

**1T
25**

Release de Resultados

MAIO
2025

Teleconferência

08 de maio 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

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)
- **Larissa Siqueira** (Especialista de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Especialista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 31 de março de 2025:

AURE3:

R\$ 7,44

Valor de Mercado:

R\$ 7,8 bilhões

SUMÁRIO

Destaques	4
Carta da Administração	6
Mercado de Energia	8
Desempenho por Unidade de Negócio	13
Geração	13
Participações Minoritárias da Auren	26
Comercialização	28
Desempenho Financeiro Consolidado	31
Temas Regulatórios	38
Informações Relevantes	40

Destaques

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

Importante: A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de março 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Energia e da Companhia desde 01/01/2024 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 março de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

Primeiro Trimestre Completo como Companhia Combinada: a Auren mantém o foco em prioridades estratégicas centradas em dois objetivos fundamentais: (i) a execução e conclusão bem-sucedida da integração da AES Brasil até o final de 2025, com foco na captura de sinergias e recuperação da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados, e (ii) desalavancagem.

- **Evolução da Disponibilidade dos Ativos Adquiridos:** disponibilidade dos ativos eólicos incorporados de 90,7% em março de 2025, um **aumento da disponibilidade média em 11,3 p.p.** comparado ao mesmo período de 2024.
- **Captura de Sinergias:** os ganhos com **sinergias recorrentes em PMSO representaram uma economia de R\$ 56 milhões no 1T25**, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas no trimestre anterior – mais que o dobro do montante divulgado no anúncio da combinação de negócios.
- **Otimização da Estrutura de Capital:** em abril de 2025, a Auren Participações anunciou sua 2ª emissão de debêntures no valor de **R\$ 2,0 bilhões**, com **prazo de 10 anos, custo competitivo de CDI-0,50% a.a. e rating AAA** pela Moody's. Adicionalmente, no mesmo mês, a Auren Energia anunciou a **amortização extraordinária de R\$ 3,2 bilhões**, equivalente a 59% do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões, empréstimo ponte emitido pela Companhia para a aquisição da AES Brasil.

Forte Geração de Energia no Trimestre: no 1T25, a produção de energia dos ativos próprios foi de 3,8 GW médios⁽¹⁾, 30,8% superior ao mesmo período de 2024. Destaque para os ativos hidrelétricos próprios da Auren que geraram **2,5 GW médios, 24,2% acima da garantia física** e 23,2% superior ao mesmo período de 2024 e para ativos eólicos que geraram **995 MW médios⁽²⁾**, 41,3% superior ao mesmo período de 2024 e **equivalente a 100,8%** da certificação de geração no percentil 90 (**P90**) e **92,0%** do percentil 50 (**P50**).

Liderança em Comercialização: volume de 4,9 GW médios de energia comercializada no trimestre, com resultados positivos em um cenário com elevada volatilidade de preços e diferenças entre submercados. No 1T25, o segmento gerou **EBITDA ajustado de R\$ 165 milhões**, crescimento de 217,8% comparado ao 1T24.

Resultados Recordes: a Auren registrou maior EBITDA Ajustado de sua história, alcançando **R\$ 1,2 bilhão** no trimestre, **crescimento de 66% em relação ao resultado combinado das empresas no mesmo período do ano anterior**, e lucro líquido de **R\$ 54 milhões**.

Início do Processo de Desalavancagem: **redução da dívida bruta em R\$ 2,2 bilhões** considerando o pré-pagamento de parte do *acquisition finance* em abril de 2025 (dívida bruta de R\$ 24,8 bilhões ante R\$ 27,0 bilhões em dezembro de 2024). A forte agregação de EBITDA da Companhia, resultou em uma alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) de 5,0x, 0,7x inferior em relação a dezembro de 2024 (5,7x).

⁽¹⁾ 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.

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

Destaques Operacionais

Fonte	Geração (MWm)		
	1T25	1T24 proforma	Var.
Hidro	2.571,5	2.087,0	23,2%
Eólica ⁽¹⁾	995,0	704,3	41,3%
Solar ⁽¹⁾	205,3	93,1	120,5%
Total Próprios	3.771,8	2.884,4	30,8%
Participações ⁽²⁾	223,4	399,2	-44,0%
Total Próprios e Participações	3.995,2	3.283,6	21,7%

Fonte Eólica	Disponibilidade		
	1T25	1T24 proforma	Var. (p.p.)
Disponibilidade Média Consolidada	92,0%	83,3%	8,7
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína	94,2%	93,0%	1,2
Disponibilidade Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína	92,0%	90,4%	1,6
Disponibilidade Ativos Incorporados com Tucano e Cajuína	89,9%	77,5%	12,4

Destaques Financeiros

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var.	UDM 1T25
Receita Líquida	2.952,3	2.209,4	33,6%	11.993,8
Geração	1.621,0	1.326,2	22,2%	6.383,5
Comercialização	1.787,8	1.205,4	48,3%	7.662,2
Eliminações	(456,5)	(322,2)	41,7%	(2.051,9)
EBITDA Ajustado⁽³⁾	1.205,3	727,6	65,7%	3.787,6
Geração	1.070,1	713,2	50,0%	3.595,2
Comercialização	164,6	51,8	217,8%	314,9
Holding e Pipeline	(29,4)	(37,4)	-21,4%	(122,6)
Margem EBITDA Ajustada	40,8%	32,9%	7,9 p.p.	31,6%
Resultado Líquido	54,0	151,3	-64,3%	(129,9)
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	538,6	292,3	84,3%	2.128,1
Índice de Conversão de Caixa	44,7%	40,2%	4,5 p.p.	56,2%
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	18.961,8	18.919,2	0,2%	18.961,8
Alavancagem⁽⁵⁾	5,0x	5,7x	-0,7x	5,0x

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre trimestres deve-se a geração extraordinária no 1T24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração registrada no 1T25 foi em linha se comparado à registrada no 1T23, ambas em condições padrões de médias de precipitação no sul do Brasil. A geração foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

⁽³⁾ Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

⁽⁴⁾ Dívida Bruta deduzida de Caixa, Equivalentes de Caixa, Aplicações Financeiras, Fundo de Liquidez (Conta Reserva), incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo, exceto derivativos vinculados a contratos de compra e venda de energia) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arrendamentos.

⁽⁵⁾ Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

Carta da Administração

O primeiro trimestre de 2025 representa um importante marco para a Auren, com a divulgação dos primeiros resultados que abrangem um trimestre completo da Companhia combinada após a conclusão da aquisição da AES Brasil. Avançamos na captura de sinergias, aprimoramos nossa eficiência operacional, iniciamos o processo de desalavancagem e estamos preparados e confiantes para gerar valor sustentável aos nossos acionistas. O 1T25 registrou um EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1,2 bilhão, crescimento de 66% em relação ao resultado combinado das empresas no mesmo período do ano anterior, evidenciando de forma clara a força e o potencial de nosso portfólio.

Seguimos focados em duas prioridades estratégicas: concluir de forma eficiente o processo de integração ao longo de 2025 e avançar consistentemente na desalavancagem da Companhia. Desde o anúncio da aquisição da AES Brasil, estruturamos um plano detalhado de integração, com marcos definidos para D1 (01 de novembro de 2024), D100 (09 de fevereiro de 2025) e D365 (31 de outubro de 2025). Já concluímos os marcos de D1 e D100 sem intercorrências. As etapas em andamento incluem a unificação dos centros de operações e centro de serviços compartilhados, a migração da totalidade dos sistemas da AES Brasil para os sistemas da Auren, com destaque para a unificação do SAP, e o fortalecimento da cultura de gestão e eficiência. Com um plano estruturado, garantimos a entrega dos resultados esperados por meio de uma execução disciplinada e eficiente.

Na operação, a Auren continuou avançando de forma significativa na agenda de transformação da gestão dos ativos incorporados ao longo do trimestre, com resultados relevantes já se materializando. A principal ferramenta em implementação nos ativos incorporados é o sistema de gestão de performance, já utilizado nos ativos da Companhia antes da aquisição da AES. A ferramenta permite a captura precisa das informações e o monitoramento contínuo dos aerogeradores em tempo real, trazendo confiabilidade e agilidade na operação dos ativos. Até o final de junho, todos os ativos incorporados já estarão totalmente integrados ao sistema de gestão de performance da Auren. Essas iniciativas estão profundamente enraizadas na cultura da Auren, que busca a excelência operacional através de uma gestão próxima e proativa.

A disponibilidade dos ativos eólicos incorporados atingiu 90,7% em março de 2025, um aumento de 11,3 p.p. quando comparada ao mesmo período de 2024. Em abril, a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados continua avançando conforme o plano, atingindo 91,4%. Vale destacar alguns ativos que apresentaram melhora significativa na disponibilidade e eficiência no período, como o complexo Cajuína, que atingiu uma produção de energia de 248 MW médios, 222% superior em relação à geração do 1T24. Além disso, o índice de disponibilidade temporal média deste complexo foi de 92% no 1T25, superando os 68% registrados no mesmo período do ano anterior. Outros casos de sucesso do trimestre incluem o desempenho de Alto Sertão II, que registrou disponibilidade média de 98% no 1T25, avanço significativo de 5 p.p. em relação ao 1T24 (93%), resultado da execução eficaz do plano de retorno dos aerogeradores indisponíveis por falhas em grandes componentes.

Os ganhos com sinergias recorrentes em PMSO representaram uma economia de R\$ 56 milhões no 1T25, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas no trimestre anterior – mais que o dobro do montante anunciado na combinação de negócios. Na frente de integração de sistemas, por exemplo, conseguimos migrar ou descomissionar, até meados de abril, 140 de 179 sistemas utilizados pela AES Brasil, além de compatibilizar quase 60% dos processos da Companhia. Adicionalmente, a Auren também demonstrou rapidez no ajuste do quadro de colaboradores. Com suporte de consultoria especializada, realizamos estudos de dimensionamento e pesagem de posições e buscamos nos posicionar entre as empresas mais eficientes desde o primeiro momento da integração.

Na frente de gestão de capital, em abril, a Auren Participações S.A. fez sua 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 2 bilhões, com prazo de 10 anos e *rating* AAA pela Moody's e custo competitivo, reforçando a qualidade do crédito da Auren e a confiança do mercado na sua solidez financeira. Realizamos o *swap* do custo da emissão de IPCA+7,45% a.a. (equivalente à NTN-B 2035 decrescido de 0,15% a.a.) para CDI-0,50% a.a., com custo final *all-in* próximo à CDI sem *spread*. No mesmo mês, realizamos a amortização extraordinária de R\$ 3,2 bilhões, 59% dos R\$ 5,4 bilhões referentes ao empréstimo ponte emitido para a aquisição da AES Brasil. O pré-pagamento parcial contribuiu para a redução da dívida bruta em R\$ 2,2 bilhões, além de resultar no alongamento do prazo médio e redução do custo médio do endividamento, reforçando a bem-sucedida gestão do passivo financeiro da Companhia.

A conclusão da integração com a AES Brasil está prevista para o segundo semestre de 2025, garantindo máxima eficiência na gestão dos custos e despesas e captura adicional de valor. A incorporação de sinergias faz parte da meta global e individual de remuneração variável para todos os colaboradores da Auren em 2025, reforçando o compromisso e engajamento de toda a equipe com os resultados almejados.

Analisando os resultados alcançados no trimestre, o desempenho refletiu uma combinação sólida de fatores estratégicos e operacionais. Entre os principais destaques, vale ressaltar a forte performance operacional dos ativos hidrelétricos e eólicos, a atuação comercial robusta e a gestão eficiente de um portfólio muito próximo do que consideramos como composição ideal. Esses fatores não apenas contribuíram para o EBITDA recorde no período, como também consolidaram os avanços conquistados nos primeiros meses como Companhia combinada.

A produção de energia dos ativos próprios atingiu 3,7 GW médios no trimestre, representando um crescimento de 28% em relação ao mesmo período de 2024. Esse resultado foi impulsionado principalmente pela operação plena de 1,5 GW de

capacidade dos ativos Tucano, Cajuína e Sol de Jaíba, que estiveram em *ramp-up* ao longo de 2024, além do forte desempenho operacional dos segmentos hidrelétrico e eólico.

A geração hidrelétrica atingiu 2,6 GW médios no 1T25, um avanço de 23% frente ao 1T24 (2,1 GW médios) e 24,2% acima da garantia física, favorecida por um cenário hidrológico positivo no início desse ano. Adicionalmente, o deslocamento da produção hidrelétrica (GSF) no trimestre foi de 107%, comparado a 90% mesmo período do ano anterior, contribuindo positivamente para os resultados da Companhia. Já a geração eólica, mesmo em um cenário ainda de disponibilidade inferior a meta de 95% e com *curtailment* ao redor de 8,3%, totalizou 995 MW médios no trimestre, equivalente a 101% da expectativa de geração certificada no percentil (P90) e 92% do percentil 50 (P50). Esse desempenho já reflete os efeitos positivos da nova gestão sobre os ativos adquiridos, além do elevado recurso eólico registrado no período.

O EBITDA Ajustado consolidado da Companhia atingiu R\$ 1,2 bilhão, sendo R\$ 1,1 bilhão proveniente do segmento de geração – um crescimento de 50% em relação ao mesmo trimestre no ano anterior, impulsionado principalmente pelo maior volume de energia produzida. Já o EBITDA Ajustado de comercialização totalizou R\$ 165 milhões no trimestre, refletindo a solidez das estratégias adotadas.

Após a incorporação dos ativos provenientes da AES Brasil, a Auren opera um portfólio robusto, equilibrado e diversificado em termos de fontes de geração e localização geográfica. Esse portfólio, combinado à atuação estratégica da maior comercializadora do país – que se destaca por sua inteligência de mercado – reforça a resiliência operacional da Companhia e contribui de forma eficaz para a mitigação dos riscos, além de gerar resultados positivos. Essa estratégia se traduziu em resultados concretos no 1T25, proporcionando ganhos de R\$ 60 milhões com a atuação preventiva da comercializadora para mitigar riscos e explorar oportunidades relacionadas a eventuais diferenças de preços entre submercados no trimestre. Além disso, foram realizados R\$ 18 milhões de ganhos relacionados à modulação horária, impulsionados pela composição estratégica do portfólio, que combina fontes com perfis de geração complementares que possibilitam uma entrega de energia mais constante ao longo do dia, otimizando a alocação nos períodos de maior preço. Esses resultados consolidam a excelência operacional da Companhia, que, somada a sua gestão eficiente de custos e sua robustez financeira, sustenta um modelo de negócios resiliente e orientado à captura de oportunidades e à geração de resultados consistentes.

Por fim, a forte agregação de EBITDA da Companhia, resultou em uma alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, de 5,0x – uma redução de 0,7x em relação a dezembro de 2024 (5,7x). Essa melhora confirma a robustez da geração de caixa da Companhia e reforça nosso compromisso com a eficiência financeira, marcando o início da trajetória de desalavancagem da Companhia.

Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos 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 Zanfelic
Diretor Presidente

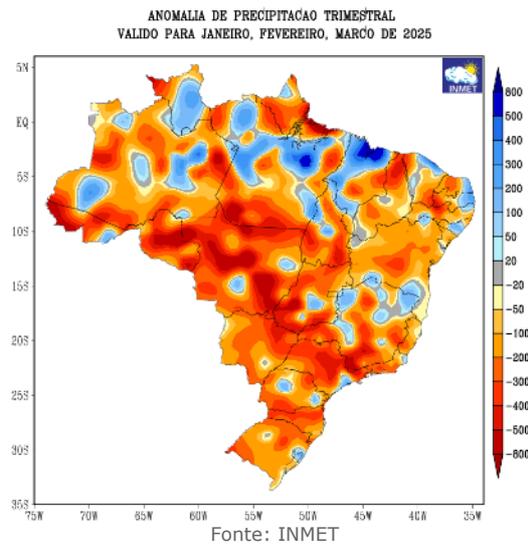
Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

Sob o aspecto hidrológico, os três primeiros meses do ano representam o período úmido para as bacias hidrográficas das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país, onde ocorrem os maiores índices pluviométricos e, por consequência, a elevação da afluência aos reservatórios e recuperação do nível de armazenamento das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional - SIN.

O início do ano de 2025 foi marcado por precipitações acima da média no extremo Norte e em parte da região Nordeste. No entanto, a partir de meados de fevereiro, o estabelecimento de um sistema de alta pressão, localizado no Atlântico Sul, impediu o estabelecimento do canal de umidade responsável pela formação da Zona de Convergência do Atlântico Sul – SACZ, reduzindo as precipitações e o volume de Energia Natural Afluente (ENA) nestas regiões, especialmente, no mês de março.

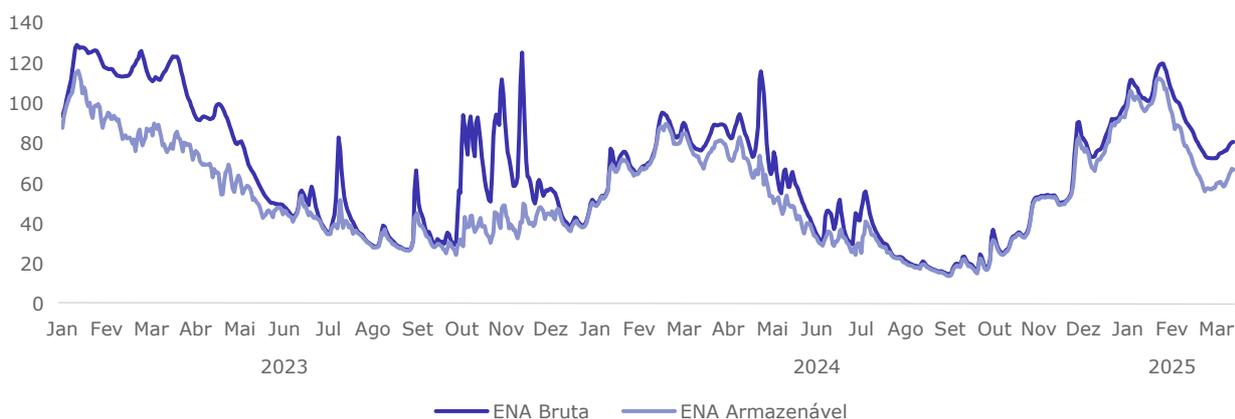
| Figura 1 | Anomalia de Precipitação no 1T25



Embora a ENA do SIN observada em janeiro tenha registrado uma variação de apenas 2 p.p. abaixo da Média de Longo Termo (MLT), esta variação negativa alcançou 34 p.p. em março, configurando o 2º pior registro histórico observado para a região Sudeste, conforme apresentado no Gráfico 1.

Do ponto de vista da ENA Bruta, que representa a quantidade da ENA que pode ser gerada a partir da vazão natural afluente, o valor médio foi 84% da MLT no 1T25. Este valor foi 19 p.p. acima dos valores de ENA Armazenável no mesmo período de 2024, que apresentou fraco desempenho e foi caracterizado como o pior valor observado em um primeiro trimestre desde a crise hídrica de 2021. Do ponto de vista da ENA Líquida, que representa a quantidade da ENA que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio registrado no 1T25 foi 75% da MLT.

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

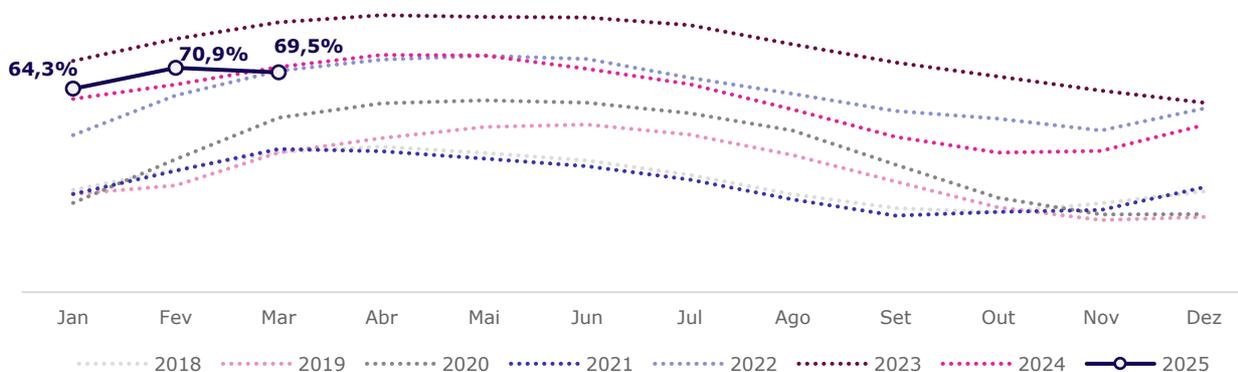


ENA BRUTA/MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	105%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	51%	65%	98%	101%	65%
2025	98%	90%	66%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84%

Fonte: ONS

No que tange a evolução do nível dos reservatórios, o primeiro trimestre do ano apresentou um crescimento no volume armazenado até meados de fevereiro. Devido à redução acentuada e atípica da precipitação observada em março, conforme já mencionado, o nível de armazenamento iniciou uma leve e inesperada redução como poucas vezes observada no histórico. Apesar disso, o armazenamento registrado ao final do trimestre foi 17 p.p. acima da média dos últimos dez anos.

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

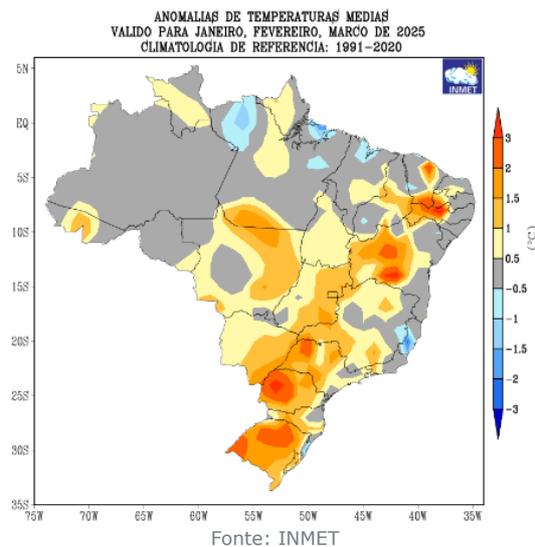


Fonte: ONS

Com relação ao comportamento da temperatura ao longo do 1T25, o mês de janeiro foi marcado por registros abaixo da média histórica em grande parte do país, com exceção do interior de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Entretanto, os meses seguintes apresentaram registros acima da média histórica nas principais capitais, devido ao sistema de alta pressão e à atmosfera estável com baixa nebulosidade. As anomalias positivas mais expressivas ocorreram na região Sul em todo o trimestre.

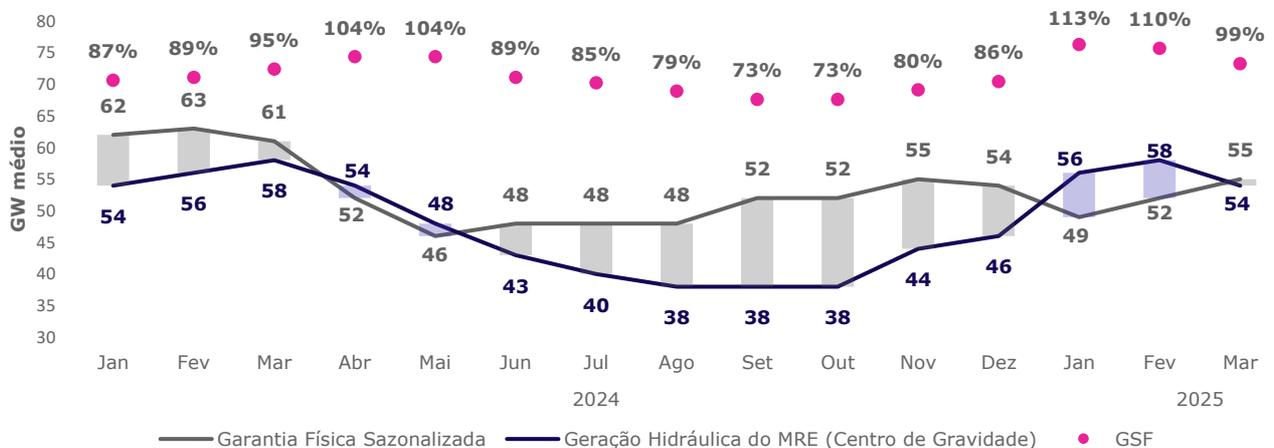
Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 4,8% no 1T25 em relação ao 1T24, representando um consumo adicional de 3,9 GW médios. Este comportamento reflete, principalmente, as altas temperaturas e ondas de calor ocorridas nos meses de fevereiro e março com a baixa performance de chuvas nesse período.

| Figura 2 | Anomalia de Temperatura Máxima do Ar no 1T25



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 107% no 1T25 comparado a 90% no 1T24. O aumento do fator de ajuste do MRE é atribuído à sazonalização média do MRE diferente da observada no ano anterior, com menor alocação da garantia física no 1T24, e também à melhora do desempenho da ENA observada no período, principalmente nos meses de janeiro e fevereiro, conforme apresentado no gráfico 1. Do ponto de vista de geração hidrelétrica total do MRE, tanto o 1T24 quanto o 1T25 registraram uma produção de aproximadamente 56 GW médios.

| Gráfico 3 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



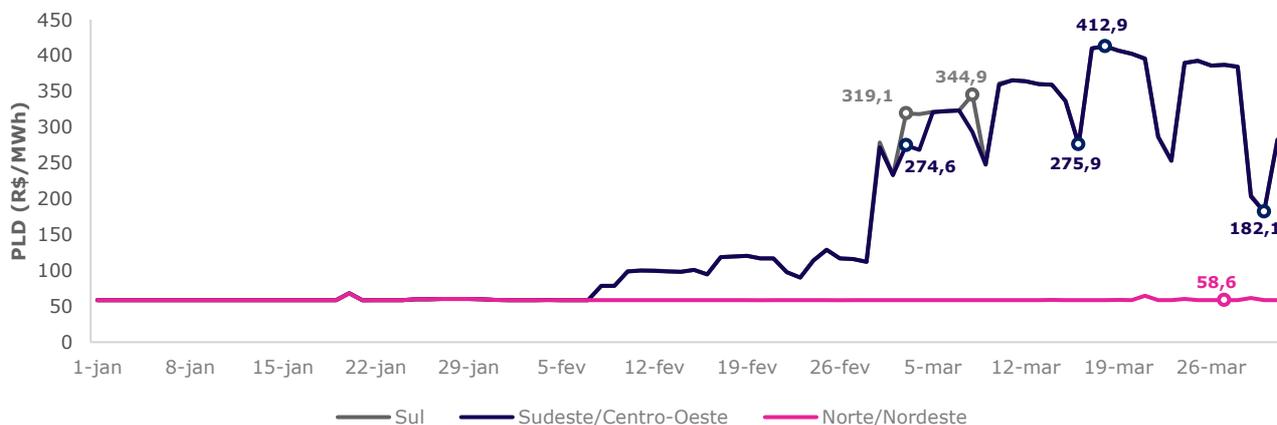
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	101%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	73%	80%	86%	90%
2025	113%	110%	99%										107%

Fonte: CCEE

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 162,3/MWh no trimestre ante um valor médio de R\$ 61,1/MWh no 1T24. A alta de preços no período foi impulsionada principalmente por aspectos climatológicos e de mercado (menor afluência registrada a partir de meados de fevereiro e aumento da demanda impulsionada pelas elevadas temperaturas), mas também 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.

Além disso, o 1T25 foi marcado por diversos eventos de descolamento de preços de energia entre as regiões, principalmente entre os subsistemas S/SE em relação aos subsistemas N/NE, a partir da segunda semana de fevereiro. 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 do sistema de transmissão para escoamento do excedente energético dessas regiões para o Sudeste. Como consequência, o PLD manteve-se praticamente no piso regulatório (R\$ 58,6/MWh) nas regiões com excesso de energia e apresentou valores elevados nos subsistemas com maior demanda de energia, como apresentado no Gráfico 4.

| Gráfico 4 | PLD Horário por Submercado no 1T25 (R\$/MWh)

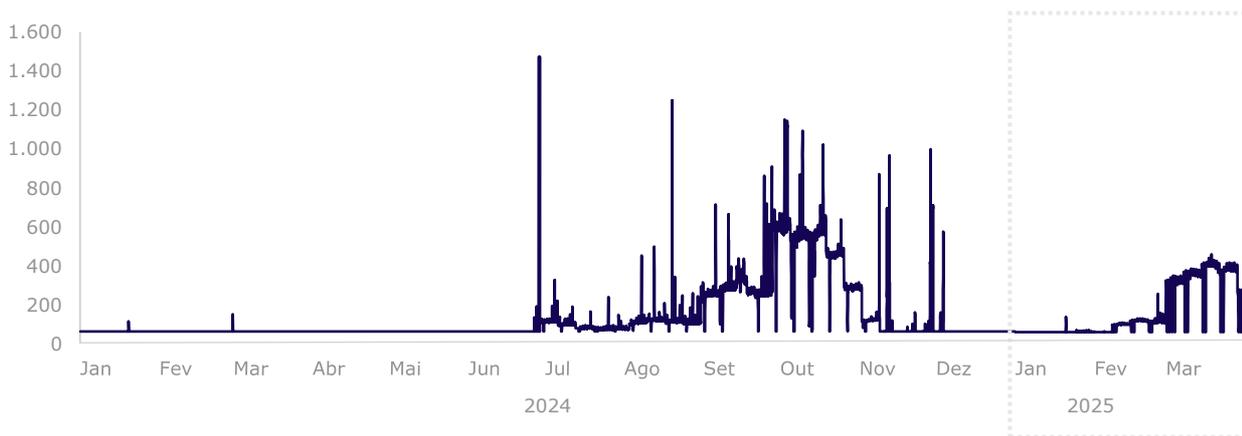


Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo das horas do dia, os efeitos mais significativos de alta do PLD são tipicamente registrados no fim da tarde e início da noite. Nestes horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a geração solar é totalmente reduzida, resultando em menor oferta de energia e, consequentemente, aumento dos preços.

Conforme mostrado no Gráfico 5, o 1T25 apresentou maior variação de preços em comparação ao mesmo período de 2024, quando o PLD permaneceu no piso regulatório em praticamente todas as horas do trimestre. No 1T25, o mês de março registrou a maior volatilidade média do PLD horário na região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), com um coeficiente de variação de 30%. Já em março de 2024, esse coeficiente foi nulo, dado que o PLD permaneceu no piso durante todo o mês.

