

UHE Água Vermelha

3T
25

Release de
Resultados

NOVEMBRO
2025

SUMÁRIO

Destaques	4
Carta da Administração	6
Mercado de Energia	8
Desempenho por Unidade de Negócio	14
Geração	14
Participações Minoritárias da Auren.....	27
Comercialização	29
Desempenho Financeiro Consolidado	31
Outras Informações Relevantes	39

Teleconferência

13 de novembro de 2025

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:00h (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** (Vice-Presidente de Finanças e DRI)
- **Marcelo Sá** (Diretor de Relações com Investidores)
- **Luiz Perez** (Gerente Executivo de Relações com Investidores)
- **Juliana Ramirez** (Gerente de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Consultora de Relações com Investidores)
- **Bruna Freixo** (Analista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de setembro de 2025:

AURE3:
R\$ 10,27

Valor de Mercado:
R\$ 10,8 bilhões

Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 772,7 MM no 3T25**, alcançando EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões nos primeiros 9 meses de 2025 e de **R\$ 3,8 bilhões UDM**

Conclusão da Integração e Captura de Sinergias: o foco nas prioridades estratégicas desde a aquisição da AES Brasil, em 31 de outubro de 2024, permitiu à Auren (i) finalizar o **processo de integração em tempo recorde** e sem intercorrências, (ii) continuar a capturar **ganhos com sinergias recorrentes em PMSO**, que representaram uma economia de R\$ 58,1 milhões no 3T25 e já totalizam R\$ 212,1 milhões desde a aquisição, (iii) alcançar no 3T25 uma **disponibilidade média de 93,3% dos ativos eólicos incorporados** e (iv) iniciar uma nova fase com foco em **iniciativas de otimização de processos** e melhoria contínua para a Companhia.

Desempenho Operacional: no 3T25, a **produção de energia total dos ativos próprios foi de 3,3 GW médios¹**, 1,3% inferior ao mesmo período de 2024, reflexo principalmente do *curtailment* de 20,7% para a fonte eólica e 33,1% para a fonte solar no SIN, aliado ao Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (GSF) de 65% no trimestre. Os ativos eólicos geraram 1,5 GW médios¹, **2,5% superior ao mesmo período de 2024** e equivalente a 87,3% da certificação de geração no percentil 90 (P90). **A geração potencial², desconsiderando o curtailment, registrada no 3T25 correspondeu a 107,4% do P90 e 98,3% do P50.**

EBITDA Ajustado e Alavancagem: a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 772,7 milhões no 3T25**, uma redução de 10,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada principalmente pelos efeitos negativos do *curtailment* e do GSF no trimestre, parcialmente compensada pelo *ramp-up* dos ativos que entraram em operação em 2024 e pelas sinergias da integração. Nos últimos 9 meses, o **EBITDA Ajustado totalizou R\$ 3,0 bilhões**, um crescimento de 22,3% em relação a igual período de 2024. A alavancagem terminou o trimestre em **4,9x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado** dos últimos 12 meses (UDM).

Benefícios do Portfólio Diversificado: no 3T25, a Companhia obteve ganhos de modulação de R\$ 65,6 milhões, **totalizando R\$ 124,0 milhões no ano de 2025**, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica de preços do mercado, **mitigando parte importante do efeito do curtailment**. Já descontados os ganhos com modulação, o impacto líquido do *curtailment* no trimestre totalizou R\$ 130 milhões.

Aprovação da Indenização dos Investimentos Prudentes da CESP: no dia 14 de outubro de 2025, foi aprovada em Reunião de Diretoria da ANEEL a indenização dos Investimentos Prudentes realizados pela CESP ao longo das concessões das UHEs Jupιά, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, **no valor de R\$ 498,8 milhões**, na data base do término dos contratos de concessão. O fator de correção monetária, cronograma e a forma de pagamento serão posteriormente definidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Mais informações na seção [Outras Informações Relevantes](#).

Reorganização Societária: em linha com o que vem sendo comunicado desde o anúncio da aquisição, a Companhia deu início aos atos preparatórios para **potencial reorganização societária**, que deverá ser concluída **em 2027**. A reorganização é **uma das avenidas para destravar sinergias adicionais**, com (i) a concentração dos ativos hidrelétricos em um mesmo veículo (CESP), (ii) a simplificação da estrutura societária com a diminuição do número de companhias de capital aberto e (iii) o aumento da eficiência na gestão de caixa e na alocação do endividamento. Mais informações na seção [Outras Informações Relevantes](#).

