS.

## Solar

The energy output from solar assets, including generation curtailed due to External Unavailability (REL) subject to compensation after the allowance is met, reached 144.3 MWavg in 2Q25 – 28.9% higher than in 2Q24 (112.0 MWavg), driven by the completion of the commercial startup of the Sol de Jaíba projects. Compared to P90 expectations, generation was 31.4% lower, and relative to P50 expectations, it was 37.2% lower – primarily due to generation curtailment.

Chart 12 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.

**| Chart 12 | 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	2Q25	6M25
<b>2025 Generation</b>	198	196	187	158	139	124	-	-	-	-	-	-	<b>140</b>	<b>167</b>
<b>2025 Total Generation<sup>(1)</sup></b>	198	227	192	158	144	132	-	-	-	-	-	-	<b>144</b>	<b>175</b>
<b>2025 Potential Generation<sup>(2)</sup></b>	228	256	242	204	212	206	-	-	-	-	-	-	<b>208</b>	<b>224</b>
<b>2024 Generation</b>	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	<b>112</b>	<b>103</b>

Despite the challenges faced in 2Q25 – particularly due to generation curtailments, which were the main limiting factor for the period – the quarter was marked by significant progress in Auren’s solar portfolio. Energy production was approximately 28.9% higher compared to the same period last year, driven by the commissioning of the Sol de Jaíba and Água Vermelha VII clusters. In addition to the newly operational plants, the Boa Hora and Sol do Piauí clusters demonstrated high availability, reinforcing the strength and technical maturity of the assets. This, combined with a coordinated and responsive approach, supports the trend of improving performance indicators and consolidates a path of sustainable growth and value creation in the solar segment.

<sup>(1)</sup> Total generation = energy generation + share of energy not produced due to electrical ratio constraint.

<sup>(2)</sup> Potential generation = energy generation + share of energy not produced due to different types of ONS restrictions.

**| Table 9 | Solar Clusters – Energy Production and Performance vs. Certification**

State	Solar Clusters	Generation + Compensable Energy (MWavg)						% of Benchmark including REL			
		2Q25			2Q24			P90		P50	
		2Q25	2Q24	Change	6M25	6M24	Change	2Q25	6M25	2Q25	6M25
MG	Sol de Jaíba	84.9	46.2	83.8%	101.7	29.4	245.7%	-37.0%	-28.9%	-43.5%	-36.1%
	Guaimbê	20.8	27.6	-24.5%	26.3	30.5	-13.8%	-24.1%	-10.0%	-26.3%	-12.5%
SP	Água Vermelha Solar	11.5	14.3	-20.0%	15.1	16.5	-8.6%	-25.8%	-10.3%	-29.5%	-14.8%
	Boa Hora	13.5	13.9	-3.1%	15.6	15.4	0.7%	-4.0%	1.4%	-8.8%	-3.6%
	Água Vermelha VII	5.2	0.2	-	6.6	0.1	-	-38.3%	-25.4%	-42.9%	-31.0%
PI	Sol do Piauí I	8.5	9.8	-13.9%	9.4	10.6	-11.6%	-17.0%	-16.4%	-25.0%	-24.4%
<b>Total</b>		<b>144.3</b>	<b>112.0</b>	<b>28.9%</b>	<b>174.6</b>	<b>102.6</b>	<b>70.3%</b>	<b>-31.4%</b>	<b>-22.2%</b>	<b>-37.2%</b>	<b>-28.8%</b>

In 2Q25, average irradiance was lower than in 2Q24 across most clusters, with the exception of Sol do Piauí, which remained stable. This weather pattern contributed to some of our projects underperforming, although it was not the primary impact – the main factor, as previously mentioned, was curtailment.

**| Table 10 | Solar Resource by Cluster vs. Benchmarks**

State	Solar Clusters	Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> )			Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> )		
		2Q25	2Q24	Change (p.p.)	6M25	6M24	Change (p.p.)
		MG	Sol de Jaíba	472.9	475.4	-0.5	676.0
SP	Guaimbê	401.4	441.7	-9.1	902.0	1,000.9	-9.9
	Água Vermelha Solar	416.6	441.7	-5.7	980.9	1,000.1	-1.9
	Boa Hora	407.4	446.2	-8.7	964.8	1,004.7	-4.0
PI	Água Vermelha VII	406.3	-	-	963.9	-	-
	Sol do Piauí I	474.1	449.3	5.5	978.6	960.9	1.8

Solar asset availability in 2Q25 reached 98.5%, a 0.4 p.p. improvement on the same period in 2024, as shown in Table 11. This positive result highlights the assets’ operational progress throughout the year and demonstrates our effective response to the main factors impacting availability.

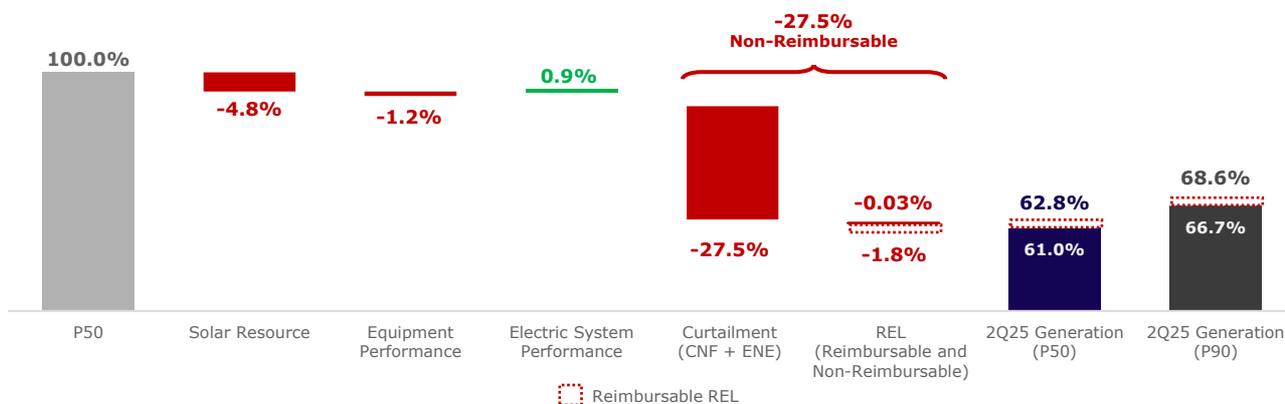
Highlights include: (i) the return to operation of inverter sets and the unit transformer (Power Station) at Guaimbê; (ii) targeted actions to address specific inverter failures and the replacement of a medium-voltage transformer at Água Vermelha Solar. These issues were promptly identified and addressed, reflecting our commitment to asset reliability and the continuous improvement of operational performance.

**| Table 11 | Availability Rates of Solar Clusters**

State	Solar Clusters	Installed Capacity (MW)	Availability					
			2Q25	2Q24	Change (p.p.)	6M25	6M24	Change (p.p.)
MG	Sol de Jaíba <sup>(1)</sup>	500	99.0%	97.0%	2.0	96.8%	96.2%	0.7
	Guaimbê	150	96.9%	99.8%	-2.9	96.6%	99.7%	-3.1
SP	Água Vermelha Solar	76	96.7%	99.9%	-3.1	97.8%	98.7%	-0.9
	Boa Hora	69	99.6%	99.6%	0.0	99.5%	99.8%	-0.3
	Água Vermelha VII	33	99.5%	-	-	99.0%	-	-
PI	Sol do Piauí I	48	99.4%	99.7%	-0.3	97.3%	99.6%	-2.3
<b>Average Availability</b>		<b>-</b>	<b>98.5%</b>	<b>98.1%</b>	<b>0.4</b>	<b>97.2%</b>	<b>97.5%</b>	<b>-0.3</b>

Although solar resources were not particularly favorable for generation, the main negative impact came from generation curtailments – especially the non-compensable portion – which alone accounted for nearly a 28% loss relative to P50. The scale of these impacts is illustrated in Chart 13.

**| Chart 13 | Consolidated Solar Generation Performance in 2Q25 (P50 indexed to 100)<sup>1</sup>**



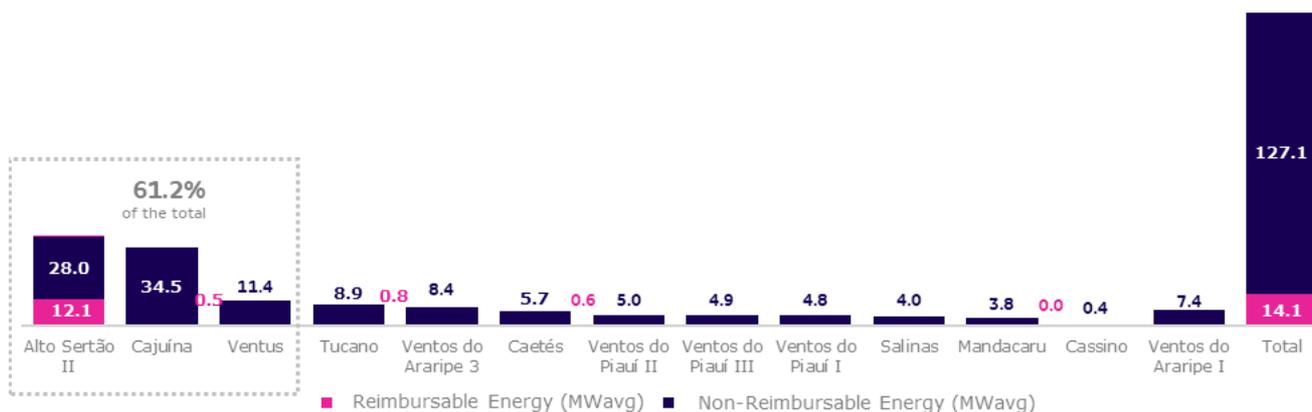
### Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets

**Note:** 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.

In energy terms, the total impact of generation restrictions on the Company's wind and solar photovoltaic assets reached 177.7 MWavg in 2Q25, equivalent to 11.1% of the assets' P50, excluding all events caused by External Unavailability Reason (REL). Considering total data, curtailments amounted to 12.3% (195.9 MWavg), of which 1.1% (18.2 MWavg) are subject to compensation, as they occurred after exceeding the allowance for REL-related events.

For wind projects specifically, 2Q25 recorded generation curtailments of 127.1 MWavg, equivalent to 9.3% of P50, excluding all REL-related events. Considering total data, curtailments amounted to 10.3% (141.2 MWavg) for wind power, of which 1.0% (14.1 MWavg) are compensable, as they occurred after the allowance for REL events had been met.