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



PLD Médio	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
2023	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	80,4	74,8	84,4	74,1	69,0
2024	61,1	61,2	61,1	61,1	61,1	66,4	87,1	118,8	307,6	480,8	103,5	64,8	61,1
2025	59,2	93,7	327,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162,3

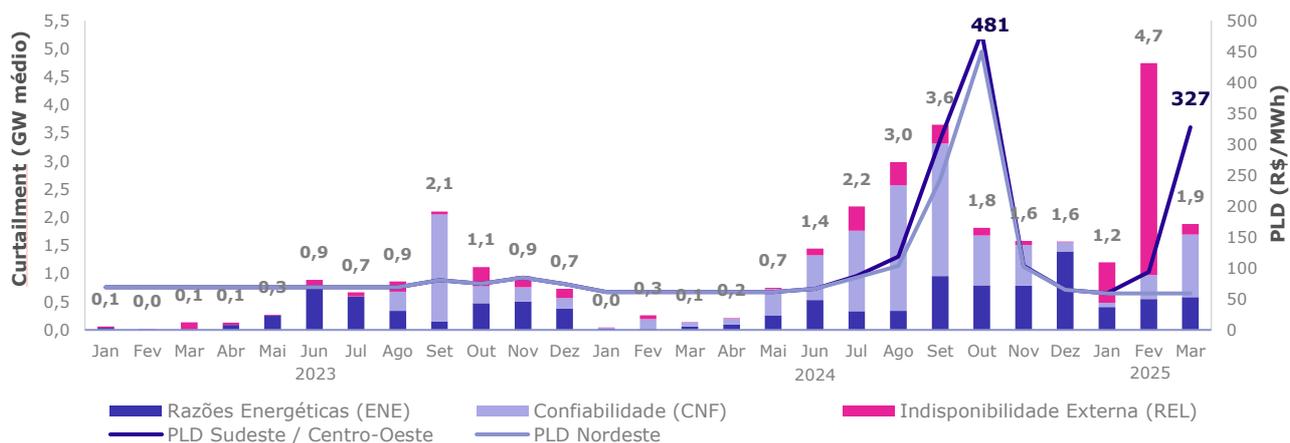
Fonte: CCEE

Por fim, segundo dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o 1T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 5,4% (0,6 GW médios) para a fonte eólica e 9,2% (0,4 GW médios) para a fonte solar, excluída a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL, passíveis de ressarcimento após atingimento da franquia anual. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 15,0% (1,7 GW médios) para a fonte eólica e 17,5% (0,8 GW médios) para a fonte solar, ambos valores médios considerando a produção do SIN.

As restrições de geração renovável observadas no primeiro trimestre de 2025, apresentadas no Gráfico 6, foram originadas pela combinação dos seguintes fatores:

- i. Redução na capacidade de escoamento da região Norte para o Sudeste devido à queda de torres de transmissão, que levaram à limitação do escoamento de energia da usina hidrelétrica Belo Monte pelo bipolo Xingu/Terminal Rio. As restrições decorrentes desse evento foram devidamente classificadas como REL;
- ii. Redução da capacidade de escoamento da região Nordeste para a Sudeste para realização de seccionamento de linha de transmissão para possibilitar a entrada em operação de parques eólicos. As restrições decorrentes desse evento também foram devidamente classificadas como REL
- iii. Restrição primeiramente na região do sul da Bahia e, posteriormente, no norte de Minas Gerais, em função de restrições na capacidade de escoamento nestas regiões;
- iv. Recurso eólico acima do esperado em praticamente todo o Nordeste em fevereiro e março de 2025. O fator de capacidade médio potencial para a região, que considera a geração efetiva e o *curtailment* observado, foi de 48% em fevereiro e 39% em março, comparado a 34% e 27% para os mesmos períodos de 2024.

| Gráfico 6 | *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

Importante: em atendimento ao compromisso de transparência e melhoria contínua das práticas de disclosure, a Auren passou a apresentar, a partir do 4T24, o Balanço Energético da Companhia segmentado em Geração, Comercialização e Participações. Tais informações estão apresentados nas respectivas seções, acompanhadas dos resultados por segmento.

A venda da energia dos ativos de geração da Auren está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). 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.

Geração

Em março de 2025, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.799 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

Na Tabela 2 é apresentado 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. 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.

No 1T25, a Companhia firmou contratos *intercompany* de venda da energia do portfólio hidrelétrico para a comercializadora, que totalizam aproximadamente 150 MW médios para o período de 2027 a 2029. Adicionalmente, a Auren celebrou 33 MW médios em contratos de longo prazo na modalidade de autoprodução na planta Sol de Jaíba, em linha com a visão de longo prazo da Companhia.

A estratégia de comercialização da Auren resulta em um portfólio com alto nível de contratação de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual nos médio e longo prazos. Nesse sentido, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 96% do recurso total de geração, 96% em 2026 e 87% em 2027. Esses valores correspondem à garantia física total dos ativos próprios, descontadas as perdas da rede básica e o fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período já realizado (1T25). 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 bem como exposições ao MRE e possíveis compensações do *curtailment*.

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

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

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos Próprios (A)	3.748	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696
Garantia Física Hidrelétrica ⁽¹⁾	2.064	2.012	2.012	2.012	2.012	2.012
Garantia Física Eólica ⁽²⁾	1.451	1.451	1.451	1.451	1.451	1.451
Garantia Física Solar	233	233	233	233	233	233
Compras para revenda (B)	691	515	498	470	386	386
Convencional	241	137	119	91	6	6
Incentivada	450	379	379	379	380	380
Recursos Totais (C = A + B)	4.439	4.212	4.194	4.166	4.082	4.082
Vendas no ACR (D)	1.083	1.084	1.084	1.190	1.084	1.084
Hidrelétrica	230	230	230	336	230	230
Eólica	788	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	2.992	2.693	2.380	2.063	1.541	1.380
Hidrelétrica ⁽³⁾	2.226	2.008	1.695	1.378	856	695
Eólica	609	587	587	587	587	587
Solar	157	98	98	98	98	98
Vendas Totais (F = D + E)	4.075	3.777	3.464	3.253	2.625	2.464
Balanço Geração (C - F)	364	435	730	913	1.457	1.618
Convencional	239	244	502	599	1.117	1.266
Incentivada	125	191	228	315	340	352
Preços (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio⁽³⁾ de Venda	190	186	197	201	212	217
ACR	262	269	269	267	269	269
Hidrelétrica	301	307	307	288	307	307
Eólica	244	252	252	252	252	252
Solar	339	346	346	346	346	346
ACL	164	152	164	163	172	176
Hidrelétrica	151	135	149	144	149	151
Eólica	199	202	203	203	203	204
Solar	204	196	193	193	192	192
Preço Médio⁽⁴⁾ de Compra	168	172	173	170	174	175
Convencional	174	141	139	130	132	131
Incentivada	164	183	184	180	175	175

Para detalhamento dos Contratos de Vendas no Ambiente Regulado (ACR), acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

⁽¹⁾ Os valores consideram: (a) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até mar/25, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; (c) considera 3% de perdas de rede básica e (d) 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\$ 16,86/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, Data base: 01 de fevereiro de 2025.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ 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 março de 2025. Dólar considerado: R\$5,74 (BRL/USD).

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. Os detalhes dos desempenhos por ativo estão disponíveis em formato Excel na Planilha Interativa disponível [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

| Tabela 3 | Capacidade Instalada e Produção Segregado por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW) ⁽¹⁾	Geração (MWm)		
		1T25	1T24	Var.
Hidrelétrica	4.198	2.571,5	2.087,0	23,2%
Eólica ⁽²⁾	3.176	995,0	704,3	41,3%
Solar ⁽²⁾	876	205,3	93,1	120,5%
Total Próprios	8.251	3.771,8	2.884,4	30,8%
Participações ⁽³⁾	547	223,4	399,2	-44,0%
Total Próprios + Participações	8.799	3.995,2	3.283,6	21,7%

Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren atingiu 2,6 GW médios no 1T25, 23,2% superior ao 1T24 (2,1 GW médios) e 24,2% acima da garantia física devido ao cenário hidrológico favorável no início desse ano.

Conforme demonstrado na Tabela 4, ao final do 1T25, 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 – encontrava-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para as usinas cujos valores estão abaixo das referências, foi definida uma estratégia de revisão das manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade desses ativos e recuperar o nível adequado de disponibilidade. No primeiro trimestre, foi concluída a modernização da Unidade Geradora da UHE Promissão, que voltou a operar em 31 de março de 2025. O projeto atualizou os principais componentes do gerador e da turbina, elevando a confiabilidade do ativo.

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

Complexo Hidrelétrico	Cap. Instalada (MW)	Geração (MWm)			% Garantia Física 1T25 ⁽⁴⁾	Disponibilidade Verificada 1T25	Índice Referência ANEEL
		1T25	1T24	Var. (%)			
UHE Porto Primavera	1.540	1062,6	916,2	16,0%	19,8%	96,7%	92,3%
UHE Água Vermelha	1.396	835,7	697,7	19,8%	20,3%	97,2%	93,9%
UHE Nova Avanhandava	347	189,3	115,6	63,8%	50,8%	95,8%	94,8%
UHE Promissão	264	139,0	84,1	65,4%	48,0%	90,2%	94,8%
UHE Ibitinga	131	97,4	77,5	25,7%	45,8%	92,2%	93,4%
UHE Bariri	143	93,9	68,9	36,2%	57,5%	87,9%	94,6%
UHE Barra Bonita	141	51,9	41,6	25,0%	11,2%	95,3%	93,8%
UHE Caconde	80	37,3	26,6	40,4%	14,9%	97,3%	94,6%
UHE Euclides da Cunha	109	48,0	45,5	5,6%	2,0%	95,3%	94,6%
UHE Limoeiro	32	16,2	13,3	21,6%	13,4%	95,9%	94,6%
Total	4.184	2.571	2.087	23,2%	24,0%	-	-

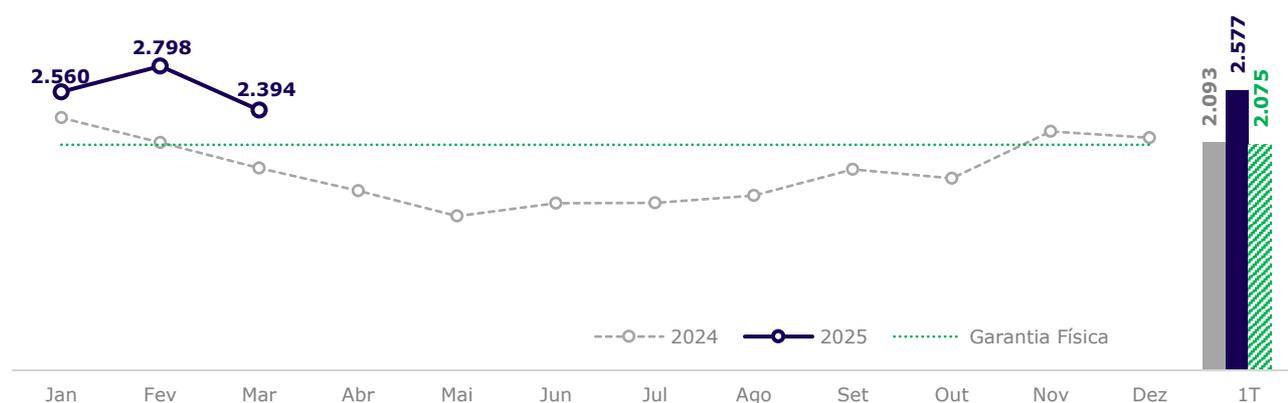
⁽¹⁾ Desconsidera UHE Paraibuna.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre trimestres deve-se a geração extraordinária no 1T24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração registrada no 1T25 foi em linha se comparado à registrada no 1T23, 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.

⁽⁴⁾ Percentual da geração acima da garantia física do ativo.

| Gráfico 7 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)⁽¹⁾



Conforme apresentado na Tabela 5, o 1T25 foi marcado por uma afluência superior em relação aos valores observados no 1T24 nas bacias do Sudeste e Centro-Oeste, com exceção de março, onde houve uma recessão nas precipitações deste subsistema. Mesmo com a recuperação do cenário hidrológico, com ENA 20% superior ao 1T24, as afluências não foram suficientes para recuperar o nível de armazenamento dos reservatórios do SIN ao final do trimestre, conforme apresentado no Gráfico 2 na seção "Mercado de Energia".

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

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWm)			ENA (% MLT) ⁽¹⁾	
	2025	2024	Var.	2025	2024
Janeiro	64.388	37.064	74%	98%	56%
Fevereiro	59.648	43.505	37%	84%	61%
Março	42.671	45.836	-7%	62%	66%
Abril	-	46.110	-	-	84%
Mai	-	23.881	-	-	60%
Junho	-	18.221	-	-	56%
Julho	-	14.972	-	-	59%
Agosto	-	11.939	-	-	58%
Setembro	-	9.558	-	-	49%
Outubro	-	14.051	-	-	59%
Novembro	-	35.063	-	-	112%
Dezembro	-	46.589	-	-	97%
1T	55.433	42.105	32%	81%	61%

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

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

⁽²⁾ 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, no 1T25, 995,0 MW médios, 41,3% superior a 1T24 (704,3 MW médios), devido principalmente às entradas em operação definitiva dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína, à melhora na disponibilidade e aderência à curva de potência, além do recurso eólico superior no período. Mesmo em um cenário de *curtailment* de 8,3%⁽¹⁾ e disponibilidade média ainda abaixo da referência do projeto o volume de energia produzido superou o P90 em 0,8% e foi 8,0% inferior ao P50, conforme o Gráfico 9, mostrando o potencial dos ativos eólicos da Companhia.

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

Complexo Eólico	Geração + Energia Ressarcível (MWm)			% de Referência com REL	
	1T25	1T24	Var.	P90 1T25	P50 1T25
Ventos do Araripe III	101,1	77,3	30,8%	11,4%	5,3%
Ventos do Piauí II	67,4	57,1	18,0%	0,0%	-6,9%
Ventos do Araripe I	51,4	43,6	17,8%	4,3%	-4,8%
Ventos do Piauí III	63,0	47,0	34,0%	0,1%	-7,0%
Ventos do Piauí I	60,3	43,9	37,3%	10,1%	4,2%
Caetés	81,3	72,1	12,7%	9,9%	-0,1%
Cajuína	249,4	111,8	123,1%	6,7%	-7,0%
Ventus	34,5	29,3	17,5%	4,0%	-5,8%
Salinas	13,0	10,6	22,8%	-5,5%	-13,1%
Alto Sertão II	129,2	91,3	41,5%	1,7%	-5,3%
Tucano	112,8	76,8	46,8%	-20,7%	-26,6%
Mandacaru	13,6	20,5	-33,8%	-30,9%	-40,0%
Cassino	18,1	22,8	-20,6%	-2,1%	-10,8%
Total	995,0	704,3	41,3%	0,8%	-8,0%

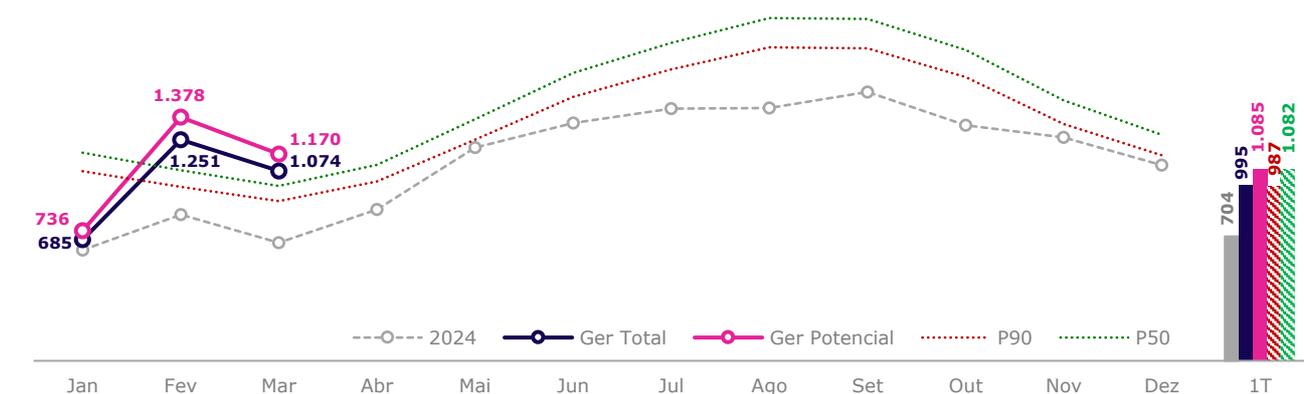
No Gráfico 8, apresentamos a comparação mensal de (i) geração total – que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial – que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições do ONS – e; (iii) percentis 50 e 90 das certificações.