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

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

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

Destaques Operacionais

Geração (MW médios)	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Hidro	1.589,4	1.663,7	-4,5%	1.979,9	1.763,1	12,3%
Eólica ¹	1.510,5	1.473,7	2,5%	1.263,4	1.106,3	14,2%
Solar ¹	163,2	168,8	-3,3%	170,8	124,8	36,8%
Total Próprios	3.263,1	3.306,2	-1,3%	3.414,1	2.994,2	14,0%
Participações ²	346,9	349,0	-0,6%	243,8	372,3	-34,5%
Total Próprios e Participações	3.610,0	3.655,2	-1,2%	3.657,9	3.366,5	8,7%

Disponibilidade Média Fonte Eólica	3T25	3T24 proforma	Var. (p.p.)	9M25	9M24 proforma	Var. (p.p.)
Portfólio Consolidado	94,8%	93,3%	1,5	93,5%	86,3%	7,2
Ativos Incorporados	93,3%	91,2%	2,1	91,8%	81,7%	10,1

Destaques Financeiros

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.	UDM 3T25
Receita Líquida	3.537,4	3.134,7	12,8%	9.375,2	7.651,9	22,5%	12.974,1
Geração	1.636,1	1.603,1	2,1%	4.853,8	4.293,1	13,1%	6.649,3
Comercialização	2.646,3	2.040,5	29,7%	6.328,3	4.476,9	41,4%	8.931,2
Eliminações	(745,0)	(509,0)	46,4%	(1.806,9)	(1.118,1)	61,6%	(2.606,4)
EBITDA Ajustado³	772,7	862,1	-10,4%	2.958,6	2.420,0	22,3%	3.848,5
Geração	840,3	812,2	3,5%	2.865,5	2.284,2	25,4%	3.819,6
Comercialização	(24,9)	81,1	n.a.	193,8	233,4	-17,0%	162,5
Holding e Pipeline	(42,6)	(31,2)	36,8%	(100,6)	(97,6)	3,0%	(133,6)
Margem EBITDA Ajustada	21,8%	27,5%	-5,7 p.p.	31,6%	31,6%	-0,1 p.p.	29,7%
Resultado Líquido	(403,7)	197,2	n.a.	(912,6)	330,9	n.a.	(1.276,1)
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	327,0	419,8	-22,1%	1.290,2	1.322,4	-2,4%	1.818,1
Índice de Conversão de Caixa	42,3%	48,7%	-6,4 p.p.	43,6%	54,6%	-11,0 p.p.	47,2%
Dívida Líquida	19.023,4	12.803,2	48,6%	19.023,4	12.803,2	48,6%	19.023,4
Alavancagem	4,9x	3,7x	1,2x	4,9x	3,7x	1,2x	4,9x

Importante: A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 3T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de setembro 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil Energia S.A. e da Companhia desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de setembro 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.

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

² A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre os nove primeiros meses de 2024 e 2025 deve-se a geração extraordinária no 1S24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

³ Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

Carta da Administração

No dia 30 de outubro, a Medida Provisória 1.304 foi aprovada pelo Congresso e agora aguarda sanção presidencial. Vários tópicos foram abordados, sendo dois especialmente importantes para a Auren. O texto aprovado permite o reembolso dos cortes de geração (*curtailment*) relacionados ao risco para a confiabilidade da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN apurados a partir de setembro de 2023, e determina ao MME que estabeleça o conceito de sobreoferta de energia renovável, que pode endereçar parte do *curtailment* energético. Para a Auren, o *curtailment* por razão de confiabilidade representou cerca de 50% do total de corte de geração reportado desde setembro de 2023, resultando em um impacto negativo estimado em cerca de R\$ 250 milhões. Além disso, o texto estabelece os princípios para a possível renovação de concessões das usinas hidrelétricas. A Auren tem 2.644 MW de capacidade hidrelétrica vencendo em 2032.