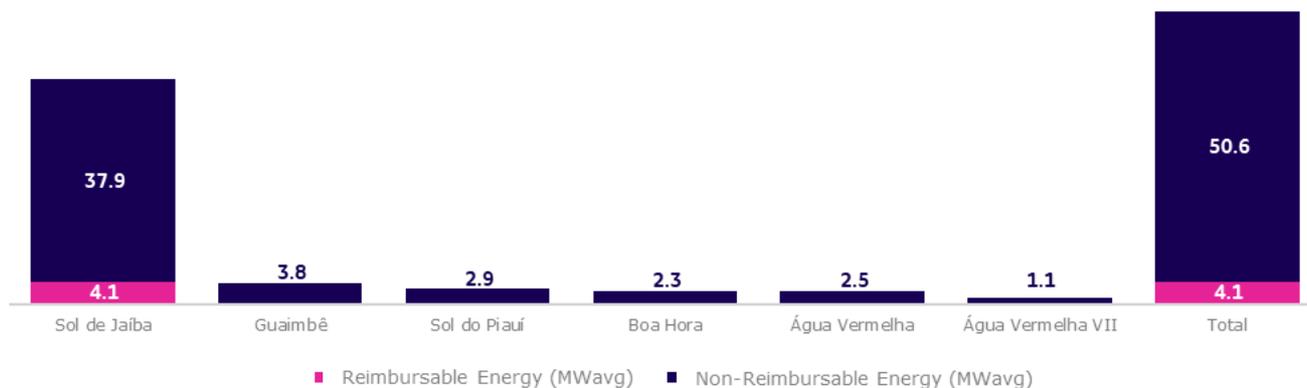
**| Chart 14 | Wind Projects – Compensable and Non-Compensable Generation Curtailments Determined by ONS in 2Q25**



For solar assets, 2Q25 recorded generation curtailments of 50.6 MWavg (22.0% of P50), excluding all events caused by External Unavailability Reason (REL). Considering total data, curtailments reached 54.7 MWavg (23.8% of P50) for the solar source, of which 4.1 MWavg (1.8% of P50) are compensable, as they occurred after the allowance for REL events had been met.

<sup>(1)</sup> The curtailment information in this subsection refers to the Company's internal curtailment data and differs from the data in the section "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets," which correspond to the data published by ONS.

**| Chart 15 | Solar Projects – Compensable and Non-Compensable Generation Curtailments Determined by ONS in 2Q25**



In financial terms, the impact of non-compensable curtailment on the asset portfolio, excluding the compensable portion of REL curtailments after the allowance had been met, was R\$ 76 million, a 55% increase compared to the 1Q25. Of this total, R\$ 2 million denotes the non-compensable portion (before the allowance) of REL-classified curtailments, R\$ 22 million denotes reliability-based curtailments and R\$ 52 million supply curtailments. The net curtailment impact in 2Q25 was R\$ 36 million, after offsetting generation modulation gains of R\$ 40 million, as described below.

### Generation Modulation

The Company’s diversified portfolio delivered significant gains from its generation profile compared to short-term price fluctuations (PLD). Given the recessive hydrological situation in 2Q25 and the fact that around 36% of Brazil’s installed capacity is based on intermittent sources, PLD showed high volatility during the period.

With a balanced installed capacity – 54% hydro, 36% wind and 10% solar – Auren benefited from aligning its hourly generation profile with the PLD. Since most Free Market (ACL) energy sales contracts have a flat profile, differences between generation and contract volumes are settled in the spot market. Based on 2Q25 generation and hourly price data, modulation of assets with ACL contracts yielded a gain of approximately R\$ 40 million for Auren. Combined with R\$ 18 million in 1Q25, total modulation gains reached R\$ 58 million in the first half of 2025.

To return to the table of contents, click [here](#).

## Financial Performance – Generation Segment

| Table 12 | – Net Income for the Period

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
<b>Net Revenue</b>	<b>1,596.8</b>	<b>1,363.8</b>	<b>17.1%</b>	<b>3,217.8</b>	<b>2,690.0</b>	<b>19.6%</b>
Power Purchase Cost	(334.9)	(213.9)	56.6%	(523.6)	(412.5)	26.9%
Electricity grid usage charges	(176.6)	(172.9)	2.1%	(356.7)	(341.4)	4.5%
<b>Net Margin</b>	<b>1,085.3</b>	<b>977.1</b>	<b>11.1%</b>	<b>2,337.4</b>	<b>1,936.0</b>	<b>20.7%</b>
<i>Net Margin</i>	68,0%	71.6%	-3,6 p.p.	72.9%	72.0%	1.0 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(230.9)</b>	<b>(281.1)</b>	<b>-17.8%</b>	<b>(471.5)</b>	<b>(540.7)</b>	<b>-12.8%</b>
Other Operating Income (OOI)	0.4	99.1	-99.6%	12.3	77.5	-84.1%
<b>EBITDA</b>	<b>854.7</b>	<b>795.1</b>	<b>7.5%</b>	<b>1,878.2</b>	<b>1,472.8</b>	<b>27.5%</b>
NCI Dividends	95.4	40.8	133.8%	153.7	40.8	276.8%
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits	(2.0)	(75.9)	-97.4%	(25.3)	(67.8)	-62.7%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	7.0	4.5	54.1%	8.4	4.5	85.4%
Write-off of PPE	-	-	n.a.	10.2	-	n.a.
Other Adjustments	-	(5.6)	n.a.	-	21.8	n.a.
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>955.1</b>	<b>758.9</b>	<b>25.9%</b>	<b>2,025.2</b>	<b>1,472.1</b>	<b>37.6%</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	59.8%	55.6%	4.2 p.p.	63.2%	54.7%	8.5 p.p.

In 2Q25, the **Adjusted EBITDA** for the generation segment totaled R\$ 955.1 million, an increase of R\$ 196.2 million (+25.9%) compared to 2Q24. The change in the period mainly reflects:

- a) **Net Revenue:** grew by R\$ 233.0 million (17.1%) in the quarter, driven by R\$ 108.2 million from higher energy sales volume from assets that reached phased commercial operation during 2024, of which R\$ 59.2 million from the Tucano and Cajuína wind clusters, owing to improved availability, and R\$ 49.0 million from the Jaíba solar cluster. Other impacts in the quarter included: (i) R\$ 30.3 million from lower compensation provisions due to harmonized provisioning criteria adopted for acquired assets, (ii) R\$ 26.4 million related to the inflation adjustment of regulated contracts, and (iii) R\$ 10.3 million mainly related to improved pricing in self-production contracts with the start of supply under new agreements.
- b) **Energy Purchase Costs:** increased by R\$ 121.0 million in the quarter, reaching R\$ 334.9 million vs. R\$ 213.9 million in 2Q24, largely to balance supply and load, with R\$ 74.2 million attributed to purchases related to GSF and curtailment impacts.
- c) **Sector Charges:** rose by R\$ 3.7 million, totaling R\$ 176.6 million vs R\$ 172.9 million in 2Q24, mainly due to entry of new operational assets during 2024, combined with inflation on the charges applicable to the operating assets, partially offset by lower transmission and distribution fees on hydro assets in São Paulo.
- d) **Net Margin:** increased by R\$ 108.2 million in the quarter, reaching R\$ 1.1 billion in 2Q25 vs R\$ 977.1 million in 2Q24, as a result of the aforesaid factors. The Company generated R\$ 40 million in net energy modulation gains in the quarter thanks to the diversification of its portfolio, as presented in the section "Generation Modulation".
- e) **PMSO:** R\$ 230.9 million in 2Q25, down 17.8% YoY, mainly reflecting synergies resulting from the integration process following the acquisition of AES Brasil, as mentioned in the section [Consolidated Financial Performance](#).
- f) **ORO:** revenue of R\$ 0.4 million in 2Q25, compared to R\$ 99.1 million in 2Q24, mainly explained by the higher reversal of provisions for legal contingencies in 2Q24, which positively impacted the result by R\$ 84.6 million, versus a reversal of R\$ 4.2 million in 2Q25.
- g) **Dividends:** dividends declared by the hydro assets in which the Company holds Non-Controlling Interests (NCIs) totaled R\$ 76.1 million, along with R\$ 19.3 million from Tucano Holding III (a joint venture with Unipar Carbocloro S.A.), amounting to R\$ 95.4 million in 2Q25. More details are available in the section [Auren's Non-Controlling Interests](#).

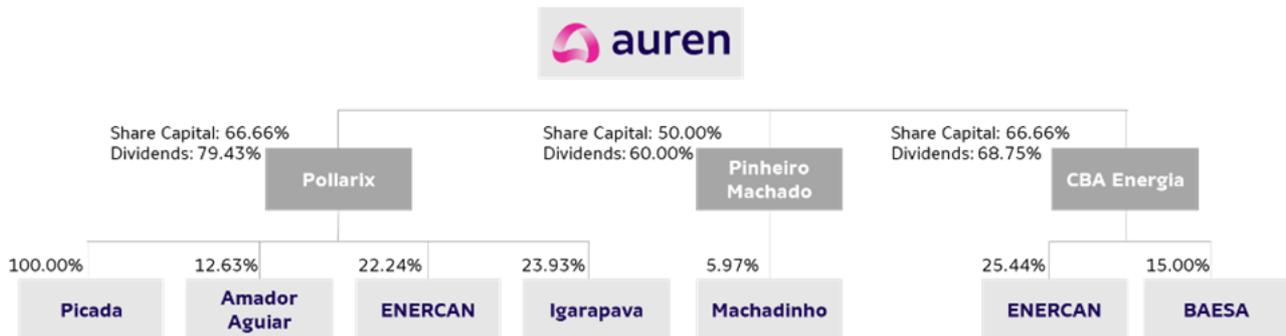
To return to the table of contents, click [here](#).

## Auren's Non-Controlling Interests

This section presents the performance of hydro assets in which the Company holds NCIs through CBA Energia (BAESA and ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I and II, Igarapava and Picada), and Pinheiro Machado (Machadinho). These balances are recognized via the equity method in the Company's consolidated financial statements. Dividends from these interests are recognized in the Company's Adjusted EBITDA.

Supply-Load Balance and financial information are presented on a consolidated basis for the CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado holdings. For detailed information on the corporate structure and main characteristics of the hydro plants in which the Company holds NCIs, access the Interactive Spreadsheet available in Excel format in the [Results Center](#) on the Investor Relations website:

**I Figure 3 | Corporate Structure of Hydroelectric Plants in which Auren holds NCIs**



**| Table 13 | Supply-Load Balance of Hydro Assets with NCIs<sup>(4)</sup>**

Volume (MWavg)	2025	2026	2027	2028	2029
Firm Energy of assets (a)	250	256	256	256	244
Purchases (b)	44	34	4	4	4
<b>Resource (c) = (a) + (b)</b>	<b>294</b>	<b>290</b>	<b>260</b>	<b>260</b>	<b>248</b>
Sales in ACL (d)	281	256	256	256	244
<b>Requisites (e)</b>	<b>281</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>244</b>
<b>Supply-Load Balance (f) = (c) - (e)</b>	<b>13</b>	<b>34</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Starting in 2Q25, the Supply-Load Balance of Non-Controlling Interests presents only the energy purchase and sale transactions with the market, no longer including intercompany contracts between the hydroelectric assets and the subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado, and CBA Energia).

## Financial Performance and Dividend Payments

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. The main effects on equity income are explained below.