O destaque do trimestre foram os meses de fevereiro e março, quando a geração de energia total⁽²⁾ foi 115,9% e 108,6% da certificação P50, respectivamente, em função de ventos fortes e boa performance dos aerogeradores.

⁽¹⁾ Considera curtailment por razão energética, confiabilidade e parcela não ressarcível dos eventos de razão elétrica.

⁽²⁾ Considera apenas meses de fevereiro e março e soma as restrições ressarcíveis.

| Gráfico 8 | Ativos Consolidado – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



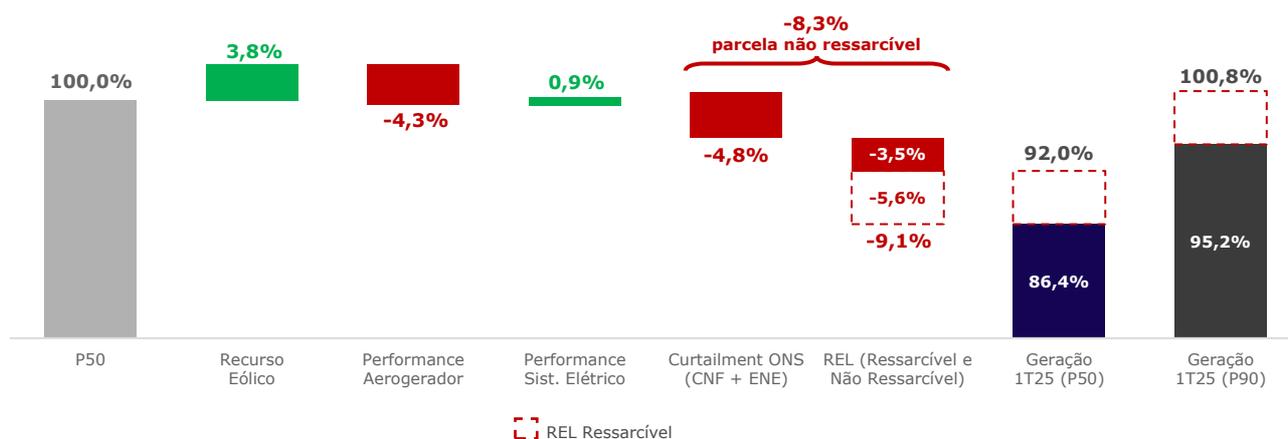
MW médios	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
Geração Energia 2025	681	1.075	1.062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	935
Geração Total 2025⁽¹⁾	685	1.251	1.074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	995
Geração Potencial 2025⁽²⁾	736	1.378	1.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.085
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	704

Conforme gráfico o 9, avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos dos projetos, o desempenho da geração eólica nos ativos foi impactado, principalmente, pela restrição de geração no 1T25, e pela disponibilidade ainda abaixo da meta de 95%.

Os principais ofensores da performance dos aerogeradores foram os parques Cajuína, Tucano e Mandacaru que ainda estão performando abaixo da referência do projeto, mesmo com a melhora da disponibilidade dos parques de Cajuína e Tucano. Mais informações sobre a performance destes parques estão explicadas abaixo, nesta seção.

Os dados de *curtailment* estão detalhados na seção “*Curtilment* dos ativos eólicos e solares da Auren”.

| Gráfico 9 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 1T25 (P50 em base 100)⁽³⁾



A velocidade média dos ventos no 1T25 foi superior em todos os complexos eólicos localizados no Nordeste, quando comparada com o mesmo período do ano anterior, devido às diferentes condições climáticas causadas por fenômenos

⁽¹⁾ Geração Total = Geração efetiva + energia que será ressarcida REL.

⁽²⁾ Geração Potencial = Geração efetiva + energia perdida.

⁽³⁾ Curtailment ONS: CNF = Confiabilidade; ENE = Energético.

climáticos naturais (como o *El Niño*) e outros sistemas meteorológicos que impactaram a região de forma distinta em cada período. No 1T24, os fenômenos climáticos naturais provocaram uma temporada mais seca e com chuvas abaixo da média no Nordeste, resultando em ventos mais fracos, já que a circulação atmosférica estava menos dinâmica. Em contraste, no 1T25, o clima foi mais instável, com chuvas intensas e ventos fortes associados a sistemas de baixa pressão, que geraram rajadas mais intensas e uma circulação atmosférica mais ativa.

| Tabela 7 | Velocidade Média do Vento dos Complexos Eólicos

Estado	Complexos Eólicos	Velocidade Média do Vento (m/s)		
		1T25	1T24	Var.
PI	Ventos do Araripe III	6,1	5,2	16,6%
	Ventos do Piauí II	6,1	5,2	18,2%
	Ventos do Araripe I	6,9	6,1	13,9%
	Ventos do Piauí III	6,6	5,7	14,9%
	Ventos do Piauí I	6,4	5,9	9,2%
PE	Caetés	7,7	7,0	10,3%
RN	Cajuína	6,0	5,8	3,6%
	Ventus	6,6	5,9	12,5%
	Salinas	6,0	5,5	9,7%
CE	Mandacaru	7,9	6,4	24,2%
BA	Alto Sertão II	8,0	7,0	13,5%
	Tucano	7,5	6,7	11,3%
RS	Cassino	6,4	6,7	-4,7%

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 seu potencial máximo.

No 1T25, a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados, que estavam totalmente em operação no 1T24 (excluindo-se Tucano e Cajuína), atingiu 92,0%, um aumento de 1,6 p.p. quando comparada ao 1T24 e em linha com o registrado no 4T24. Importante ressaltar que o time de Operação aproveitou a sazonalidade do recurso eólico, onde a velocidade média dos ventos é menor no primeiro trimestre do ano, para fazer grandes manutenções no início do ano.

Analisando todos os ativos incorporados, a disponibilidade média consolidada atingiu 89,9% no trimestre, uma evolução de 12,4 p.p. na comparação com o mesmo período de 2024, demonstrando uma evolução mensal constante que levou esses ativos a atingirem uma disponibilidade de 91,4% em abril, conforme demonstrado no Gráfico 10.

Os destaques incluem o desempenho de Alto Sertão II e Ventus, que apresentaram disponibilidade média de 97,5% e 91,6% no 1T25, respectivamente, refletindo avanços significativos em relação ao 1T24 – melhora de 4,8 p.p. em Alto Sertão II e 4,9 p.p. em Ventus – impulsionados pela execução bem sucedida do plano de retorno dos aerogeradores indisponíveis por falhas em grandes componentes.

Em relação aos parques que tiveram queda de disponibilidade, Mandacaru (108 MW de capacidade instalada) é o parque que apresenta maior variação. Tal movimento está associado, principalmente, por manutenção em grandes componentes que demanda a parada dos equipamentos por períodos maiores. Durante a *due diligence*, a Companhia já havia identificado que Mandacaru seria um dos parques com maior complexidade para melhoria de disponibilidade e, desde então, estruturou um plano robusto técnico-operacional, que está sendo executado com foco em estabilidade operacional – que mostrará recuperação progressiva e gradual ao longo do ano.

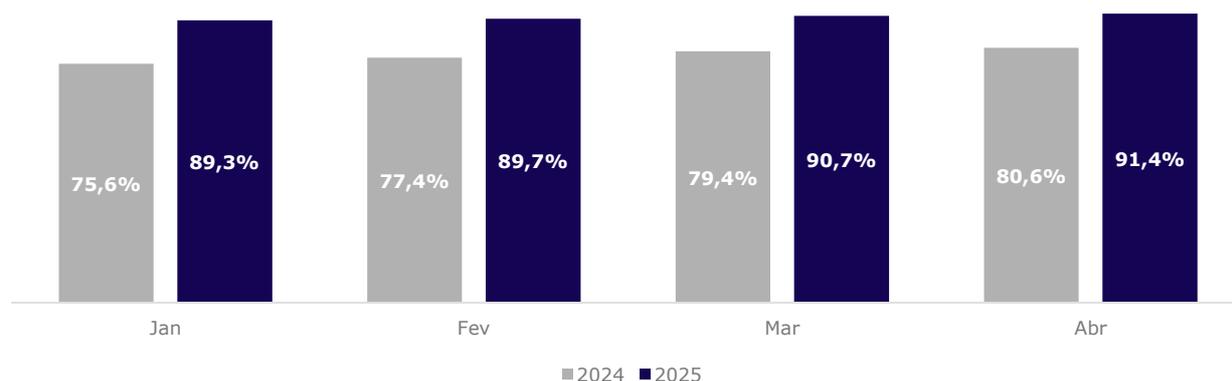
Tucano e Cajuína, parques que estavam em processo de *ramp-up* ao longo de 2024, apresentaram melhora substancial da disponibilidade média registrada no 1T25, com aumentos de 29,3 p.p. e 23,2 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar de ainda operarem abaixo da referência do projeto, ambos os complexos seguem trajetória de recuperação dentro do plano estabelecido pela Companhia. No trimestre, a geração de Cajuína atingiu 249,4 MW médios, 123,1% superior à geração do 1T24 (111,8 MW médios), 6,2% superior ao P90 e 7,3% inferior ao P50. Já Tucano registrou 101,9 MW médios gerados, 32,6% superior à geração do 1T24 (76,8 MW médios), 20,7% inferior ao P90 e 26,6% ao P50. 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.

| Tabela 8 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade		Var. (p.p.)
			1T25	1T24	
PI	Ventos do Araripe III	358	97,2%	94,4%	2,8
	Ventos do Piauí II	211	95,8%	99,3%	-3,5
	Ventos do Araripe I	210	91,3%	88,5%	2,7
	Ventos do Piauí III	207	96,4%	96,1%	0,3
	Ventos do Piauí I	206	97,3%	96,4%	0,9
PE	Caetés	182	94,8%	91,9%	2,9
	Cajuína	684	91,5%	68,3%	23,2
RN	Ventus	187	91,6%	86,8%	4,9
	Salinas	50	95,6%	96,5%	-1,0
CE	Mandacaru	108	66,8%	82,6%	-15,9
BA	Alto Sertão II	386	97,5%	92,7%	4,8
	Tucano	322	78,7%	49,4%	29,3
RS	Cassino	64	94,5%	97,4%	-2,9
Disponibilidade Média			92,0%	83,3%	8,7
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína			94,2%	93,0%	1,2
Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína			92,0%	90,4%	1,6
Ativos Incorporados (com Tucano e Cajuína)			89,9%	77,5%	12,4

A evolução da disponibilidade está de acordo com o plano para que seja atingida disponibilidade média de 95% da capacidade instalada dos ativos incorporados até o final de 2025. No Gráfico 10, abaixo, é observada tendência da recuperação gradual do indicador.

| Gráfico 10 | Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados



Mesmo com a disponibilidade ainda abaixo da meta de 95% e restrições de geração próximas a 8,3%⁽¹⁾, os ativos eólicos da Auren registraram geração equivalente ao P90 no período. Ainda que com oportunidades adicionais de otimização em andamento nos complexos eólicos incorporados, a estratégia de recuperação da performance e disponibilidade já apresenta resultados concretos, com destaque para complexos como Alto Sertão II, Ventus, Cajuína e Tucano. Essa trajetória evidencia a eficácia dos planos de manutenção preventiva e planos de ação corretivos, com foco na resolução de falhas e aumento da confiabilidade dos equipamentos refletindo em uma melhor aderência à curva de potência de projeto dos aerogeradores.

⁽¹⁾ Desconsiderando os eventos ressarcíveis por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia anual.

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 205,3 MW médios no 1T25, 120,5% superior ao 1T24 (93,1 MW médios), devido à conclusão da entrada em operação comercial dos projetos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 13,9% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 21,2%, devido principalmente às restrições de geração (*curtailment*).

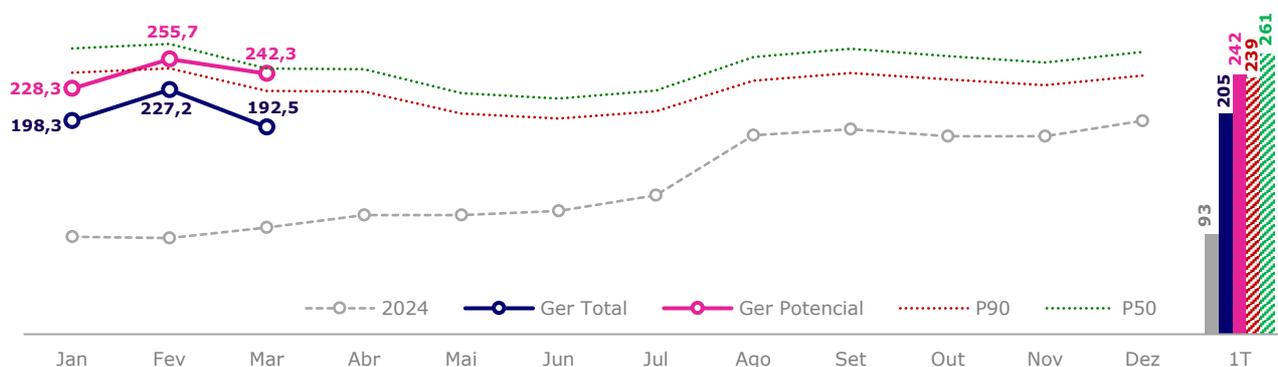
| Tabela 9 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexos Solares	Geração + Energia Ressarcível (MWm)			% de Referência com REL	
	1T25	1T24	Var.	P90 1T25	P50 1T25
Sol do Jaíba	118,7	12,6	842,4%	-21,4%	-29,5%
Guaimbê	31,8	33,5	-4,9%	2,8%	-0,1%
Água Vermelha Solar	18,7	18,7	0,3%	3,0%	-2,2%
Boa Hora	17,7	17,0	3,9%	6,0%	0,8%
Sol do Piauí I	10,3	11,4	-9,4%	-15,9%	-24,0%
Água Vermelha VII	8,1	-	-	-13,6%	-20,1%
Total	205,3	93,1	120,5%	-13,9%	-21,2%

Apesar dos desafios registrados no 1T25, o trimestre foi marcado por avanços significativos no portfólio solar da Auren. A produção de energia mais que dobrou em relação ao mesmo período do ano anterior, impulsionada pela entrada em operação dos Complexos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Boa Hora e Água Vermelha Solar apresentaram alta disponibilidade e reforçam a solidez dos ativos. Com uma atuação ágil e estruturada, aliada ao potencial técnico dos ativos, devemos observar a recuperação gradativa dos indicadores, consolidando uma trajetória de crescimento sustentável e geração de valor no segmento solar.