Table 14 highlights key items of these assets' results, 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 14 | Managerial Income Statement for Hydro Assets with NCIs**

<b>Managerial P&amp;L Interests</b> (R\$ million based on Auren's equity interest)	<b>2Q25</b>	<b>2Q24</b> proforma	<b>Change</b>	<b>6M25</b>	<b>6M24</b> proforma	<b>Change</b>
Volume of Energy Sold (MWavg)	247	258	-4.4%	276	282	-2.0%
Margin R\$/MWh	202.4	172.0	17.7%	188.4	167.5	12.5%
<b>Gross Margin</b>	<b>109.6</b>	<b>97.4</b>	<b>12.5%</b>	<b>228.7</b>	<b>207.4</b>	<b>10.3%</b>
PMSO	(5.9)	(5.4)	9.3%	(11.4)	(11.8)	-3.4%
<b>Adjusted EBITDA<sup>(2)</sup></b>	<b>103.6</b>	<b>92.0</b>	<b>12.6%</b>	<b>217.3</b>	<b>195.6</b>	<b>11.1%</b>
Depreciation & Amortization	(9.4)	(9.4)	0.0%	(18.8)	(18.8)	0.3%
Other Results (Including MtM)	(28.1)	16.7	-268.3%	4.2	35.7	-88.3%
<b>EBIT</b>	<b>66.1</b>	<b>99.3</b>	<b>-33.4%</b>	<b>202.6</b>	<b>212.5</b>	<b>-4.6%</b>
Finance Income/Cost	6.4	0.1	n.a.	6.5	0.1	n.a.
<b>EBIT</b>	<b>72.5</b>	<b>99.4</b>	<b>-27.0%</b>	<b>209.1</b>	<b>212.6</b>	<b>-1.6%</b>
Income Tax/Social Contribution	(24.8)	(25.1)	-1.2%	(52.0)	(51.4)	1.3%
<b>Net income<sup>(3)</sup></b>	<b>47.8</b>	<b>74.3</b>	<b>-35.7%</b>	<b>157.0</b>	<b>161.2</b>	<b>-2.6%</b>
<b>Dividends Received by Auren Energia</b>	<b>76.1</b>	<b>40.8</b>	<b>86.4%</b>	<b>134.4</b>	<b>40.8</b>	<b>229.4%</b>

2Q25 at a glance:

- a) **Gross Margin:** despite lower energy trading volumes due to the worsened GSF, gross margin improved by R\$ 12.2 million. This was primarily driven by the higher average Difference Settlement Price (PLD) in 2Q25 compared to 2Q24 (R\$ 216/MWh vs. R\$ 63/MWh), applied over the surplus volume of 30 MWavg at CBA Energia.
- b) **PMSO:** totaled R\$ 5.9 million in the second quarter of 2025, in line with the R\$ 5.4 million recorded in 2Q24 – the variation was mainly due to price adjustments in services and materials.
- c) **Adjusted EBITDA:** R\$ 103.5 million in 2Q25, a 12.6% increase compared to the R\$ 92.0 million recorded in 2Q24, mainly driven by the R\$ 12.2 million increase in gross margin.
- d) **Other Income:** (R\$ 28.1) million in 2Q25 versus R\$ 16.7 million in the same period of the previous year, mainly due to: (i) R\$ 35.7 million in negative MtM impact from Pollarix due to restatement of the indices applied; (ii) R\$ 9.1 million increase in provisions for the tax case against Campos Novos.
- e) **Finance Income (Loss):** R\$ 6.4 million in 2Q25 versus R\$ 0.1 million in 2Q24, an increase of R\$ 6.3 million, explained by: (i) R\$ 2.5 million from monetary restatement of UBP in Picada HPP due to a decrease in the IGPM index; (ii) R\$ 2.6 million increase in investment income from Pollarix and R\$ 0.6 million from Picada. The higher returns were driven by greater cash balances at both companies and the CDI dynamics during the period.
- f) **Announced Dividends:** R\$ 76.1 million in the second quarter of 2025 vs. R\$ 40.8 million in the same period of 2024. As mentioned in 4Q24, changes in dividend policies and recognition procedures have ushered in a more linear distribution over the year, unlike previous periods when most payments were concentrated in the last quarter. This explains the variation when comparing 2Q25 to 2Q24.

To return to the table of contents, click [here](#).

<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. The values for 2023 differ from those in the DF 2024 note because the P&L statement in this section was prepared to facilitate a comparative analysis, based on each company's individual results.

## Trading

Auren is Brazil's largest energy trading company, providing the Company with a diversified customer portfolio and optimized energy allocation. Its market intelligence and strategic performance bolster operational resilience, helping reduce risks and generate positive results.

In the quarter, aiming to strengthen the Trading Company's ecosystem, we completed the acquisition of the remaining 50% of Way2, the country's leading telemetering company, in which Auren has been a shareholder since 2021. With the acquisition of Way2, Auren secures full control of a strategic asset with growth potential and synergies to be captured with the other companies in the established ecosystem

### Supply-Load Balance - Trading Segment

Table 15 presents the Company's Trading Supply-Load Balance, including sales margins for 2025 and 2026. Figures reflect volumes traded through Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (formerly AES Comercializadora), Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora, and Esfera.

In 2025, Auren has already traded 5,587 MWavg of energy across end-consumer contracts and other counterparties, cementing its leadership position in Brazil's energy trading segment.

**| Table 15 | Supply-Load Balance of Auren's Trading Portfolio**

Volume (MWavg)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Purchases (A)	5,595	3,299	2,310	1,857	1,112	772
Sales <sup>(1)</sup> (B)	5,587	3,568	2,307	1,776	941	721
<b>Contractual Margin<sup>(2)</sup> (R\$/MWh)</b>	<b>4</b>	<b>17</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Trading Balance (A - B)</b>	<b>8</b>	<b>(269)</b>	<b>3</b>	<b>81</b>	<b>170</b>	<b>52</b>
<b>Auren Consolidated Balance<sup>(3)</sup></b>	<b>463</b>	<b>248</b>	<b>764</b>	<b>925</b>	<b>1,608</b>	<b>1,750</b>

When analyzing the trading portfolio's contractual margin, it is important to consider (i) the participation of spot trades, which generally have lower unit margins but involve large volumes of energy—these operations directly impact the trading company's average contractual margin throughout the year as volume grows; and (ii) the open exposure in the Trade Balance that must be valued at market prices. The long position of 8 MWavg for the second half of 2025 and the short position of 269 MWavg for 2026, for example, must be valued at the market prices of their respective periods.

The change in the 2025 contractual margin – compared to the margin published in 1Q25 – alongside a 588 MWavg increase in trading volume, is mainly explained by: (i) a significant presence of spot trades; and (ii) contractual assignments as described under item "c" below, since the trading unit – following best practices – purchases energy from the generation segment at market prices.

In 2Q25, portfolio management was marked by three main moves:

- a) A shift in the trader's directional position, moving from a short position of 55 MWavg in 1Q25 to a long position of 8 MWavg for 2025 in 2Q25. This strategy aimed to preempt expected increases in market price volatility, enabling more effective management of the risks associated with price fluctuations across different submarkets .
- b) Execution of intercompany contracts totaling about 100 MWavg of generation portfolio sales for the trader between 2027 and 2029. These purchases, along with other trading operations, expanded its long position for that period.
- c) Execution of a strategy to optimize the allocation of energy sales contracts by assigning them to the trading portfolio based on their terms and counterparties. In 2Q25, Auren transferred a long-term US dollar-denominated contract of 150 MWavg from the generation to the trading segment. This contract had already been fully hedged in 4Q24 to avoid forex exposure. The transfer was made to consolidate both the long-term energy sale and its hedge under the same entity.

This transaction negatively impacted the trading segment's margin in the short term – due to higher market prices from 2025 to 2028 – while increasing the generation segment's margin by the same amount, as described in [Auren Generation Portfolio Supply-Load Balance](#). Without this contract assignment, the trading margin would be approximately R\$ 6/MWh in 2025, totaling a negative impact of approximately R\$ 100 million for the year and R\$ 10 million in 2Q25.

<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. Price baseline: July 01, 2025. Exchange rate: R\$ 5.46 (BRL/USD).

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

## Financial Performance of the Trading Segment

| Table 16 | Net Income for the Period

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
<b>Net Revenue</b>	<b>1.894.2</b>	<b>1.231.0</b>	<b>53.9%</b>	<b>3.682.0</b>	<b>2.436.4</b>	<b>51.1%</b>
Electricity Costs	(1.812.9)	(1.114.1)	62.7%	(3.412.0)	(2.250.0)	51.6%
<b>Net Margin</b>	<b>81.3</b>	<b>117.0</b>	<b>-30.5%</b>	<b>270.0</b>	<b>186.5</b>	<b>44.8%</b>
<i>Net Margin</i>	4.3%	9.5%	-5.2 p.p.	7.3%	7.7%	-0.3 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(30.4)</b>	<b>(20.7)</b>	<b>46.5%</b>	<b>(60.1)</b>	<b>(40.7)</b>	<b>47.5%</b>
Other Operating Income (OOI)	77.3	(72.0)	n.a.	44.1	44.0	0.2%
<b>EBITDA</b>	<b>128.2</b>	<b>24.3</b>	<b>427.7%</b>	<b>254.0</b>	<b>189.8</b>	<b>33.9%</b>
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures	(77.1)	76.2	n.a.	(38.4)	(37.4)	2.6%
Other Adjustments	3.1	-	n.a.	3.1	-	n.a.
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>54.1</b>	<b>100.5</b>	<b>-46.2%</b>	<b>218.7</b>	<b>152.3</b>	<b>43.6%</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	2.9%	8.2%	-5.3 p.p.	5.9%	6.3%	-0.4 p.p.

**Adjusted EBITDA** amounted to R\$ 54.1 million in 2Q25 vs. R\$ 100.5 million in 2Q24, a 46.2% decline mainly driven by:

- a) **Net Margin:** R\$ 81.3 million in 2Q25, down 30.5% year-on-year. This variation is explained primarily by higher average Difference Settlement Prices (PLD) in 2Q25 compared to 2Q24 (R\$ 216/MWh vs. R\$ 63/MWh, respectively), which impacted energy spot purchase contracts. The assignment of the 150 MWavg long-term USD-denominated contract had a negative impact of R\$ 10.0 million in the quarter.
- b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses for the trading segment totaled R\$ 30.4 million in 2Q25, compared to R\$ 20.7 million in 2Q24. The variation mainly reflects the addition of Esfera Comercializadora, with an impact of R\$ 8.2 million, which began to be consolidated in September 2024, following its acquisition.
- c) **Other Operating Income (Expenses):** totaled R\$ 77.1 million, due to the mark-to-market of future energy sale contracts, with a strong addition of future margin in 2Q25 in the amount of R\$ 179.2 million, partially offset by R\$ 102.1 million from margin realization in the quarter.

To return to the table of contents, click [here](#).