No Gráfico 11, apresentamos a comparação mensal de (i) geração total – que consiste na geração de energia somada à 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) percentis 50 e 90 das certificações.

| Gráfico 11 | 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	1T
Geração 2025	198	196	187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194
Geração Total 2025 ⁽¹⁾	198	227	193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205
Geração Potencial 2025 ⁽²⁾	228	256	242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242
Geração 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	93

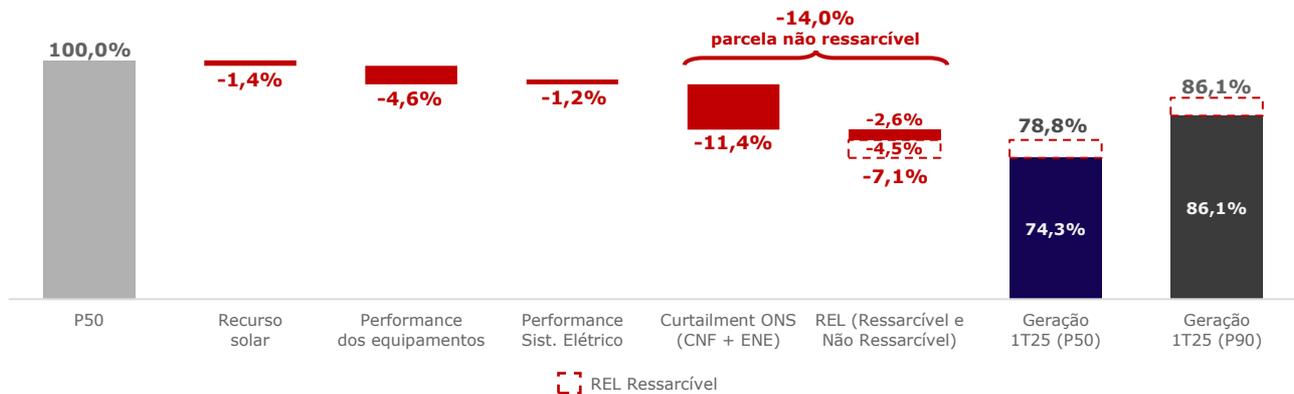
⁽¹⁾ Geração Total = Geração efetiva + energia que será ressarcida.

⁽²⁾ Geração Potencial = Geração efetiva + energia perdida.

Conforme o gráfico 12, avaliando os resultados agregados dos ativos solares quanto aos parâmetros técnicos dos projetos, o desempenho da geração solar nos ativos foi impactado principalmente pela restrição de geração no 1T25. Apesar desse cenário, Água Vermelha Solar e Boa Hora mantiveram elevada disponibilidade, com destaque para esta última, que registrou geração 0,8% acima do P50 no período. Mais detalhes sobre os indicadores de disponibilidade são apresentados mais adiante na Tabela 11.

Os dados de *curtailment* estão detalhados no capítulo “*Curtailment* dos Ativos Eólicos e Solares da Auren” dessa seção.

| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 1T25 (P50 em base 100)



A irradiância média no 1T25 foi superior em todos os complexos do Estado de São Paulo e abaixo em Sol de Jaíba e Sol do Piauí, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

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

Complexos Solares	Irradiância (kWh/m²)		
	1T25	1T24	Var. (p.p.)
Sol de Jaíba	192,3	203,2	-10,9
Guaimbê	202,0	186,5	15,5
Água Vermelha Solar	190,1	186,2	4,0
Boa Hora	188,8	186,2	2,6
Sol do Piauí I	170,1	170,8	-0,7
Água Vermelha VII	186,5	-	-

No 1T25, a disponibilidade dos ativos solares atingiu 95,9%, uma diminuição de 2,1 p.p. quando comparada ao 1T24, impactada principalmente por uma ocorrência em um dos conjuntos de inversores e transformador unitário (*Power Station*) de Guaimbê, com retorno previsto para o segundo semestre de 2025, e pela necessidade de ajuste pontual de um inversor em Sol do Piauí. Já foram iniciadas ações direcionadas para mitigar os impactos de falhas técnicas pontuais, com foco em manutenção preditiva e na eficiência de sistemas críticos.

| Tabela 11 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares

Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade		
		1T25	1T24	Var. (p.p.)
Sol de Jaíba	500	94,7%	93,7% ⁽¹⁾	1,0
Guaimbê	150	96,3%	99,6%	-3,3
Água Vermelha Solar	76	98,9%	97,5%	1,4
Boa Hora	69	99,4%	100,0%	-0,6
Sol do Piauí I	48	95,2%	99,5%	-4,3
Água Vermelha VII	33	98,6%	-	-
Disponibilidade Média	-	95,9%	98,0%	-2,1

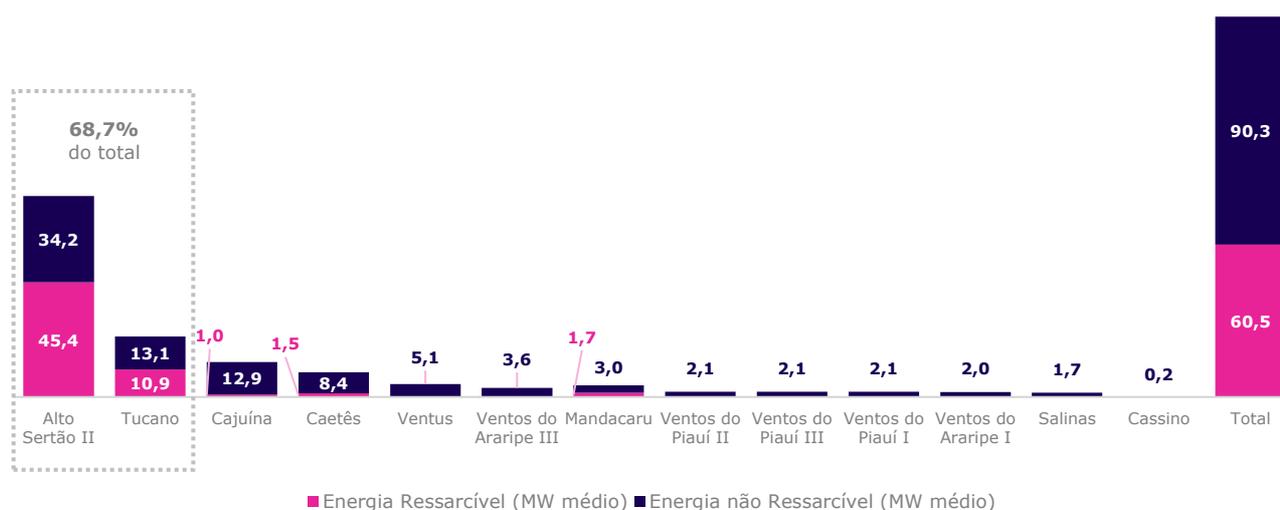
Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren

Em termos energéticos, no 1T25 o impacto combinado da restrição de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 6,1% (81,8 MW médios) 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 14,8% (198,7 MW médios), sendo que 5,4% (72,0 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 1T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 8,3% (90,3 MW médios), composto em 4,8% (52,2 MW médios) classificados como Razão Energética e Confiabilidade e 3,5% (38,2 MW médios) classificados como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) antes do atingimento da franquia e excluídos os eventos motivados por REL passíveis de ressarcimento. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 13,9% (150,3 MW médios) para a fonte eólica, sendo que 5,6% (60,3 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

O portfólio de ativos eólicos da Auren, diversificado geograficamente, mostrou-se mais uma vez resiliente e complementar. Nos ativos eólicos, os parques de Alto Sertão II e Tucano, ativos localizados na Bahia, concentraram 68,7% do *curtailment* eólico no trimestre, sendo que aproximadamente metade desse montante estão associados a limitações de escoamento ligadas ao bipolo Xingu-Rio, conforme detalhado na seção “[Mercado de Energia](#)”.

| Gráfico 13 | Projetos Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 1T25

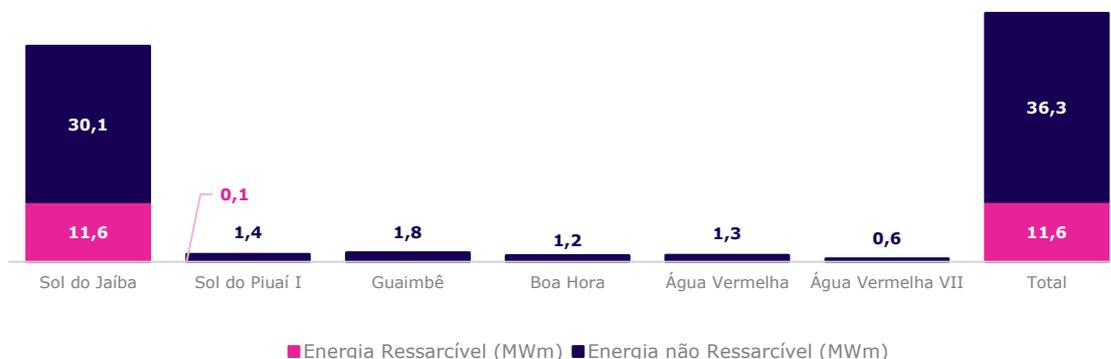


Para os ativos solares, o 1T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 11,4% (29,6 MW médios), excluída a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL. Quando observados os dados totais, os

⁽¹⁾ Valor apurado apenas para março de 2024, quando o indicador passou a ser apurado após entrada em operação.

cortes foram na ordem de 18,4% (47,9 MW médios) para a fonte solar, sendo que 4,5% (11,6 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

| Gráfico 14 | Projetos Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 1T25



É importante ressaltar que parte do *curtailment* total observado no portfólio da Auren por Razões Energéticas e de Confiabilidade decorreu do recurso eólico excepcionalmente elevado para a época do ano. Considerando ambas as razões de cortes, o impacto combinado foi de 81,8 MW médios. Segundo estimativas da Companhia, 47% (35 MW médios) desse montante está associado à geração eólica acima do esperado para essa época do ano, superando o padrão histórico representado pelo P50.

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 49 milhões. Desse valor, R\$ 16 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 20 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 13 milhões os cortes por Razão Energética.

Cabe destacar que as restrições de geração devem ser avaliadas sob o efeito do portfólio integrado, dado que há impactos positivos e negativos para cada uma das diferentes fontes que compõem a capacidade instalada da companhia. Nesse sentido, conforme explicado na seção "Modulação da Geração", a seguir, a Companhia teve ganhos de modulação da ordem de R\$ 18 milhões, que somados aos R\$ 49 milhões de impacto do *curtailment*, resultam num impacto líquido de R\$ 31 milhões para o portfólio. O reconhecimento do ressarcimento no resultado da Companhia transita nas linhas de "Receita Bruta" - "Venda de energia" - "Provisão de Ressarcimento" das Demonstrações de Resultados e pode ser observado na nota explicativa 19 das Demonstrações Financeiras.

Modulação da 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 1T25 foi marcado por um cenário hidrológico bastante 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 1T25, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 18 milhões para a Auren.

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

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 12 | Resultados do Período

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var. %
Receita Líquida	1.621,0	1.326,2	22,2%
Custo com Compra de Energia	(188,7)	(198,7)	-5,0%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(180,2)	(168,6)	6,9%
Margem Líquida	1.252,1	958,9	30,6%
<i>Margem Líquida</i>	77,2%	72,3%	4,9 p.p.
PMSO	(240,6)	(258,9)	7,1%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	11,9	(22,3)	n.a.
EBITDA	1.023,5	677,7	51,0%
Dividendos Recebidos	58,3	-	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	(23,3)	8,1	n.a.
Itens Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	1,4	-	n.a.
Baixa de imobilizado	10,1	-	n.a.
Outros Ajustes	-	27,4	n.a.
EBITDA Ajustado	1.070,1	713,2	50,0%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	66,0%	53,8%	12,2 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 1,1 bilhão no 1T25, R\$ 356,9 milhões (50,0%) superior se comparado ao 1T24. As variações de ambos os períodos refletem principalmente:

- Receita Líquida:** incremento de R\$ 294,8 milhões (ou 22,2%) no trimestre, sendo R\$ 105,8 milhões em função de aumento do volume de energia vendida pelos ativos que entraram em operação ao longo de 2024, devido (i) a entrada em operação faseada aliada ao incremento da disponibilidade nos complexos eólicos Tucano e Cajuína de R\$ 84,6 milhões, e (ii) o início da operação da usina solar Jaíba, com impacto de R\$ 17,9 milhões no 1T25. No segmento eólico, a melhor disponibilidade e aderência a curva de potência dos parques em conjunto com recursos eólicos melhores no período, contribuíram para o crescimento da geração, resultando em um impacto de R\$ 57,5 milhões. Ainda no segmento eólico, a Auren harmonizou o critério de provisão de ressarcimento adotada para os ativos incorporados, reduzindo a provisão em R\$ 53,7 milhões no trimestre comparado com o mesmo período de 2024. No segmento de geração hidrelétrica o crescimento da receita líquida foi de R\$ 70,3 milhões, impulsionado majoritariamente por um melhor GSF e maior preço médio de venda em operações com partes relacionadas na comparação entre os dois períodos.
- Custo com Compra de Energia:** redução de R\$ 10,0 milhões no trimestre, totalizando R\$ 188,7 milhões vs R\$ 198,7 milhões no 1T24. Grande parte da redução do custo é explicada pela menor necessidade de compra de energia para equalizar o balanço energético da Companhia.
- Encargos Setoriais:** crescimento de 6,9% no 1T25, com custo total no trimestre de R\$ 180,2 milhões ante R\$ 168,5 milhões no 1T24. O aumento ocorreu em função principalmente da entrada em operação comercial dos ativos que entraram em operação ao longo de 2024, aliada à incidência da inflação sobre os encargos vigentes nos parques operacionais.
- Margem Líquida:** aumento de R\$ 293,2 milhões no trimestre, totalizando R\$ 1,2 bilhão no 1T25 comparada a R\$ 958,9 milhões no 1T24. O resultado reflete os fatores explicados acima. No trimestre, a Companhia gerou R\$ 18 milhões em ganhos líquidos de modulação de energia proporcionados pela diversificação de seu portfólio, conforme apresentado na sessão "Modulação de Geração".
- PMSO:** R\$ 240,6 milhões no 1T25, redução de 7,1% em relação ao 1T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#).
- ORO:** variação de R\$ 34,2 milhões frente a despesa de R\$ 22,3 milhões no 1T24. A variação entre os períodos é explicada, principalmente, pela reversão de provisão para litígios de R\$ 23,3 milhões em 2025 vs uma constituição de provisão no 1T24 de R\$ 8,1 milhões.
- Dividendos:** dividendos recebidos dos ativos hidrelétricos com participações minoritárias de R\$ 58,3 milhões no 1T25. Maiores detalhes sobre estes ativos estão na seção [Participações Minoritárias da Auren](#).