## Consolidated Financial Performance

### Proforma Statement of Profit or Loss

**Note:** This section provides an analysis of the main components of the Company's results. Considering the completion of the transaction with AES Brasil Energia on October 31, 2024, and to assist the market in analyzing the Company's results and facilitate the visualization and interpretation of 2Q25 data, the figures related to the 2Q24 Quarterly Financial Information are presented on an unaudited pro forma basis, reflecting the combined operations of AES Brasil and the Company as of January 1, 2024, solely for comparative purposes.

Accordingly, the financial results of Auren Energia and AES Brasil disclosed in the June 2024 Quarterly Financial Information were consolidated by summing the figures of both companies and eliminating related-party transactions. In addition, reclassifications among income statement line items were made to enhance comparability and presentation.

The Company emphasizes that the pro forma information (i) is provided for informational purposes only and has been prepared solely to assist the market in simulating combined results in light of the transaction with AES Brasil, exclusively to facilitate the visualization and interpretation of 2Q25 data; (ii) was prepared by the Company, has not been audited and/or reviewed by independent auditors, and does not, under any circumstances, constitute financial statements under applicable laws and regulations; (iii) is disclosed on a voluntary basis; (iv) should not be used as a basis for investment decisions nor interpreted as a projection of the Company's future performance; (v) does not replace any previously disclosed audited financial information of the companies; and (vi) should always and exclusively be analyzed in conjunction with the Company's reviewed or audited financial information

In addition to the generation and trading segments, the results presented here include the holding & pipeline segment and eliminations. The share of profit (loss) of equity-accounted investees reflects the assets not controlled by the Company – Auren's NCIs in hydropower assets, detailed in the section "Auren's NCIs", plus 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\$ 12.7 million in 2Q25 and R\$ 22.4 million in the first half of the year. More information is available in Note 10 to the Quarterly Financial Information.

**| Table 17 | – Net Income for the Period**

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
<b>Net Revenue</b>	<b>2.885.5</b>	<b>2.307.9</b>	<b>25.0%</b>	<b>5.837.8</b>	<b>4.517.2</b>	<b>29.2%</b>
Power Purchase Cost	(1.542.3)	(1.040.7)	48.2%	(2.873.3)	(2.052.6)	40.0%
Electricity grid usage charges	(176.7)	(175.1)	0.9%	(357.2)	(350.1)	2.0%
<b>Net Margin</b>	<b>1.166.5</b>	<b>1.092.0</b>	<b>6.8%</b>	<b>2.607.4</b>	<b>2.114.6</b>	<b>23.3%</b>
<i>Net Margin</i>	40.4%	47.3%	-6.9 p.p.	44.7%	46.8%	-2.1 p.p.
<b>Costs and Expenses (PMSO)</b>	<b>(291.5)</b>	<b>(329.1)</b>	<b>-11.4%</b>	<b>(593.5)</b>	<b>(639.4)</b>	<b>-7.2%</b>
Other Operating Income (OOI)	(358.0)	1.4	n.a.	(119.4)	229.0	-152%
<b>EBITDA</b>	<b>517.0</b>	<b>764.3</b>	<b>-32.4%</b>	<b>1.894.5</b>	<b>1.704.1</b>	<b>11.2%</b>
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures	354.6	102.3	246.6%	125.4	(145.8)	-186.0%
NCI Dividends	95.4	40.8	133.8%	153.7	40.8	276.8%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	11.0	4.5	144.4%	16.5	4.5	266.9%
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits	(0.5)	(75.9)	-99.4%	(23.7)	(67.5)	-64.8%
Write-off of PPE	-	-	n.a.	16.4	-	n.a.
Other Adjustments	3.1	(5.6)	-155.4%	3.1	21.8	-86.0%
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>980.6</b>	<b>830.4</b>	<b>18.1%</b>	<b>2.185.9</b>	<b>1.557.9</b>	<b>40.3%</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	34.0%	36.0%	-2.0 p.p.	37.4%	34.5%	3.0 p.p.
Depreciation and Amortization	(521.7)	(383.2)	36.2%	(979.9)	(729.0)	34.4%
Share of Profit (Loss) of Equity-Accounted Investees	14.8	48.4	-69.5%	86.9	111.2	-21.8%
Net Finance Income (Loss)	(644.5)	(392.6)	64.2%	(1.376.6)	(747.0)	84.3%
<b>EBIT</b>	<b>(634.5)</b>	<b>36.9</b>	<b>n.a.</b>	<b>(375.1)</b>	<b>339.3</b>	<b>n.a.</b>
Taxes (IR/CSLL)	71.7	(54.5)	-231.4%	(133.7)	(205.7)	-35.0%
<b>Net Income</b>	<b>(562.9)</b>	<b>(17.6)</b>	<b>n.a.</b>	<b>(508.9)</b>	<b>133.7</b>	<b>n.a.</b>

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

To enhance transparency and assist investors and analysts in their evaluations, the Company provides an [Interactive Spreadsheet](#) on its Investor Relations website.

## Net Margin

Net Margin (Net Revenue less Energy Purchase Costs and Sector Charges) totaled R\$ 1,166.5 million in 2Q25, a 6.8% increase compared to 2Q24 (R\$ 1,092.0 million).

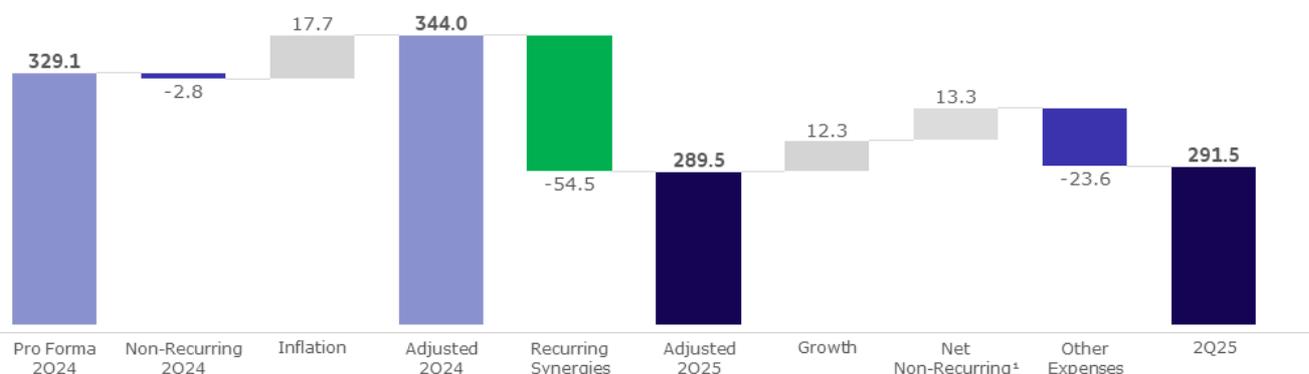
As highlighted in the respective sections addressing each business segment, the main effects influencing this result are explained below:

- Net Revenue:** a 25.0% quarter-over-quarter increase, primarily due to the commissioning of the Jaíba solar cluster and the Tucano and Cajuína wind clusters, improved pricing under new self-generation contracts and the inflation restatement of regulated contracts, along with other effects discussed in the financial performance analyses of the respective business units.
- Energy Purchase Costs:** a 48.2% increase in 2Q25, mainly due to higher energy purchase volumes and the increase in the average spot price (PLD) compared to the same period last year in both the generation and trading segments, as mentioned in the respective analyses in this report.
- Sector Charges:** a 0.9% increase in 2Q25, mainly due to the full operation of assets that started commercial operations throughout 2024, combined with inflationary restatement of charges applicable to operational sites, as detailed in the financial performance analysis of the generation segment.

## Costs and Expenses (PMSO)

Operating costs and general and administrative expenses (PMSO), on a comparable basis (excluding growth linked to the commissioning of Sol de Jaíba and Esfera and non-recurring items), dropped by R\$ 54.5 million (15.8%) compared to 2Q24, underscoring Management's commitment to efficiency initiatives and capturing value.

| Chart 16 | Quarterly PMSO (R\$ million)



Total PMSO reached R\$ 291.5 million in 2Q25 vs R\$ 329.1 million in 2Q24, a nominal reduction of 11.4%. The change between periods is explained by:

- Personnel (P):** personnel costs and expenses totaled R\$ 110.5 million in 2Q25, in line with the same period of 2024 (R\$ 110.6 million), despite including Esfera-related expenses (R\$ 7.4 million), inflation impacts (R\$ 5.9 million) and severance costs (R\$ 6.1 million). Excluding these impacts, personnel costs and expenses would total R\$ 91.1 million, representing a real decrease of 17.6% vs. 1Q24.
- Materials and Outsourced Services (MS):** these costs totaled R\$ 138.6 million, a reduction of R\$ 33.7 million or 19.5% compared to 2Q24 (R\$ 172.2 million), mainly due to significant reductions in IT costs following the completion of the transaction, lower consulting expenses, and renegotiation of maintenance and engineering contracts as part of synergy initiatives.
- Other (O):** R\$ 42.4 million in 2Q25, an 8.5% decrease compared to 2Q24 (R\$ 46.4 million), mainly explained by renegotiated insurance policies.

<sup>(1)</sup> Includes non-recurring expenses related to integration efforts under the AES Brasil acquisition (layoffs, consulting, audits, legal fees, among others).

- d) **Other expenses:** a reduction of R\$ 23.6 million in 2Q25, mainly due to the deferral of expenses to the second half of 2025 and R\$ 12.5 million in reimbursements related to operation and maintenance contracts.

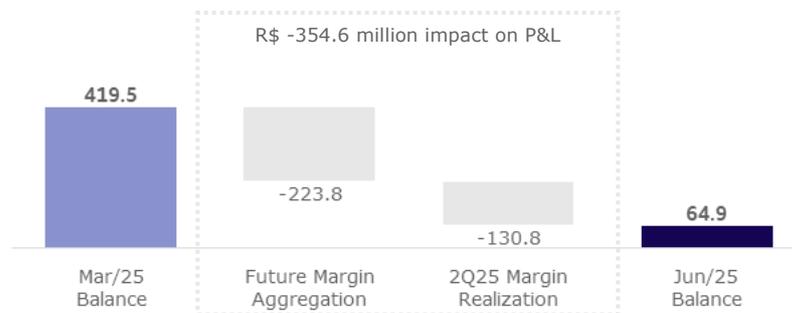
Since the acquisition of AES Brasil on October 31, 2024, the cumulative PMSO synergies captured amount to R\$ 153.9 million per year. The savings of R\$ 54.5 million in 2Q25 are in line with savings observed in 1Q25 and in November and December 2024, of R\$ 55.9 million and R\$ 43.5 million, respectively. We remain confident that reductions over the next two quarters should be similar, leading to annual savings of R\$ 250 million as previously disclosed.

### Other Operating Income (Expenses)

The item Other Operating Revenue (Expenses) was an expense of R\$ 358.0 million in 2Q25 compared with revenue of R\$ 1.4 million in 2Q24. The variation is mainly explained by the negative impact of the reversal of litigation provisions amounting to R\$ 75.1 million in 2Q24 and the mark-to-market effect of energy futures.

Chart 17 depicts the variation in the accounting balance of the mark-to-market of future energy volumes traded throughout 2Q25, with the partial reversal of the margin that had been previously accounted for in 1Q25, resulting from the accounting methodology applied to energy purchase and sale contracts in the trading segment. As stated in the 1Q25 release, changes in future margins do not affect the contracted energy margin for the year, as reflected in the Supply-Load Balance. Additionally, gains of R\$ 130.8 million were realized from positions built in prior periods.

| Chart 17 | Mark-to-Market Balance Throughout 2025 (R\$ million)



### Adjusted EBITDA

| Table 18 | Reconciliation of Consolidated Adjusted EBITDA<sup>(1)</sup>

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
<b>EBITDA</b>	<b>517.0</b>	<b>764.3</b>	<b>-32.4%</b>	<b>1,894.5</b>	<b>1,704.1</b>	<b>11.2%</b>
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures	354.6	102.3	246.6%	125.4	(145.8)	-186.0%
NCI Dividends	95.4	40.8	133.8%	153.7	40.8	276.8%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	11.0	4.5	144.7%	16.5	4.5	266.9%
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits	(0.5)	(75.9)	-99.4%	(23.7)	(67.5)	-64.8%
Write-off of PPE	-	-	n.a.	16.4	-	n.a.
Other Adjustments	3.1	(5.6)	-154.3%	3.1	21.8	-86.0%
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>980.6</b>	<b>830.4</b>	<b>18.1%</b>	<b>2,185.9</b>	<b>1,557.9</b>	<b>40.3%</b>
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	<i>34.0%</i>	<i>36.0%</i>	<i>-2.0 p.p.</i>	<i>37.5%</i>	<i>34.5%</i>	<i>3.0 p.p.</i>

The dividends declared on Auren's NCIs in 2Q25 totaled R\$ 95.4 million, with R\$ 19.3 million from Tucano Holding III and R\$ 76.1 million from NCIs in hydroelectric plants, in line with the strategy to distribute dividend payments more evenly throughout the year, as detailed in the "Auren's NCIs" section in the [Business Unit Performance](#) chapter.

<sup>(1)</sup>Adjusted EBITDA is a non-accounting measure prepared by the Company, as the Company believes the adjustments described in the table above are not part of its regular business operations and/or distort the analysis of its performance.

## Finance Income/Cost

| Table 19 | Consolidated Finance Income (Loss)

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change %	6M25	6M24 proforma	Change %
Finance Revenue	205.2	197.7	3.8%	486.6	424.4	14.7%
Finance Cost	(849.0)	(590.3)	44.8%	(1,863.2)	(1,171.4)	59.1%
<b>Net Finance Income/Loss</b>	<b>(644.6)</b>	<b>(392.6)</b>	<b>64.2%</b>	<b>(1,376.6)</b>	<b>(747.0)</b>	<b>84.3%</b>

The net finance result was an expense of R\$ 644.6 million in 2Q25 compared with R\$ 392.6 million in 2Q24:

- a) **Finance Income:** higher returns on financial investments mainly explained by the impact of the change in the average CDI rate during the period (14.6% p.a. in 2Q25 compared to 10.5% p.a. in 2Q24).
- b) **Finance Costs:** R\$ 849.8 million in 2Q25 vs. an expense of R\$ 590.3 million in 2Q24. The R\$ 259.5 million increase is mainly due to:
  - a. **Charges and Monetary Restatement:** a R\$ 222.9 million variation explained by a R\$ 181.5 million increase in interest expenses and fair value adjustments on loans, and a R\$ 41.3 million rise in monetary restatement, primarily due to the higher debt base between the periods – R\$ 24.7 billion in 2Q25 versus R\$ 20.7 billion in 2Q24. Additionally, the variation in the average CDI rate during the period also impacted results.
  - b. **Capitalized Interest:** given the completion of the construction of the wind and solar projects that came online throughout 2024, interest, which is capitalized during construction, remains recorded under financial expenses. When comparing the amount of capitalized interest expense in 2Q25 with that of 2Q24, there is a reduction of R\$ 29.1 million between the periods.

## Net Income

| Table 20 | Consolidated Net Income

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
<b>EBITDA</b>	<b>517.0</b>	<b>764.3</b>	<b>-32.4%</b>	<b>1,894.5</b>	<b>1,704.1</b>	<b>11.2%</b>
Depreciation and Amortization	(521.7)	(383.2)	36.2%	(979.9)	(729.0)	34.4%
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	14.8	48.4	-69.5%	86.9	111.2	-21.8%
Net Finance Income (Loss)	(644.5)	(392.6)	64.2%	(1,376.6)	(747.0)	84.3%
Taxes (IR/CSLL)	71.7	(54.5)	-231.4%	(133.7)	(205.7)	-35.0%
<b>Net Income</b>	<b>(562.9)</b>	<b>(17.6)</b>	<b>n.a.</b>	<b>(508.9)</b>	<b>133.7</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 net loss of R\$ 562.9 million in 2Q25 compared to a loss of R\$ 17.6 million in 2Q24.

The main changes were as follows:

- a) **EBITDA:** consolidated EBITDA of R\$ 517.0 million in 2Q25 compared to R\$ 764.3 million in 2Q24, a decrease of 32.4%, as previously explained.
- b) **Depreciation/Amortization:** R\$ 521.7 million in 2Q25 compared to R\$ 383.2 million in 2Q24, an increase of 36.2%, mainly due to the amortization of the fair value stemming from the acquisitions of AES Brasil and Esfera (R\$ 109.3 million) and the depreciation increase resulting from the commissioning of the Cajuína and Tucano wind clusters and the Jaíba solar cluster throughout 2024 (R\$ 27.9 million).
- c) **Income Tax and Social Contribution (IR/CS):** tax credit of R\$ 71.7 million in 2Q25, versus R\$ 54.5 million expense in 2Q24, substantially generated by the tax loss recognized in entities without the constitution of deferred tax assets, due to higher financial costs in the period.
- d) **Equity Income:** equity income was a positive R\$ 14.8 million in the quarter (compared to a positive R\$ 48.4 million in 2Q24), reflecting weaker equity income, mainly due to changes in the mark-to-market of future energy contracts, with no cash impact or effect on dividends received by Auren.

## Debt

At the July board meeting, the Company approved a debenture issuance by CESP in the amount of R\$ 2.1 billion, incurring CDI+0.62% for a 7-year term, and an incentivized debenture issuance by Auren Participações of R\$ 1.15 billion, at up to NTN-B 2035 less 0.41% at pricing date. The issuance of these debentures will enable Auren to fully prepay the 4<sup>th</sup> Debenture Issuance (acquisition finance) of Auren Energia and the 10<sup>th</sup> Debenture Issuance of Auren Operações, resulting in a lower average cost and longer average term and amortization profile.

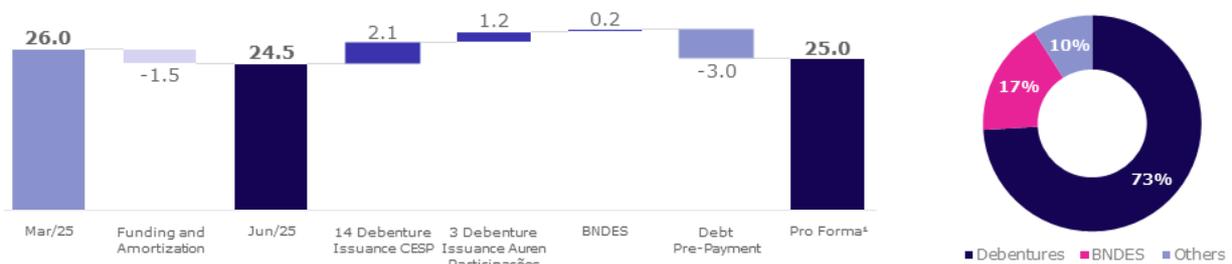
Considering the June 30, 2025 closing adjusted by the movements announced in July ("proforma<sup>(1)</sup>"), gross debt totals R\$ 25.0 billion, a R\$ 1.0 billion reduction compared to the March 2025 closing. Average debt maturity was extended to around 7.0 years, longer than the 6.5 years in March and the 5.9 years at the end of 2024.

In August 2025, the Company will carry out significant debt management actions, as shown in Charts 18 and 20:

- Auren Participações will issue its 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance totaling R\$ 1.15 billion, with a 12-year term and remuneration equivalent to NTN-B 2035-0.41% p.a. on the pricing date, scheduled for August 8. The operation received an AAA rating from Fitch, reflecting the Company's credit quality and the market's positive perception of its financial strength.
- CESP will issue its 14<sup>th</sup> Debenture Issuance totaling R\$ 2.1 billion, with a 7-year term and yielding CDI+0.62% p.a. Fitch assigned this operation an AAA rating too. The pricing is scheduled for August 12.
- Moreover, Auren Energia will raise R\$ 200.0 million through the BNDES Climate Fund, with a 24-year term and interest of approximately IPCA+3%.
- Auren Energia will prepay R\$ 2.2 billion, the outstanding total of its 4<sup>th</sup> Debenture Issuance (acquisition finance), with no break funding fee, originally maturing in October 2028, with a rising cost structure: CDI+1.1% p.a. in the first year, CDI+1.2% p.a. in the second, CDI+1.5% p.a. in the third, and CDI+2.0% p.a. in the final year.
- Auren Operações will prepay R\$ 750 million, the total amount of its 10<sup>th</sup> Debenture Issuance, originally due in December 2027, with a cost of CDI+1.5% p.a.
- Part of the total from Auren Participações' 3<sup>rd</sup> Issuance will be used to finance the construction of the Cajuína 3 cluster (Capex estimated at R\$ 750 million) under more favorable terms than originally approved. The funds will be transferred to the project after the debentures are settled.

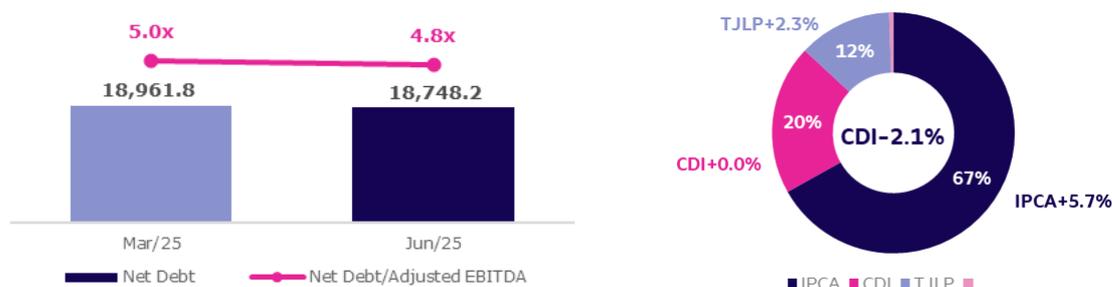
Approximately 69% of the pro forma net debt is indexed to the IPCA, the same index that adjusts Auren's energy sale agreements. This strategy hedges against future volatility, while a smaller share, only 18%, is remunerated by CDI, minimizing the impact of potential SELIC interest rate hikes. The average cost of the Company's proforma net debt is CDI-2.1% per year.