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

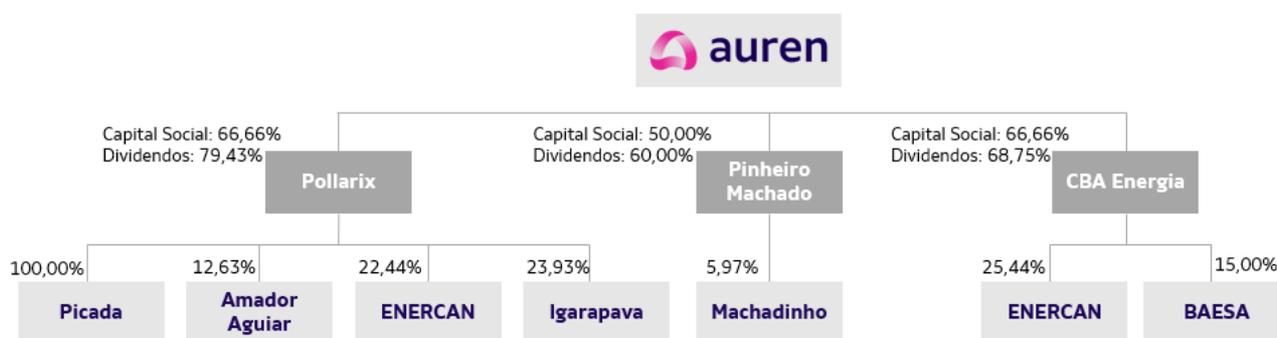
Participações Minoritárias da Auren

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 Votorantim Cimentos Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Adicionalmente, os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

As informações do balanço energético e informações financeiras são apresentados no nível consolidado das *holdings* CBA Energia, Pollarix e Votorantim Cimentos 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.

O volume de compra de energia demonstrado no Balanço Energético da Tabela 13 reflete, principalmente, as compras de que as *holdings* realizam para repassar energia proveniente dos ativos para os clientes finais, além das compras para suprir exposição ao MRE. O balanço das participações não sofreu mudanças relevantes do 4T24 para o 1T25.

I Figura 3 | Estrutura Societária das Participações Minoritárias em Hidrelétricas



| Tabela 13 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias⁽⁴⁾

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física dos ativos (a)	260	256	256	256	244
Compras (b)	164	147	117	117	105
Recurso (c) = (a) + (b)	424	403	373	373	348
Vendas no ACL (d)	383	369	369	369	344
Requisitos (e)	383	369	369	369	344
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	40,8	33,9	4,2	4,2	4,2

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. 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.

| Tabela 14 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias⁽¹⁾

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	1T25	1T24	Var.%
Volume Energia Vendida (MWh)	429	421	2,0%
Margem R\$/MWh	126	119	6,4%
Margem Bruta	119,2	109,9	8,5%
PMSO	(5,5)	(6,5)	-14,8%
EBITDA Ajustado⁽²⁾	113,7	103,4	9,9%
Depreciação & Amortização	(9,4)	(9,3)	1,5%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	32,3	19,0	69,6%
EBIT	136,5	113,2	20,6%
Resultado Financeiro	0,1	0,0	33,2%
LAIR	136,6	113,2	20,6%
IR/CSLL	(27,3)	(26,3)	3,9%
Lucro Líquido⁽³⁾	109,3	86,9	25,7%
Dividendos Recebidos Pela Auren Energia	58,3	0,0	n.a.

Principais destaques do 1T25:

- a) **Margem Bruta:** a melhor margem de R\$ 9,3 milhões é explicada principalmente pelo reajuste de preços nos contratos de venda de energia, melhora no fator GSF e o incremento no preço médio da energia na CBA Energia de R\$ 68,4/MWh no 1T24 vs R\$ 217,2/MWh no 1T25 referente ao volume de energia excedente de 30MWh, dada a dinâmica dos preços de mercado no período.
- b) **PMSO:** R\$ 5,5 milhões no primeiro trimestre de 2025, frente a R\$ 6,5 milhões no ano anterior. Redução de R\$ 1,0 milhão é explicada, principalmente, por menores gastos com manutenção nos ativos de Picada e Amador Aguiar no 1T25, devido a reprogramação da modernização de alguns ativos para o 2T25, considerando o período de chuvas no primeiro trimestre.
- c) **EBITDA Ajustado:** R\$ 113,7 milhões no 1T25, crescimento de 9,9% quando comparado aos R\$ 103,4 milhões registrados no 1T24, explicado pela combinação do crescimento da margem e redução do PMSO entre os períodos analisados.
- d) **Outros Resultados:** R\$ 32,3 milhões no 1T25 frente a R\$ 19,0 milhões no mesmo período do ano anterior, crescimento de R\$ 13,3 milhões devido, principalmente, pela melhora dos preços marcados a mercado dos contratos de venda do excelente de energia da Pollarix.
- e) **Dividendos Recebidos:** R\$ 58,3 milhões no primeiro trimestre de 2025. 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 1T25 com 1T24.

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

⁽¹⁾ DRE Gerencial para fins de análise dos resultados de equivalência patrimonial dos ativos hidrelétricos com participação minoritária.

⁽²⁾ EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

⁽³⁾ O Lucro Líquido apresentado na tabela 16 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. Os valores referentes à 2023 são diferentes dos divulgados na nota explicativa da DF 2024 divulgada dado que a DRE desta seção foi elaborada para fins de comparação, considerando os resultados individuais das empresas.

⁽⁴⁾ 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).

Comercialização

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

Balanco 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 Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Em 2025, a Auren já comercializou 5.045 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 (MWm)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Compras (A)	4.990	3.059	2.091	1.527	828	597
Vendas ⁽¹⁾ (B)	5.045	3.256	2.102	1.563	735	531
Balanço Comercialização (A - B)	-55	-197	-11	-35	94	65
Margem Contratual ⁽²⁾ (R\$/MWh)	9	16	-	-	-	-
Balanço Consolidado Auren ⁽³⁾	310	238	719	878	1.550	1.683

No 1T25, a gestão do portfólio foi marcada por dois movimentos principais: (i) a redução da posição *short* da comercializadora para 2025, de 123 MW médios no 4T24 para 55 MW médios. A redução ocorreu principalmente devido às compras realizadas. Esse movimento teve como objetivo antecipar-se a uma expectativa de aumento na volatilidade dos preços de mercado, permitindo uma gestão mais eficaz dos riscos associados às flutuações de preço, e (ii) no horizonte de 2027 a 2029, houve a celebração de contratos *intercompany* que representam cerca de 150 MW médios de venda do portfólio de geração para a área de comercialização. Estas compras, juntamente com outras operações realizadas pela comercializadora, resultaram em uma redução da posição *short* da comercializadora para o este período.

No balanço energético do portfólio consolidado, houve redução de aproximadamente 55 MW médios da posição *long* para o período de 2027 a 2029, com contratações a um preço médio de R\$ 163/MWh. Além disso, foi fechado um contrato de longo prazo para a venda de 33 MW médios do portfólio solar, conforme detalhado no capítulo de Balanço Energético da Geração. Com isso, a posição *long* do portfólio consolidado para 2027 a 2029 foi reduzida em um total de 88 MW médios.

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é fundamental considerar 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.

Como exemplo, a variação observada na margem contratual de 2025 — quando comparada entre a data-base atual e a de dezembro de 2024 — é explicada justamente pela presença significativa de operações de *trading* de curto prazo.

Exposição a diferenças de preços entre submercados

Devido às condições de operação do SIN e aos limites de intercâmbio entre os subsistemas, foi observado ao longo do 1T25, principalmente no mês de março, um aumento da diferença entre os preços de submercados. Enquanto a média do PLD em março no submercado Sudeste/Centro-Oeste foi de R\$ 327,3/MWh, nos submercados Norte e Nordeste a média foi de R\$ 59,0/MWh, uma diferença de R\$ 268,4/MWh no mês. No trimestre, a diferença média foi de R\$ 103,4/MWh.

No portfólio da Auren, os ativos que estão instalados no submercado Nordeste somam 1.522 MW médios de garantia física, sendo que 806 MW médios (53%) possuem contratos de longo prazo no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesses contratos, a energia é vendida no submercado de origem do ativo, de forma que o risco de exposição às diferenças de preços entre submercados é assumido pelo comprador.

Para os 716 MW médios do portfólio de geração no nordeste comercializados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a Auren possui, em sua estratégia de comercialização, iniciativas para mitigação deste risco, sendo as principais: (i) vendas diretas para clientes com consumo de energia nos submercados Norte e Nordeste, (ii) participação em leilões de energia existente e (iii) cobrança de *spreads* nos contratos com os sócios autoprodutores para venda nos submercados

⁽¹⁾ Considera os contratos formalizados no ACR e ACL.

⁽²⁾ 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 fevereiro de 2025. Dólar considerado: R\$5,74 (BRL/USD).

⁽³⁾ Balanço Energético Consolidado considera ambos os segmentos (Geração e Comercialização).

Sudeste/Centro-Oeste e Sul, gerando uma receita adicional que faz frente às diferenças de preços entre submercados esperadas no horizonte contratual, e (iv) realização de operações de *swaps* de submercado (*hedges*) em momentos favoráveis de mercado.

Devido às iniciativas de mitigação mencionadas, à sazonalidade de produção dos ativos eólicos, que possui menor geração esperada no começo do ano, e a estratégia de comercialização da Companhia, o volume de vendas para clientes nos submercados Norte e Nordeste superou a geração da Auren na região no 1T25, deixando o balanço energético consolidado da Companhia deficitário (*short*) nos submercados Norte e Nordeste, de forma que a Companhia se beneficiou da diferença de preços em relação ao submercado Sudeste/Centro-Oeste. O ganho estimado para o 1T25 relativo à diferença de preços entre submercados foi de R\$ 60 milhões. Para o restante do ano, devido à sazonalidade dos ativos eólicos concentrada no 3º trimestre, as vendas não superam a garantia física. Cabe ressaltar que as exposições energéticas entre submercados e seus respectivos impactos estão divididos entre os negócios de geração e comercialização, mas são geridas de forma consolidada pela Companhia.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 16 | Resultados do Período

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var. %
Receita Líquida	1.787,8	1.205,4	48,3%
Custo com Energia	(1.599,1)	(1.135,9)	40,8%
Margem Líquida	188,7	69,5	171,5%
<i>Margem Líquida</i>	10,6%	5,8%	4,7 p.p.
PMSO	(29,7)	(20,0)	48,6%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(33,2)	116,0	n.a.
EBITDA	125,8	165,5	-24,0%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	38,7	(113,7)	n.a.
Outros Ajustes	0,1	0,0	n.a.
EBITDA Ajustado	164,6	51,8	217,8%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	9,2%	4,3%	4,9 p.p.

O **EBITDA Ajustado** totalizou R\$ 164,6 milhões no 1T25 ante R\$ 51,8 milhões positivo registrados no 1T24, um crescimento de 217,8%, explicado principalmente:

- a) **Margem Líquida:** totalizou R\$ 188,7 milhões no 1T25, 171,5% superior à margem observada no ano anterior. Tal variação é explicada, majoritariamente, pelo aumento na margem de comercialização, passando de R\$ 6,0/MWh no 1T24 para R\$ 15,8/MWh no 1T25, refletido pela exposição positiva construída no trimestre, em um contexto de preços de mercado mais elevados devido ao cenário hidrológico mais adverso em relação ao 1T24, quando os preços se encontravam próximos ao piso regulatório. Por fim, a comercializadora obteve ganhos de R\$ 60 milhões com descolamento entre submercado.
- b) **PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 29,7 milhões no 1T25, ante R\$ 20,0 milhões no 1T24. As variações refletem majoritariamente a adição de Esfera Comercializadora de R\$ 7,9 milhões, que passou a ser consolidada a partir de setembro de 2024, após a conclusão de sua aquisição.

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 1T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 1T24 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 março de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos 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 1T25; (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](#)", além de 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbochloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA⁽¹⁾ de R\$ 9,6 milhões no 1T25. Para maiores informações, vide Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

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.

| Tabela 17 | Resultados do Período

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var.%
Receita Líquida	2.952,3	2.209,4	33,6%
Custo com Compra de Energia	(1.330,9)	(1.011,8)	31,5%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(180,5)	(175,0)	3,2%
Margem Líquida	1.440,8	1.022,5	40,9%
<i>Margem Líquida</i>	48,8%	46,3%	2,5 p.p.
Custos e Despesas (PMSO)	(302,0)	(309,3)	-2,4%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	238,6	226,6	5,3%
EBITDA	1.377,5	939,8	46,6%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(229,2)	(248,1)	-7,6%
Dividendos das Participações Minoritárias	58,3	-	n.a.
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	5,5	-	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	(23,2)	8,4	n.a.
Baixa de Imobilizado	16,4	-	n.a.
Outros Ajustes	-	27,4	n.a.
EBITDA Ajustado	1.205,3	727,6	65,7%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	40,8%	32,9%	7,9 p.p.
Depreciação e Amortização	(458,2)	(345,8)	32,5%
Equivalência Patrimonial	72,1	62,8	14,9%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(354,4)	106,6%
LAIR	259,4	302,4	-14,2%
Impostos (IR/CSLL)	(205,4)	(151,2)	35,8%
Resultado Líquido	54,0	151,3	-64,3%

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

Margem Líquida

A Margem Líquida (resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais) totalizou R\$ 1.440,8 milhões no 1T25, aumento de 40,9% na comparação com o 1T24 (R\$ 1.022,5 milhões).

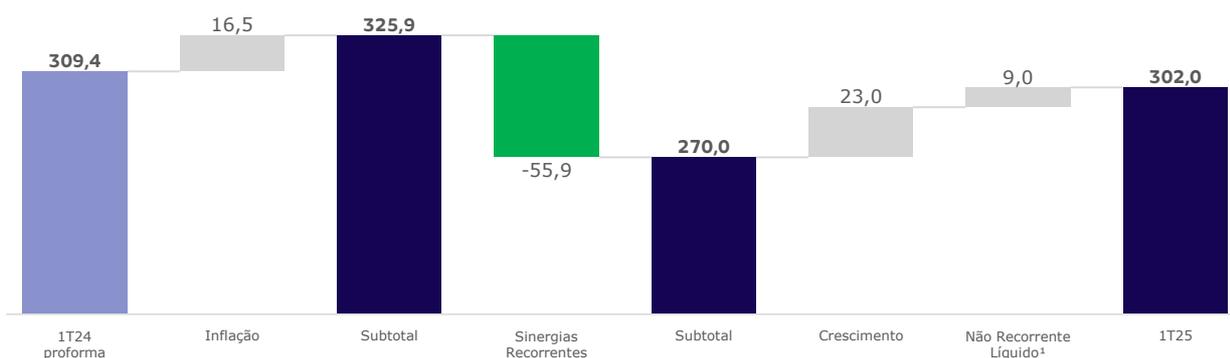
Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado são explicados a seguir:

- a) **Receita Líquida:** crescimento de 33,8% na comparação entre trimestres, principalmente devido à entrada em operação do complexo solar Jaíba e dos complexos eólicos Tucano e Cajuína, ao preço médio de venda do segmento de geração mais alto no trimestre e ao aumento do volume e preço médio de venda da comercializadora.
- b) **Custo com Compra de Energia:** incremento de 31,9% no 1T25, reflexo principalmente do aumento do volume transacionado na comercializadora.
- c) **Encargos Setoriais:** aumento de 3,1% no 1T25, 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.