**| Chart 18 | Changes in Debt (R\$ billion) and Proforma Gross Debt Profile<sup>(1)</sup>**



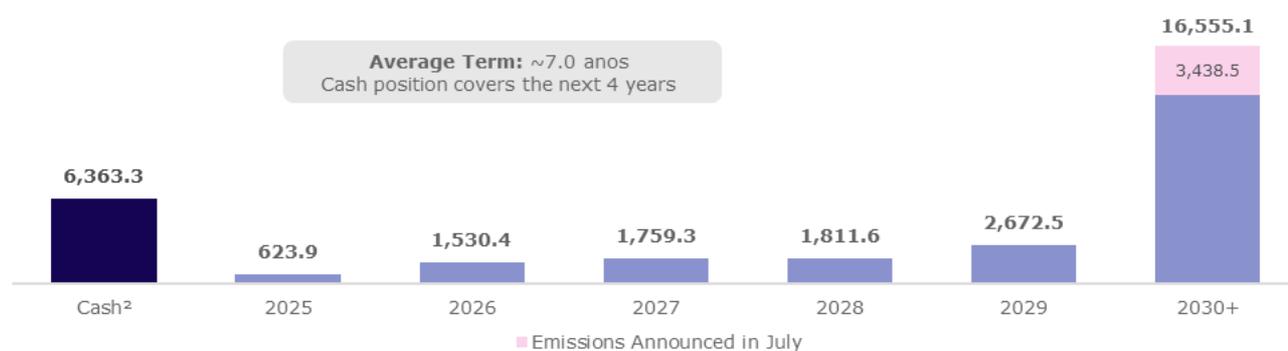
<sup>(1)</sup> Proforma considers the June 30, 2025 view, adjusted for the prepayment of R\$ 2.2 billion from Auren Energia's 4<sup>th</sup> Debenture Issuance (acquisition finance), and the prepayment of R\$ 0.8 billion from Auren Operações' 10<sup>th</sup> Debenture Issuance, CESP's 14<sup>th</sup> Debenture Issuance of R\$ 2.1 billion, and Auren Participações' 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance of R\$ 1.2 billion.

**| Chart 19 | Net Debt (R\$ million), Leverage and Pro Forma Net Debt Profile<sup>(1)</sup>**



Following the prepayment of the acquisition finance and settlement of the newly announced issuances, in August the Company will maintain a pro forma liquidity position of R\$ 6.4 billion – a robust position that ensures full compliance with its financial obligations for the next 4 years.

**| Chart 20 | Amortization Schedule of the Pro Forma Gross Debt Principal<sup>(1)</sup> (R\$ million)**



## Debt – Accounting View

At the end of June 2025, Auren’s gross debt totaled R\$ 24.5 billion, a 19.9% increase compared to the same period in 2024, while the Company’s consolidated liquidity amounted to R\$ 5.9 billion at the end of 2Q25. Accordingly, the performance of net debt between the periods is presented in Table 21 below:

**| Table 21 | Debt (June 30, 2025)**

R\$ million	Jun/25	Jun/24	Change	Mar/25	Change
<b>Gross Debt</b>	<b>24,503.5</b>	<b>20,436.7</b>	<b>19.9%</b>	<b>25,992.3</b>	<b>-5.7%</b>
Derivative Financial Instruments <sup>(2)</sup>	(11.8)	76.3	n/a	(8.9)	32.7%
Leases	167.3	295.4	-43.4%	169.5	-1.3%
<b>Adjusted Gross Debt<sup>(3)</sup></b>	<b>24,659.0</b>	<b>20,808.4</b>	<b>18.5%</b>	<b>26,152.9</b>	<b>-5.7%</b>
Liquidity <sup>(4)</sup>	5,910.8	7,926.4	-25.4%	7,191.1	-17.8%
<b>Net Debt</b>	<b>18,748.2</b>	<b>12,882.0</b>	<b>45.5%</b>	<b>18,961.8</b>	<b>-1.1%</b>
Adjusted EBITDA	3,937.9	3,452.3	14.1%	3,787.6	4.2%
<b>Net Debt/Adjusted EBITDA</b>	<b>4.8x</b>	<b>3.7x</b>	<b>+1.1x</b>	<b>5.0x</b>	<b>-0.2x</b>

<sup>(1)</sup> Proforma considers the June 30, 2025 view, adjusted for the prepayment of R\$ 2.2 billion from Auren Energia’s 4<sup>th</sup> Debenture Issuance (acquisition finance), and the prepayment of R\$ 0.8 billion from Auren Operações’ 10<sup>th</sup> Debenture Issuance, CESP’s 14<sup>th</sup> Debenture Issuance of R\$ 2.1 billion, and Auren Participações’ 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance of R\$ 1.2 billion.

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

Given the growth in LTM Adjusted EBITDA, the Company reported a Net Debt/Adjusted EBITDA ratio (leverage) of 4.8x at the end of 2Q25, a 0.2x decrease compared to March 2025, reinforcing its commitment to deleveraging.

For more details on the Company's indebtedness, including individual terms of each issuance, see the Interactive Spreadsheet available in Excel format in the [Results Center](#) on the Investor Relations website.

### **Financial Covenants – Auren Operações**

As of June 2025, R\$ 4.8 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 stood at 3.22x for the period; and (ii) maintenance of the Interest Coverage Ratio (Adjusted EBITDA/Finance Costs) above 1.25x, which was 2.50x at the end of the period, thus meeting contractual obligations.

### **Ratings**

In August 2025, Fitch rated Auren Participações' 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance and CESP's 14<sup>th</sup> Debenture Issuance at AAA on the local scale, with a stable outlook.

Even amid higher leverage, the maintenance of Auren's issuances at the highest rating level (AAA) by Fitch reflects the positive effects of the asset integration and reinforces confidence in Auren's strategic positioning and the strength of its financial structure.

For more details, visit the [Financial Information - Ratings](#) section on the Company's Investor Relations website.

## Free Cash Flow

| Table 22 | Consolidated Free Cash Flow

R\$ million	2Q25	2Q24 proforma	Change	6M25	6M24 proforma	Change
Adjusted EBITDA	980.6	830.4	18.1%	2.185.9	1.557.9	40.3%
IR/CS Cash	(87.5)	(78.9)	10.9%	(162.0)	(137.8)	17.5%
Working Capital and Others	351.6	242.0	45.3%	123.7	292.4	-57.7%
Sustaining Capex	(81.0)	(109.4)	-26.0%	(108.8)	(149.9)	-27.4%
<b>Operating Cash Flow (FCO)</b>	<b>1.163.8</b>	<b>884.1</b>	<b>31.6%</b>	<b>2.038.8</b>	<b>1.562.6</b>	<b>30.5%</b>
Debt Service	(790.1)	(242.3)	226.1%	(1.161.5)	(660.0)	76.0%
<b>FCO after Debt Service</b>	<b>373.7</b>	<b>641.9</b>	<b>-41.8%</b>	<b>877.4</b>	<b>902.6</b>	<b>-2.8%</b>
Cash Conversion Ratio	38.1%	77.3%	-39.2 p.p.	40.1%	57.9%	-17.8 p.p
CAPEX Projects	(106.1)	(152.7)	-30.6%	(222.0)	(433.0)	-48.7%
Payment of Litigation, Liabilities and Court Settlements	(9.9)	(27.7)	-64.3%	(49.9)	(38.2)	30.7%
Borrowing	2.006.8	3.501.5	-42.7%	2.006.8	3.875.0	-48.2%
Amortization	(3.455.3)	(1.535.6)	125.0%	(4.796.8)	(1.859.8)	157.9%
Capital Increase in Investees	-	-	n.a.	(10.7)	(9.3)	15.3%
Dividends	(61.4)	(92.0)	-33.3%	(161.1)	(492.0)	-67.3%
Acquisition of Investment	-	(64.0)	-100.0%	-	(64.0)	-100.0%
Receipt on Disposal of investees	28.5	-	n.a.	63.5	31.5	101.4%
Investment Acquisition - Esfera Energia	-	-	n.a.	(0.4)	-	n.a.
<b>Free Cash Flow</b>	<b>(1.223.6)</b>	<b>2.271.2</b>	<b>-153.9%</b>	<b>(2.293.1)</b>	<b>1.912.9</b>	<b>-219.9%</b>
Opening Cash Balance	6.131.0	4.895.0	25.3%	7.200.5	5.253.3	37.1%
<b>Closing cash balance</b>	<b>4.907.4</b>	<b>7.166.3</b>	<b>-31.5%</b>	<b>4.907.4</b>	<b>7.166.3</b>	<b>-31.5%</b>
Liquidity Fund – Reserve Account	977.6	760.1	28.6%	977.6	760.1	28.6%
Short-term Investments	25.8	-	n.a.	25.8	-	n.a.
<b>Closing Cash Balance + Reserve Account + Short-term Investments</b>	<b>5.910.8</b>	<b>7.926.4</b>	<b>-25.4%</b>	<b>5.910.8</b>	<b>7.926.4</b>	<b>-25.4%</b>

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

- a) **Working Capital:** R\$ 351.6 million in 2Q25, the R\$ 109.6 million increase compared to 2Q24 is mainly explained by the release of receivables from CCEE, made possible by structured operations designed to unlock liquidity.
- b) **Debt Service:** R\$ 790.1 million in 2Q25, the R\$ 547.8 million increase compared to 2Q24 is mainly explained by the R\$ 6.0 billion year-over-year increase in Net Debt, primarily due to the approximately R\$ 5.4 billion acquisition finance, partially amortized in 2Q25 as outlined in item (c) of this chapter.
- c) **Debt Issuance and Amortization:** The net balance between issuances and amortizations was negative at R\$ 1.4 billion, mainly due to: (i) a R\$ 2.0 billion issuance from Auren Participações S.A.'s 2<sup>nd</sup> debenture, with a 10-year term and AAA rating by Moody's – the Company swapped the issuance cost from IPCA+7% p.a. to CDI, resulting in a final all-in cost of CDI with no spread; and (ii) the amortization of R\$ 3.2 billion, representing 59% of the acquisition finance – a bridge loan raised for the acquisition of AES Brasil in the amount of R\$ 5.4 billion. This amortization reduced gross debt by R\$ 1.5 billion, totaling R\$ 24.5 billion in 2Q25.
- d) **Sustaining Capex:** Maintenance-related Capex in 2Q25 totaled R\$ 81.0 million, mostly linked to the plan to improve the availability of acquired assets. Progress on these efforts is detailed in the "Generation Operational Performance" section of this report.
- e) **Project Capex:** expansion-related Capex in 2Q25 totaled R\$ 106.1 million, primarily reflecting residual spending on the implementation of the Cajuína 1 and 2 projects, as well as the roll out of Cajuína 3.
- f) **Dividends:** dividend payments recorded in 2Q25 refer to those announced in April 2025 and paid in May 2025, amounting to R\$ 59.6 million, or approximately R\$ 0.06 per share, corresponding to 25% of the adjusted net income for the financial year ended December 31, 2024. More details are available in the [Shareholders' Notice](#) published on the Company's IR website.

To return to the table of contents, click [here](#).

## Regulatory Topics

### **Provisional Measure 1.307 on Export Processing Zones (ZPEs): Incentives for New Loads and Renewable Energy**

On July 21, Provisional Measure 1307 was published, establishing new guidelines for Export Processing Zones (ZPEs) regarding their tax, foreign exchange, and administrative regimes. For the power sector, one of the key points is the requirement for the use of new renewable energy in projects located within ZPEs, meaning the energy must come from power plants that had not yet begun operation as of the date of the measure's publication.

Certain cases are excluded from this requirement, including captive consumers and projects already approved by the National Council of ZPEs (CZPE) before the publication of the measure.

The measure also broadens the scope of activities allowed in ZPEs, authorizing the establishment of companies providing services to the external market, including, for example, data centers.

The Provisional Measure will now be reviewed by the National Congress and remains valid until November 17, 2025.

### **Provisional Measure 1,304 Published with Measures to Mitigate the Overturning of Offshore Wind Law Vetoes and to Limit the CDE**

On July 11, 2025, in a special edition of the Official Gazette, Provisional Measure (MP) 1,304 was published. The MP addresses topics such as the creation of a budget cap for the Energy Development Account (CDE) and the establishment of a charge to cover amounts exceeding this cap, as highlighted below.

Starting in 2027, the total CDE amount, charged within regulated tariffs, will be fixed at the nominal budget set for 2026. If resources prove insufficient and the total cost of the account exceeds 2026 levels, additional costs will be covered by a new charge (the Resource Supplement Charge) to be paid only by the CDE's beneficiary agents, in proportion to the benefit received, except for the Luz para Todos program, the Social Tariff, CCC, CCEE, and the supply to small distributors. In this context, should the Resource Supplement Charge be required, the main payers will be generators and incentivized consumers, as well as micro and mini distributed generation consumers.

Furthermore, the MP replaces the mandatory contracting of up to 12.5 GW of thermal projects with inflexible generation, as set forth in the Eletrobras Law, with up to 4.9 GW of Small Hydroelectric Power Plants (PCH) and Hydroelectric Power Plants (UHE) with an installed capacity of up to 50 MW. Of this total, 3 GW must be contracted by the first quarter of 2026, through a capacity reserve auction, with supply starting gradually between 2032 and 2034, a 25-year contractual period, and a maximum price referenced to the New Energy Auction A-6 of 2019, adjusted by the IPCA index. Also, regarding PCHs, the obligation to allocate 50% of the demand in A-5 and A-6 auctions to UHEs with up to 50 MW installed capacity is revoked.

Future compulsory contracting provided for in the Eletrobras Law will also be linked to the sector's planning needs, according to technical criteria defined by the National Energy Policy Council (CNPE). Moreover, CNPE is granted the authority to define access conditions, including pricing, to the Union's gas infrastructure for transportation, processing, and delivery.

It is worth noting that Provisional Measures are legal instruments issued by the President of the Republic in cases of urgency and relevance. They take immediate effect upon publication but must be approved by Congress within 120 days (60 days extendable for another 60) for their effects to become permanent. Considering the publication date of this MP, it will remain in force until November 7, the deadline for congressional approval.

### **Overturning of Vetoes on Non-Core Matters in the Offshore Wind Law**

On January 10, 2025, Law No. 15,097/2025 was enacted, establishing the regulatory framework for offshore wind energy development in Brazil. When signed by the President, the legislation included several vetoes related to matters outside the original scope of the law.

These so-called "riders" ("*jabutis*"), among other provisions, included incentives for fossil fuel sources and distributed micro and mini generation. However, the Executive's veto decision is not final and must be confirmed by Congress.

Discussions intensified in June and July, resulting in the overturning of some vetoes. Another session, scheduled for August, may address the remaining vetoes. The decision to overturn certain vetoes reinstated the following provisions:

- SHPPs: contracting of 4.9 GW of capacity and associated energy from hydro plants up to 50 MW – 3 GW in the Midwest, 1.5 GW in the South/Southeast, and 400 MW in the North/Northeast.
- Liquid hydrogen: contracting of 250 MW of energy from liquid hydrogen produced from ethanol in the Northeast.
- Wind: contracting of 300 MW of wind energy in the South.
- Contracting due to lack of supply: requirement to take the full capacity defined in Article 1 of Law 14.182/2021 in subsequent years, including natural gas thermal power plants.

- Proinfa: contracts for SHPs, biomass and wind farms under the Proinfa program will be extended by 20 years from their original expiration dates. This extension will involve a change in the current pricing to the price cap of the 2019 A-6 Auction for projects without a concession, adjusted by IPCA from the auction date to the signing of the contract amendment. Additionally, the requirement to switch the index from IGP-M to IPCA for contracts renegotiated from 2020 to 2021 has been revoked.

This decision was formalized on July 07, 2025.

### **ANEEL Deliberates on the Calculation of Compensation for Transmission Assets Classified as Existing System Basic Grid (RBSE)**

On June 10, 2025, ANEEL deliberated on a request for reconsideration filed by some market participants regarding the calculation of compensation related to RBSE assets, focusing on two main issues: (i) the application of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) for the remuneration of the undisputed portion under discussion (that not affected by the injunctions granted to consumers between 2017 and 2019); (ii) ensuring uniformity in the cash flow modeling, consistently applying either advanced or deferred flows throughout the entire period.

ANEEL's decision partially granted the requests and upheld its methodology for representing cash flows (advanced during the accumulation phase and deferred during the amortization phase), while separating financial flows between disputed and undisputed balances. Additionally, resulting in positive outcomes for generation agents, the undisputed balance will now be remunerated using WACC instead of the Cost of Equity (Ke), and the disputed balance will be updated using Ke until the actual payment date. ANEEL also revised the WACC starting in 2023, the year of the periodic review of the Allowed Annual Revenue (RAP).

The approved outcome foresees a total gain of R\$5.49 billion (June/2024 values) to be allocated to consumers and generators. This amount will be distributed over the next three tariff cycles (2025/2026, 2026/2027, and 2027/2028) through three equal annual installments of R\$1.83 billion. The reduction in transmission revenue (RAP) during these cycles will be passed on to consumers and generators through lower Transmission System Usage Tariffs (TUST). As a result, the Company's power plants without TUST stabilization should see relief from previously projected costs for the aforementioned cycles.

### **Provisional Measure 1,300 Published Introducing Structural Reform of Key Pillars in the Power Sector**

On May 21, 2025, Provisional Measure (MP) 1,300 was published, proposing a structural reform of the power sector. The new legislation introduces significant changes that directly impact all segments of the electricity chain, particularly consumers, generators, and energy traders.

A key highlight is the timeline for full liberalization of the electricity market for low-voltage consumers starting in August 2026, with complete market opening — including for residential consumers — scheduled for December 2027. The MP also provides for the creation of a Supplier of Last Resort (SUI), an entity responsible for supplying consumers unable to secure service in the free market. Additionally, the MP allows for new tariff modalities and relaxed contracting requirements to meet demand.

Regarding charges and subsidies, the government expanded the low-income subsidy policy, granting free monthly energy consumption of up to 80 kWh and exemption from the CDE charge for consumers with income between half and one minimum wage for consumption of up to 120 kWh. The measure has already been regulated by ANEEL and has been in effect since July 5.

To finance this policy, the MP establishes relevant changes to the current structure of subsidies granted to incentivized sources, notably prohibiting discounts on TUST/D for low-voltage consumers migrating to the free market and contracting renewable energy. For other consumers — those connected to high voltage who have existing or future incentivized energy contracts — the 50% TUST/D discount will remain in place until the end of contracts registered and validated with the CCEE by December 31, 2025, but will not apply after their termination. While aimed at reducing charges, these measures may affect the attractiveness and commercialization of renewable energy, impacting existing projects and new investments.

The proposal also addresses self-production, introducing stricter criteria for self-producer equivalency, such as a minimum demand of 30 MW and a minimum 30% equity stake by the consumer in the project. Furthermore, starting 60 days after publication (July 18), new traditional or equivalent self-production arrangements may only be established with new generation assets, effectively prohibiting self-production partnerships in existing plants. These changes have the potential to reshape business models currently used to enable new projects.

The MP also proposes a competitive mechanism aimed at unlocking R\$1.13 billion in the short-term market related to legal disputes involving small hydropower plants and plants under judicial recovery that did not join the 2021 GSF Settlement Agreement. The solution involves negotiating these amounts via certificates among MRE agents, in a process managed by the CCEE. Purchasers of these certificates will be able to convert them into extensions of their concession terms (up to seven years), using the same criteria as in 2021. Participation requires withdrawing lawsuits and waiving related claims.

Other relevant measures include the redistribution of the Energy Development Account (CDE) quotas by region and voltage level, the inclusion of free market consumers in the purchaser base of Angra 1 and 2 power plants' energy and in the cost-sharing base of distributed generation incentives offset by the CDE, and changes to the incentive policy for irrigation and

aquaculture, potentially introducing new dynamics to the power sector in terms of price, consumption timing, and institutional governance.

Auren Energia continues to closely monitor the progress of this proposal and will assess its implications in regulatory and institutional forums, focusing on ensuring legal certainty, the sustainability of existing investments, and the viability of renewable generation expansion in the country.

Additionally, the MME has advanced with Public Consultations to regulate some aspects of the MP, such as Consultations 187 and 188, which address the phase-out of the TUST/D discount for consumers and the operationalization of the competitive mechanism, respectively.

The Provisional Measure is currently in effect and will remain so until September 18, the deadline for congressional approval.

### **Curtailment: Update on the Reimbursement Schedule for Wind Power Constrained-Off and Establishment of a Working Group at the Electric Sector Monitoring Committee (CMSE)**

On May 19, 2025, CCEE Notice 372/2025 was issued, establishing the operational schedule for the recalculations and reimbursements related to constrained-off events for wind power plants, covering the “definitive” period. With this announcement, the reimbursements stipulated in the regulated contracts of Auren’s wind farms with energy distributors will be unfrozen, allowing the disbursement of amounts that have been held since 2021, thus impacting the monthly revenue of these projects.

It is worth recalling that the regulation of reimbursements for constrained-off in wind farms was divided into two distinct phases: the “provisional” period, which covered reimbursements for curtailment events before October 2021, using a specific methodology and which is now completed; and the “definitive” period, covering curtailment events from October 2021 onward, which had been frozen until recently due to the lack of approved commercialization rules for settlement. These rules were recently established by ANEEL Normative Resolution No. 1,109/2024, enabling the unfreezing of payments.