Custos e Despesas (PMSO)

Os custos e despesas operacionais e despesas gerais e administrativas (PMSO), em bases comparáveis (excluindo crescimento orgânico, Esfera e itens não recorrentes) apresentou uma redução de R\$ 55,9 milhões (17,2%) quando comparado ao 1T24, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

| Gráfico 15 | PMSO Trimestre (R\$ milhões)



O PMSO totalizou R\$ 302,0 milhões no 1T25 vs R\$ 309,4 milhões no 1T24, uma redução de 2,3%. A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 115,1 milhões no 1T25, em linha quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 114,6 milhões). As capturas de sinergias com a combinação de negócios na ordem de R\$ 22,4 milhões realizadas no 1T25 compensaram: (i) inflação do período de R\$ 4,9 milhões; (ii) R\$ 7,9 milhões de gastos associados ao crescimento devido à entrada em operação de novos ativos e pela aquisição da Esfera Energia, que está consolidada apenas a partir de setembro de 2024; (iii) despesas não recorrentes de R\$ 2,5 milhões; e (iv) maior pagamento de remuneração variável de R\$ 7,1 milhões.
- b) **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** total de R\$ 145,6 milhões, uma redução de R\$ 10,9 milhões no 1T25, 7,0% inferior ao 1T24 (R\$ 156,6 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.
- c) **Outros (O):** R\$ 41,2 milhões no 1T25, um crescimento de 8,0% se comparado ao 1T24 (R\$ 38,2 milhões). A variação é explicada majoritariamente pelo crescimento das despesas com arrendamentos.

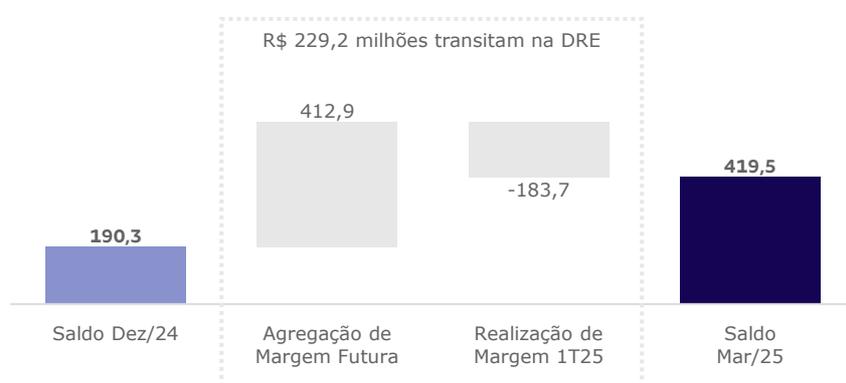
⁽¹⁾ Considera despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros).

Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 238,6 milhões 1T25 ante uma receita de R\$ 226,6 milhões no 1T24. A variação é explicada principalmente pela reversão de provisão para litígios de R\$ 23,2 milhões no 1T25 frente a uma constituição de provisão de R\$ 8,4 milhões no 1T24, além do efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia. No Gráfico 16, é demonstrada a variação do saldo societário da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura do 1º trimestre de 2025, ficando evidente a agregação de valor relevante no período, que adicionou R\$ 412,9 milhões referentes à marcação a mercado de volumes de energia para entrega futura negociados ao longo do trimestre, além da realização de ganhos no valor de R\$ 183,7 milhões de posições construídas em períodos anteriores.

Parte substancial do ganho consolidado de marcação a mercado registrado no trimestre já está refletido na margem de energia projetada para o ano. Trata-se, portanto, de um reconhecimento antecipado, decorrente da sistemática contábil aplicada aos contratos de compra e venda de energia na comercializadora. Dessa forma, a maior parte deste resultado não representa um ganho adicional à margem anual, mas sim a antecipação contábil de uma margem que será efetivamente realizada ao longo do ano.

| Gráfico 16 | Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2025 (R\$ milhões)



EBITDA Ajustado

| Tabela 18 | Reconciliação do EBITDA Ajustado⁽¹⁾ Consolidado

R\$ milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
EBITDA	1.377,5	939,8	46,6%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(229,2)	(248,1)	-7,6%
Despesas com Iniciativas de Crescimento	5,5	-	n.a.
Dividendos de Participações Minoritárias	58,3	-	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Baixas de Depósitos Judiciais	(23,2)	8,4	n.a.
Baixa de imobilizado	16,4	-	n.a.
Outros Ajustes	-	27,4	n.a.
EBITDA Ajustado	1.205,3	727,6	65,7%
<i>Margem EBITDA Ajustado</i>	40,8%	32,9%	7,9 p.p.

Os dividendos recebidos das participações minoritárias da Auren no 1T25 foram de R\$ 58,3 milhões, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, conforme mencionado na divulgação do 4T24.

⁽¹⁾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.

Resultado Financeiro

| Tabela 19 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
Receitas Financeiras	276,2	226,7	21,8%
Despesas Financeiras	(1.008,2)	(581,1)	73,5%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(354,4)	106,6%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 732,1 milhões no 1T25 comparado a R\$ 354,4 milhões com o mesmo período de 2024.

- a) **Receitas Financeiras:** aumento do rendimento sobre aplicações financeiras justificada principalmente pelo maior saldo aplicado no 1T25, considerando o incremento da posição de caixa entre os períodos (R\$ 7,2 bilhões ante R\$ 5,6 bilhões no 1T24), além da variação do CDI médio no período (12,95% a.a. no 1T25 ante 11,28% a.a. no 1T24).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 1,0 bilhão no 1T25, comparada a despesa de R\$ 581,1 milhões no 1T24. O crescimento de R\$ 427,1 milhões decorre, principalmente, de:
- a. **Encargos e Atualizações Monetárias:** R\$ 909,4 milhões no 1T25 comparado à R\$ 527,2 milhões no mesmo trimestre do ano anterior. A variação de R\$ 382,2 milhões é explicada por um crescimento de R\$ 295,3 milhões de despesas com juros sobre empréstimos e de R\$ 86,9 milhões em atualização monetária, explicados, principalmente, pela maior base de endividamento entre os períodos – R\$ 26,0 bilhões no 1T25 e R\$ 18,0 bilhões no 1T24.
- b. **Juros Capitalizados:** R\$ 8,2 milhões no 1T25 comparado a R\$ 49,0 milhões no 1T24, redução de R\$ 40,9 milhões nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso entre os períodos, decorrente da conclusão da construção dos projetos eólicos e solares que entraram em operação ao longo de 2024.
- c. **Outras Despesas Financeiras:** as demais despesas financeiras no 1T25 totalizaram R\$ 107,0 milhões, em linha com os R\$ 103,0 registrados no 1T24.

Resultado Líquido

| Tabela 20 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
EBITDA	1.377,5	939,8	46,6%
Depreciação/Amortização	(458,2)	(345,8)	32,5%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(354,4)	106,6%
IR/CS	(205,4)	(151,2)	35,9%
Equivalência Patrimonial	72,1	62,8	14,9%
Resultado Líquido	54,0	151,2	-64,3%

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 54,0 milhões no 1T25 ante um lucro líquido de R\$ 151,2 milhões no 1T24.

As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 1,4 bilhões no 1T25 ante R\$ 939,8 milhões no 1T24, superior em 46,6%, conforme explicado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 459,2 milhões no 1T25 ante R\$ 345,8 milhões no 1T24, um crescimento de 32,5%, reflexo da amortização de mais-valias originadas nas aquisições da AES Brasil e da Esfera, além do início da operação dos complexos Cajuína e Tucano em 2024.
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 205,4 milhões no 1T25, ante R\$ 151,2 milhões de despesa no 1T24 (crescimento de 35,9%), principalmente em função do aumento do EBITDA consolidado no 1T25, conforme mencionado acima. No trimestre, R\$ 74,5 milhões referem-se a parcela caixa, dos quais R\$ 41,5 milhões são referentes à antecipação de impostos sobre os ativos tributados no regime de lucro real.

- d) Equivalência Patrimonial:** a equivalência patrimonial foi positiva em R\$ 73,2 milhões no trimestre (ante R\$ 62,7 milhões positivos no 1T24), reflexo do melhor 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

Nos primeiros quatro meses de 2025, a Auren evoluiu na gestão de seu passivo financeiro, que se traduziram em redução da dívida bruta, na diminuição do custo médio e no alongamento do perfil de amortização.

Considerando o fechamento de 31 de março de 2025, ajustado pelos movimentos anunciados em abril ("proforma⁽¹⁾"), a dívida bruta totalizou R\$ 24,8 bilhões, representando uma redução de R\$ 2,2 bilhões em comparação ao fechamento de dezembro de 2024. O prazo médio da dívida foi estendido para cerca de 6,5 anos, um aumento em relação ao final de 2024, quando o prazo médio era de aproximadamente 5,9 anos.

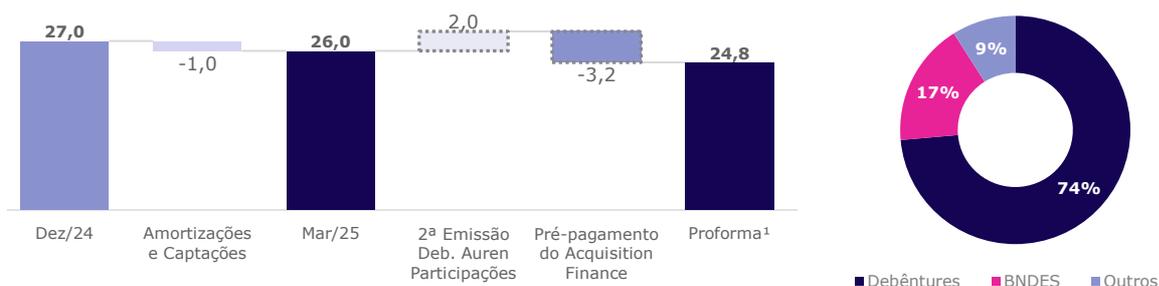
Considerando a dívida líquida proforma, aproximadamente 67% estão atreladas ao IPCA, o mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Auren. Esta estratégia oferece proteção contra oscilações futuras, enquanto uma parcela reduzida, apenas 20%, é remunerada pelo CDI, minimizando os impactos de possíveis aumentos na taxa de juros SELIC. No trimestre, o custo médio da dívida líquida da Companhia foi reduzido para CDI-1,7% ao ano.

Em abril de 2025, a Companhia realizou ações relevantes na gestão do endividamento, conforme gráficos 17 e 19:

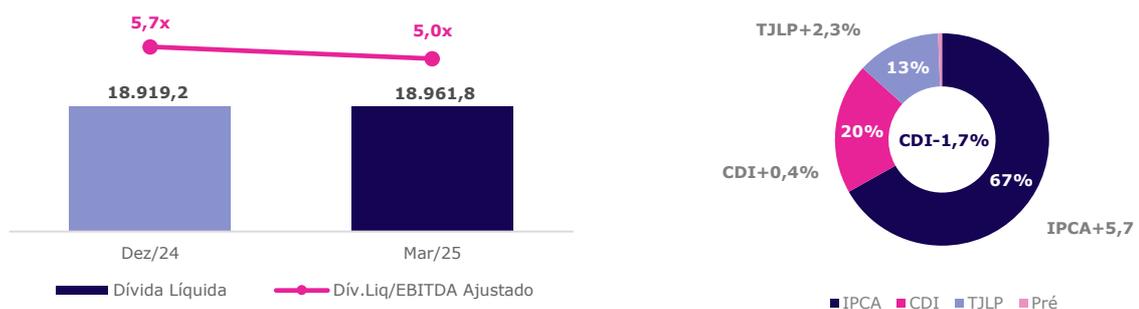
- A Auren Participações realizou sua 2ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 2,0 bilhões, prazo de 10 anos e remuneração de IPCA+7,4515% a.a., equivalente à NTN-B 2035 menos 0,15% a.a. na data da precificação. A operação recebeu *rating* AAA da Moody's, refletindo a qualidade de crédito da Companhia e a percepção positiva do mercado quanto à sua solidez financeira. Além disso, a Auren Participações realizou um *swap*, que converte o custo da Emissão de IPCA+7,4515% a.a. para CDI-0,50% a.a., resultando em um custo *all-in* final próximo a CDI sem *spread*;
- A Auren Energia realizou o pré-pagamento de R\$ 3,2 bilhões de um total de R\$ 5,4 bilhões (principal) da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*), sem incidência de *break funding fee*, com vencimento original em outubro de 2028, com custo crescente a cada ano, sendo o custo do primeiro ano de CDI + 1,1% a.a., no segundo CDI+1,2% a.a., no terceiro CDI + 1,5% a.a. e, no último ano, custo final de CDI + 2,0% a.a.

Dado o crescimento do EBITDA ajustado dos últimos 12 meses, a Companhia apresentou, no encerramento do 1T25, Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) de 5,0x, queda de 0,7x comparado ao encerramento de dezembro de 2024, reforçando o compromisso da Companhia com a desalavancagem.

| Gráfico 17 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma⁽¹⁾



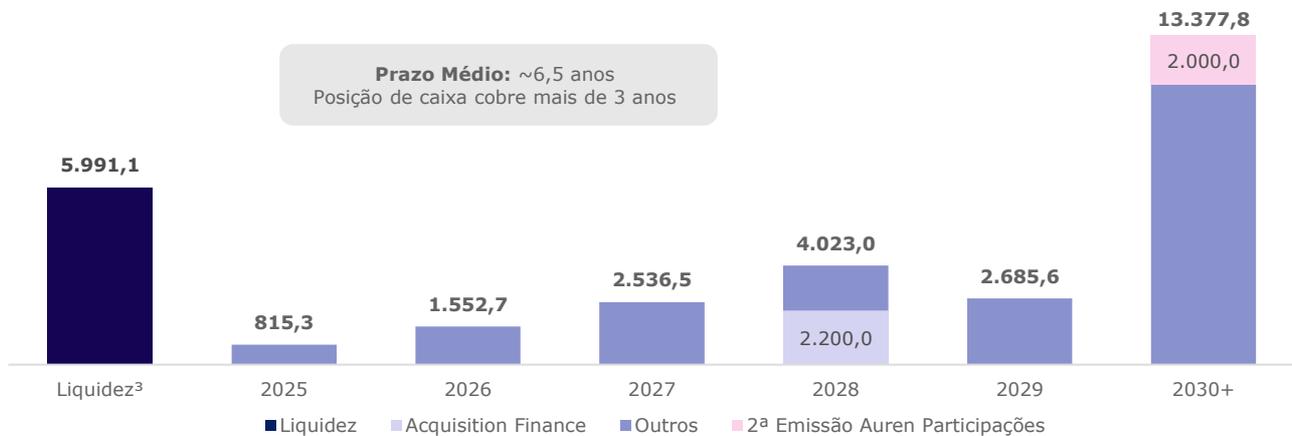
| Gráfico 18 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida Proforma⁽¹⁾



⁽¹⁾ Proforma considera visão de 31 de março de 2025, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 3,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia e 2ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 2,0 bilhões.

Ao final do 1T25, a Auren registrou liquidez robusta de R\$ 7,2 bilhões. Em abril, após o pré-pagamento de parte do *acquisition finance*, a Companhia manteve liquidez de R\$ 6,0 bilhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos três anos.

| Gráfico 19 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma⁽¹⁾ (R\$ milhões)



| Tabela 21 | Endividamento (31 de março de 2025)

R\$ milhões	Mar/25	Mar/24	Var.	Dez/24	Var.
Dívida Bruta	25.992,3	17.999,8	44,4%	27.044,7	-3,9%
Instrumentos Financeiros Derivativos ⁽²⁾	(8,9)	281,4	n.a.	(182,6)	-95,1%
Arrendamentos	169,5	296,9	-42,9%	170,6	-0,6%
Dívida Bruta Ajustada⁽³⁾	26.152,9	18.578,1	40,8%	27.032,7	-3,3%
Liquidez ⁽⁴⁾	7.191,1	5.688,5	26,4%	8.113,5	-11,4%
Dívida Líquida	18.961,8	12.889,6	47,1%	18.919,2	0,2%
EBITDA Ajustado	3.787,6	3.405,5	11,2%	3.309,1	14,4%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	5,0x	3,8x	+1,2x	5,7x	-0,7x

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 março de 2025, R\$ 5,1 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 3,48x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,37x, atendendo à obrigação contratual.

Ratings

Em abril de 2025, a Moody's iniciou a cobertura da Auren Energia com *rating*, em escala local, de AAA.br e perspectiva estável. Adicionalmente, a agência elevou os *ratings* da Auren Operações de AA.br para AAA.br, e das debêntures da Cajuína AB1 Holdings S.A. e da Tucano Holding II S.A. de AA-.br para AAA.br. A perspectiva dos *ratings* é estável.

Mesmo em um cenário de alavancagem mais elevada, a manutenção dos *ratings* da Auren no grau máximo (AAA) pela Fitch e Moody's, bem como a elevação dos *ratings* das debêntures de subsidiárias oriundas da AES Brasil, 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.

⁽¹⁾ Proforma considera visão de 31 de março, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 3,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia e 2ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 2,0 bilhões.

⁽²⁾ Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

⁽³⁾ Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

⁽⁴⁾ Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 22 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
EBITDA Ajustado	1.205,3	727,6	65,7%
IR/CS Caixa	(74,5)	(59,0)	26,4%
Capital de Giro e Outros	(193,0)	81,9	n.a.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(27,8)	(40,6)	n.a.
Fluxo de Caixa Operacional (FCO)	910,0	710,0	28,2%
Serviço da Dívida	(371,4)	(417,7)	n.a.
FCO após Serviço da Dívida	538,6	292,3	84,3%
Índice de Conversão de Caixa	44,7%	40,2%	4,5 p.p.
CAPEX Projetos	(115,9)	(280,3)	n.a.
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	(40,0)	(10,5)	282,1%
Captações	-	373,5	n.a.
Amortizações	(1.341,5)	(324,2)	313,8%
Aumento de Capital em Investidas	(10,7)	(9,3)	15,3%
Dividendos	(99,6)	(399,9)	n.a.
Aquisição de Investimento - Esfera Energia	(0,4)	-	n.a.
Fluxo de Caixa Livre	(1.069,5)	(358,3)	198,5%
Saldo de Caixa Inicial	7.200,5	5.253,3	37,1%
Saldo de Caixa Final	6.131,0	4.895,0	25,3%
Fundo Liquidez – Conta Reserva	1.028,7	793,5	29,6%
Aplicações Financeiras	31,4	-	n.a.
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras	7.191,1	5.688,5	n.a.

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

- Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** desembolso de R\$ 74,5 milhões no 1T25, ante R\$ 59,0 milhões no 1T24 (crescimento de 26,4%), explicado anteriormente na seção "Resultado Líquido".
- Capital de Giro:** R\$ 193,0 milhões no 1T25, a variação quando comparado ao 1T24 é explicada, principalmente, pelo efeito de maior saldo de operações de curto prazo liquidadas junto à CCEE.
- CAPEX Projetos:** o valor despendido com CAPEX de novos projetos totalizou R\$ 115,9 milhões no 1T25, redução de R\$ 164,4 milhões quando comparado com o 1T24, reflexo da conclusão da construção e início da operação faseada dos projetos eólicos Tucano e Cajuína e do projeto solar Sol de Jaíba entre os períodos. Do saldo total do trimestre, R\$ 90,4 milhões são referentes ao projeto de Cajuína 3.
- Serviço de Dívida:** desembolso de R\$ 371,4 milhões no 1T25, redução 11,1% ante ao 1T24 (R\$ 417,7 milhões). A variação é principalmente explicada pelo desembolso, no 1T24, de juros relacionados aos empréstimos-ponte que integravam o balanço da Auren Participações para construção do Complexo Eólico Cajuína. Esses empréstimos foram substituídos por financiamentos de longo prazo ao longo de 2024.
- Captações e Amortizações:** o saldo entre as captações e amortizações totalizou R\$ 1,4 bilhões no trimestre, majoritariamente refletindo maior amortização sem novas captações no período.
- Dividendos:** o pagamento de dividendo registrado no 1T25 refere-se a dividendos pagos para acionistas não controladores das sociedades em que a Auren possui participação. A variação quando comparado ao pagamento registrado no 1T24 deve-se majoritariamente à distribuição de R\$ 400 milhões aos acionistas de Auren Energia em 2024.
- Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais:** desembolso de R\$ 40,0 milhões no 1T25, refletindo um aumento de R\$ 29,5 milhões em comparação com o 1T24, principalmente devido à gestão do montante de contencioso passivo da Companhia.

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

Temas Regulatórios

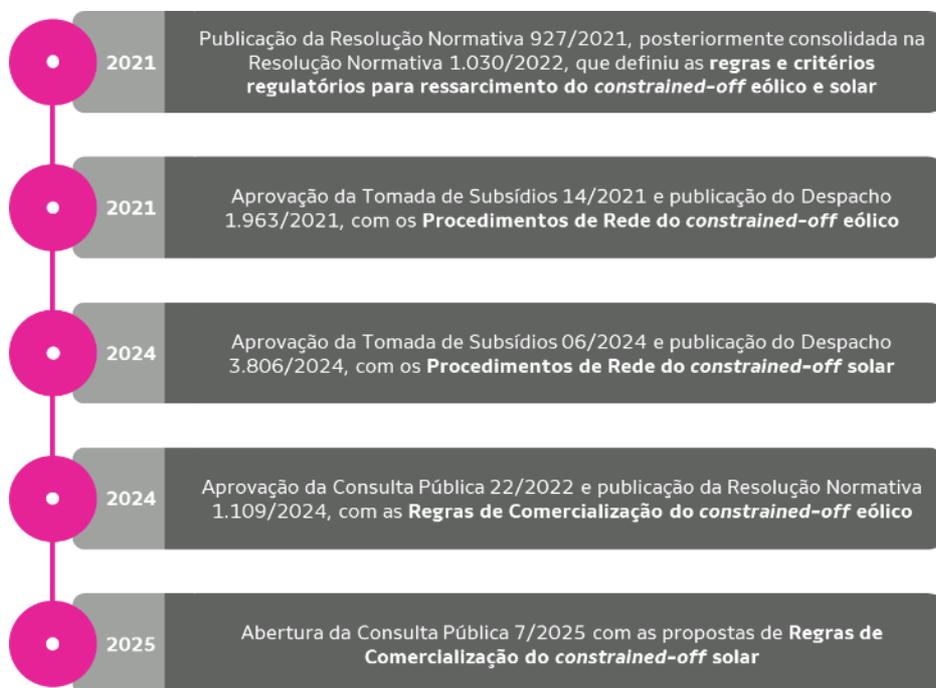
Abertura de Consulta Pública para discutir Regras de Comercialização do *constrained-off* solar e publicação do Despacho ANEEL 541/2025 com perspectivas de ressarcimento

Foi aberta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entre fevereiro e abril deste ano, a Consulta Pública (CP) nº 09/2025, que trata da discussão das minutas das Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), voltadas à operacionalização dos ressarcimentos referentes ao *constrained-off* em usinas solares.

Em linhas gerais, a CP aborda as minutas dos cadernos de Regras de Comercialização que tratam da determinação da geração frustrada por conta do *constrained-off*, da apuração do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) devido ao gerador restrito e da internalização desses ressarcimentos nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e nos Contratos de Energia de Reserva (CER).

É importante ressaltar que esta é a última etapa necessária para que a CCEE possa operacionalizar, de forma completa, os ressarcimentos por *constrained-off*, visto que, para a fonte eólica os Procedimentos de Rede e de Comercialização já foram publicados durante o último ano e no caso da fonte solar, apesar de os Procedimentos de Rede já estarem definidos, ainda estão pendentes de aprovação as Regras de Comercialização discutidas agora nesta consulta.

| Tabela 23 | Linha do Tempo dos Dispositivos Regulatórios Referente às Regras Definitivas do *Constrained-off*



Cabe destacar ainda que esta CP trata exclusivamente do período definitivo do *constrained-off* solar, ou seja, dos eventos ocorridos a partir de 1º de abril de 2024 e, assim como definido para os empreendimentos eólicos, apenas os eventos de corte de geração classificados como indisponibilidade externa que ultrapassem a franquia horária anual de indisponibilidade da transmissão (41,5 horas em 2025), ou seja, somente os cortes motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão ou da distribuição. A regra é aplicável tanto para usinas contratadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Complementando a abertura da Consulta, a ANEEL publicou, em 5 de março, o Despacho nº 541/2025, autorizando a CCEE a utilizar a metodologia provisória de cálculo da frustração de geração por *constrained-off* solar para contabilizar as ocorrências verificadas a partir de abril de 2024, até que seja concluída a CP. Lembrando que a metodologia provisória considera, além dos eventos por indisponibilidade de transmissão, também os eventos por confiabilidade, porém para a energia comprometida com contratos no ACR. O objetivo é permitir que a CCEE possa, ao menos, registrar inicialmente os efeitos do *constrained-off* para os geradores impactados desde abril de 2024 e, posteriormente, realizar a recontabilização desses valores com base nas regras definitivas a serem publicadas após esta CP.

A abertura dessa discussão, somada à publicação da Resolução Normativa nº 1.109/2024, em dezembro de 2024 — que aprovou as Regras de Comercialização aplicáveis aos empreendimentos eólicos —, aproxima cada vez mais a efetiva operacionalização dos ressarcimentos financeiros dos contratos regulados que haviam sido suspensos até que as regras de comercialização fossem definidas. A expectativa é que a CCEE divulgue, em breve, um cronograma de pagamento destes ressarcimentos.

Cancelamento do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2025 e perspectiva de nova Consulta Pública

A realização do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), inicialmente prevista para o dia 27 de junho deste ano, foi cancelada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em razão de questionamentos judiciais, especialmente pela falta de Consulta Pública precedente a publicação da sistemática do leilão. A medida foi oficializada por meio da Portaria Normativa nº 106, publicada no Diário Oficial da União em 4 de abril, que anulou outras portarias anteriores relacionadas às diretrizes do leilão (nºs 96, 97, 100 e 103).

O MME informou que será publicada uma nova Consulta Pública em breve, com prazo mais curto para contribuições, de forma que o leilão seja viabilizado ainda este ano. O objetivo é revisar os critérios do leilão, especialmente o chamado fator “a”, que define a flexibilidade das usinas no fornecimento de potência.

Diante da necessidade de uma nova consulta pública antes da continuidade do certame, o início de operação do produto relacionado as usinas termelétricas existentes, previsto para setembro de 2025, fica comprometido. De qualquer maneira, a expectativa é que novo certame ainda conte com a contratação de ampliações de empreendimentos hidrelétricos para atendimento de potência.

Apesar do adiamento, a Companhia mantém seus esforços para avaliar a participação da UHE Porto Primavera no LRCAP assim que o processo for retomado pelas autoridades competentes.

Ministério de Minas e Energia apresenta nova proposta de reforma estrutural do setor elétrico

Em abril de 2025, o Ministério de Minas e Energia apresentou uma proposta de reforma estrutural para o setor elétrico, ainda em estágio preliminar, que se encontra em análise pela Casa Civil antes de eventual envio ao Congresso Nacional. Apesar de o texto oficial ainda não ter sido divulgado, o documento técnico já disponível sinaliza medidas com alterações relevantes para consumidores, geradores e comercializadores de energia.

Entre os principais pontos, destaca-se a proposta de abertura total do mercado de energia elétrica para consumidores em baixa tensão a partir de 2028, com previsão de abertura para os consumidores de média tensão já em 2027. Também está prevista a criação de um Supridor de Última Instância (SUI), com regras a serem regulamentadas, além da introdução de novas modalidades tarifárias e flexibilização das exigências de contratação para atendimento da carga, o que pode alterar significativamente o funcionamento do mercado livre.

No que se refere aos encargos e subsídios, a proposta amplia o benefício para consumidores de baixa renda, prevendo gratuidade no consumo de até 80 kWh/mês. Para viabilizar essa política, são sugeridas também mudanças relevantes na estrutura de subsídios atualmente concedidos a fontes incentivadas, com destaque para a retirada de descontos sobre a TUST e TUSD para consumidores de baixa tensão que migrarem para o mercado livre e restrições à manutenção desses incentivos em contratos antigos, quando esses forem encerrados, para consumidores que já usufruem do benefício. 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. Essas mudanças têm potencial de reconfigurar modelos de negócio hoje utilizados para viabilizar novos projetos.

Outros temas abordados incluem a destinação de valores ainda judicializados referentes ao GSF, fim dos critérios para repactuação do risco hidrológico para as novas usinas, a eliminação do prazo mínimo para contratos no ambiente regulado, e até 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.

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

Informações Relevantes

Eventos Subsequentes

Distribuição de Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia aprovou, em 24 de abril, a proposta de distribuição e pagamento de dividendos no montante total de R\$ 59,6 milhões, equivalente a aproximadamente R\$ 0,06 por ação e correspondente a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Tiveram direito, aos dividendos declarados, os acionistas da Companhia na data base de 24 de abril de 2025, incluindo as negociações realizadas até essa data, e as ações passaram a ser negociadas ex-dividendos a partir de 25 de abril de 2025 (inclusive). O efetivo pagamento foi realizado em 05 de maio de 2025.

Mais informações estão disponíveis no [Aviso aos Acionistas](#) publicado no site de RI da Companhia.

2ª emissão de debêntures Auren Participações

Em 26 de março, a Auren Participações S.A. anunciou sua 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 2,0 bilhões, com prazo de 10 anos e rating AAA pela Moody's e custo competitivo, reforçando a qualidade do crédito da Auren e a confiança do mercado na sua solidez financeira. Realizamos um swap do custo da emissão de IPCA+7% a.a. para CDI, equivalente a um custo *all-in* final de CDI sem *spread*.

Amortização extraordinária do *acquisition finance* pela Auren Energia

Em 23 de abril, a Auren realizou a amortização extraordinária de R\$ 3,2 bilhões, 59% do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões, empréstimo ponte emitido para a aquisição da AES Brasil. Com esta amortização, a dívida bruta foi reduzida em R\$ 2,2 bilhões, totalizando R\$ 24,8 bilhões ante R\$ 27,0 bilhões em dezembro de 2024.