According to the disclosed schedule, the financial effects of these reimbursements on wind farms’ revenues will begin to be reflected as early as July this year.

Additionally, on the topic of curtailment, during the 302nd extraordinary CMSE meeting, a Working Group (WG) was established to seek solutions to mitigate the impacts caused by renewable energy generation cuts. The group includes representatives from various MME secretariats, the National Electric Energy Agency (ANEEL), the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), the Energy Research Company (EPE), the National System Operator (ONS), and the Electric Energy Trading Chamber (CCEE).

The WG has already held technical meetings with associations from the wind and solar renewable segments, which advocated for solutions to lessen the effects of these curtailments on renewable generators and end consumers.

### **ANEEL Finalizes Public Consultation No. 23/2024 on Transmission Network Access for New Loads and Green Hydrogen Projects – REN 1.122/2025 Published**

ANEEL concluded Public Consultation No. 23/2024 with the approval of Revision 4 of Module 5 of the Transmission Rules, through Normative Resolution 1.122/2025. The new regulations aim to strengthen procedures for consumer unit access to the Basic Grid, introducing financial guarantee requirements for requesting access opinions and signing the Transmission System Usage Agreement (CUST), limiting delays in supply start dates, and linking contract execution to the issuance of authorization.

This topic was previously addressed in the 4Q24 release, due to increasing demand for grid access from data centers and green hydrogen production facilities. The changes aim to mitigate the risk of speculative grid access, providing more predictability for transmission expansion planning and aligning regulations with those applied to power generation facilities.

To return to the table of contents, click [here](#).

## Other Material Information

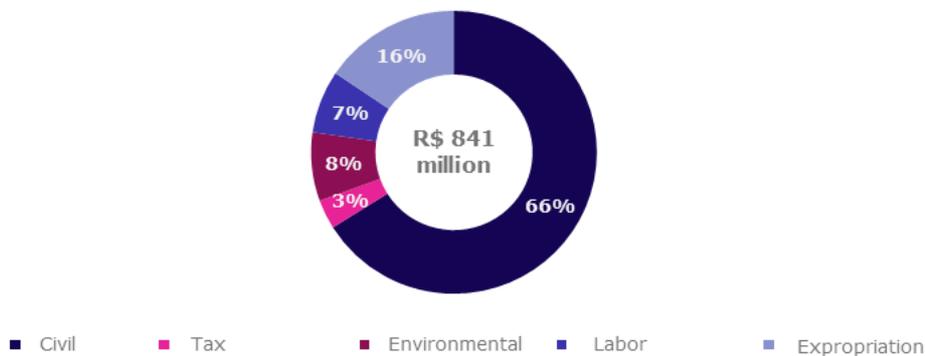
### Contingent Liabilities

In line with market best practices, Auren discloses its contingent liabilities covering both probable and possible loss estimates.

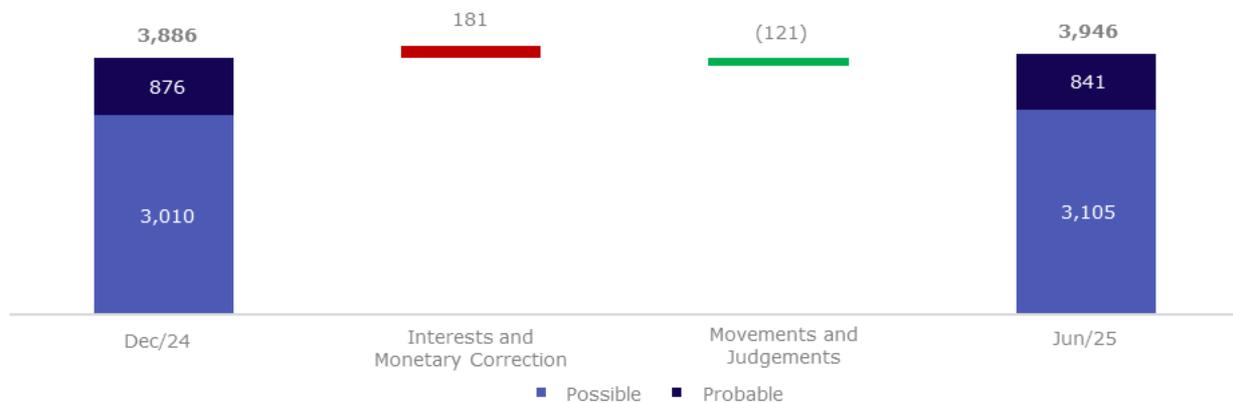
The Company is currently party to lawsuits totaling R\$ 841 million in provisions (probable losses) and R\$ 3,105 million in contingencies classified as possible losses. The consolidated amount of R\$ 3,946 million represents a R\$ 60 million increase compared to 4Q24, mainly reflecting inflation adjustments and procedural developments (Chart 22).

The breakdown of risk by legal nature (Chart 21, "Contingent Liabilities by Profile") shows that civil cases represent 66% of probable risk. These mostly include indemnification claims as well as regulatory and real estate disputes (excluding expropriation cases), with a total of 1,193 ongoing lawsuits.

**| Chart 21 | Contingent Liabilities by Legal Profile (% of Total)**



**| Chart 22 | Contingent Liabilities – Probable and Possible (% of Total)**



Auren emphasizes that the value of contingent liabilities is regularly reviewed, as its measurement is indexed to the Company's best risk prognosis, including the progression of court cases.

## Pension Plan - VIVEST

### Implementation of the Immunization Strategy in the PSAP/CESP B1 Retirement and Pension Supplementation Plan

On December 23, 2024, Vivest's Executive Board approved the adoption of an immunization strategy for the PSAP/CESP B1 pension plan, sponsored by CESP and managed by Vivest.

In summary, the immunization process consists of exchanging most of the PSAP/CESP B1 plan's guaranteeing assets for government bonds indexed to the IPCA, which will now be valued at amortized cost. This immunization strategy is supported by technical and legal studies developed by Vivest in partnership with an independent actuarial consultancy.

As a result of implementing this strategy, an increase in the actuarial interest rate was identified in the technical study, as unanimously approved by the Management Committee of the PSAP/CESP B1 plan on July 30, 2025. The interest rate increase is now under review by Vivest's Board of Directors and will subsequently be analyzed by the National Superintendence for Complementary Pensions (Previc). The review by Vivest's Board of Directors and, subsequently, by Previc is expected to be concluded by the end of 2025.

The strategy aims to capitalize on the current high interest rate window to optimize asset allocation, aligning asset maturities with the future cash flows of participants' benefits. Under this approach, the plan's assets are now marked to curve instead of marked to market. The main benefits of this strategy include:

- Reduction in the PSAP/CESP B1 pension plan's current actuarial<sup>1</sup> deficit, which also reduces CESP's need for annual contributions to offset existing shortfalls;
- Reduction in result volatility by avoiding the impact of market fluctuations on the return of the portion of the portfolio marked to maturity; and
- Mitigation of reinvestment risk by acquiring long-term maturity bonds, enabling the matching of cash flows with liability commitments.

The adoption of the mark-to-curve strategy complies with the provisions of CNPC Resolutions No. 43/2021 and No. 61/2024 and is supported by actuarial and financial studies demonstrating the PSAP/CESP B1 plan's ability to hold assets to maturity, as required by current regulation.

Once the actuarial rates are approved, the Company believes that, by 12/31/2025, the actuarial deficit attributed to CESP may be reduced by up to R\$ 693 million under **Scenario I** (mentioned below) or by up to R\$ 575 million under **Scenario II** (mentioned below), as determined under Previc regulations. This reduction in the PSAP/CESP B1 plan's actuarial deficit may lower CESP's extraordinary contributions – which are intended to cover its share of the actuarial deficit – by up to R\$ 36 million per year or, as applicable, by up to R\$ 25 million per year.

The table below presents an analysis of the effects of the new actuarial interest rate, considering two possible scenarios: the first based on the estimated actuarial rate, which requires prior approval from Previc for implementation (**Scenario I** – rate of 6.28%), and the second limited to the actuarial rate ceiling disclosed by that agency (**Scenario II** – rate of 5.66%), should Previc not approve the actuarial rate in **Scenario I** (both scenarios assume that Vivest's Board of Directors will approve the increase of the actuarial interest rate for the PSAP/CESP B1 plan):

**| Table 23 | Sensitivity Analysis**

Estimated Scenario as of 12/31/2025	Estimated Actuarial Deficit (R\$ million)	Reduction Compared to the Current Situation		Annual Disbursement (R\$ million)	Reduction Compared to the Current Situation	
		(R\$ million)	%		(R\$ million)	%
<b>Current</b>	<b>1,700</b>			<b>168</b>		
<b>Scenario I</b> Actuarial rate @ 6.28%	1,007	-693	-41%	132	-36	-21%
<b>Scenario II</b> Actuarial rate @ 5.66%	1,125	-575	-34%	143	-25	-15%

The positive effects of the above strategy will also extend to participants and beneficiaries of the DB and DC subplans under PSAP/CESP B1, with a reduction in their respective extraordinary contributions.

It is important to note that there are no immediate effects on provisions or expenses recognized in Auren's Financial Statements, which are prepared in accordance with CPC 33 (R1)/IAS 19 – Employee Benefits. According to these standards, plan assets must be measured at fair value (marked to market) and the discount rate applied to the measurement of

<sup>1</sup> Actuarial deficit: the shortfall of plan assets to cover future obligations estimated based on actuarial assumptions.

actuarial obligations must reflect market rates of NTN-B bonds with maturities consistent with the plan’s liabilities, rather than the expected return on investments. Therefore, the immunization strategy does not immediately impact these accounting items.

**| Table 24 | CESP Actuarial Deficit Calculation – CPC33 Methodology**

<b>CESP Actuarial Deficit</b>	<b>06/30/2025</b>	<b>12/31/2024</b>
Estimated actuarial deficit (R\$ million)	816	841

As mentioned in previous periods, in order to address its obligations, CESP has structured and implemented several measures to reduce the deficit, including (i) launching a voluntary migration plan allowing participants of defined-benefit plans (PSAP) to transfer their assets to a Defined-contribution (DC) plan; (ii) losing the Defined Benefit (DB) and Variable Contribution (VC) subplans of the PSAP/CESP B1 plan; and (iii) changing the benefit indexation criteria for granted benefits under the PSAP/CESP B1 plan from IGP-M to IPCA. The immunization strategy emerges as another of these initiatives, reinforcing management’s commitment to continuously seek alternatives that create value for the Company and contribute to sustainably reducing its actuarial liabilities.

The effective increase in the actuarial interest rate of the PSAP/CESP B1 plan and the resulting effects on its Actuarial Statements will only materialize if approved by Vivest’s Board of Directors (Scenario I) and Previc (Scenario II), which depends on factors beyond the Company’s control.

The Company will keep the market informed of any relevant developments related to this matter.