O terceiro trimestre de 2025 foi desafiador, com o resultado da Companhia sendo impactado de forma acentuada por questões setoriais como os cortes de geração (*curtailment*) e o deslocamento hidrelétrico (GSF). Por outro lado, a Auren avançou de forma consistente em sua agenda estratégica, com avanços relevantes na integração, na redução adicional das despesas de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros) e no aumento da disponibilidade dos ativos incorporados com a aquisição da AES Brasil.

O foco contínuo nas prioridades estratégicas anunciadas desde a aquisição da AES Brasil permitiu à Auren finalizar o processo de integração em tempo recorde e sem intercorrências, com o descomissionamento dos sistemas advindos da AES Brasil e a conclusão do *Liability Management* com o efetivo pré-pagamento integral do *acquisition finance* e de dívidas de custo financeiro mais elevado durante o mês de setembro. A partir deste momento, a Companhia passa a direcionar seu foco para iniciativas de otimização de processos e melhoria contínua, visando tornar-se uma empresa cada vez mais ágil e eficiente.

A captura de sinergias de PMSO manteve-se em ritmo acelerado, atingindo o patamar de R\$ 58,1 milhões no 3T25, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas previamente. Ao considerar as sinergias capturadas desde a conclusão da aquisição, esse valor já totaliza R\$ 212,1 milhões. A melhora da performance dos ativos eólicos incorporados, por sua vez, também tem contribuído para ganhos importantes, com a disponibilidade média dos parques alcançando 93,3% no 3T25, um aumento de 1,3 p.p. comparado ao 2T25. A Companhia segue comprometida para atingir a disponibilidade de 95% nos ativos incorporados até o final de 2025.

Do ponto de vista regulatório, obtivemos uma conquista importante. No dia 14 de outubro de 2025, foi aprovado em Reunião de Diretoria da ANEEL o direito da CESP de receber indenização no valor de R\$ 498,8 milhões, referente aos investimentos prudentes realizados ao longo das concessões das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna e Jaguari, na data base do término dos respectivos contratos de concessão. Como passo subsequente, caberá ao MME definir a fonte dos recursos para o pagamento da indenização, o cronograma de pagamento e o índice de correção monetária aplicável sobre valor indenizável, temas que também tem sido objeto de discussão no âmbito da Consulta Pública MME nº 190, de 03 de julho de 2025. Nossa expectativa é que essa etapa final seja concluída durante o ano de 2026.

Em uma análise mais detalhada dos resultados do trimestre, os maiores detratores do período foram o *curtailment* e o GSF, ambos registrando níveis superiores às expectativas da Companhia e do mercado em geral. As principais causas foram a retração da demanda do SIN no trimestre, que ficou em 77 GW médios – uma queda de 4% (3 GW médios) em relação ao valor previsto pelo ONS para o período e de 1% (1 GW médio) na comparação com o mesmo trimestre de 2024 – reflexo do inverno mais rigoroso desde 2009, o que acarretou temperaturas médias cerca de 2 °C inferiores às registradas no inverno de 2024 no centro-sul do país. Além da retração da demanda, o GSF e *curtailment* foram influenciados pela maior participação de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e pelo maior despacho termelétrico, devido ao aumento do preço de curto prazo em razão dos novos parâmetros de aversão a risco e à adoção do *Newave* híbrido, e a entrada em operação de capacidade térmica inflexível ao longo do trimestre. O *curtailment* ainda foi agravado pelo período de safra de ventos fortes, típico dos meses de inverno, impactando de forma relevante a geração dos parques eólicos.

Considerando apenas a parcela não-ressarcível do *curtailment*, as restrições no SIN resultaram em cortes da ordem de 19,8% para os ativos eólicos e 31,2% para os ativos solares, totalizando uma restrição total de 5,6 GW médios, 120,3% superior ao observado em 2T25. Neste cenário, destaca-se mais uma vez o portfólio diversificado da Auren. Concebido para lidar com a crescente complexidade do setor elétrico e a maior demanda por flexibilidade, o portfólio da Companhia tem se mostrado resiliente em momentos desafiadores como o 3T25. Durante o trimestre, a composição de nosso portfólio possibilitou a captura de ganhos de modulação no valor de R\$ 66 milhões, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica de preços do mercado, beneficiando-se da maior volatilidade em função de aperfeiçoamentos técnicos nos modelos de formação de preços que, na visão da Companhia, refletem melhor a realidade operativa do SIN. O impacto dos cortes sobre o resultado da companhia no trimestre foi de R\$ 196 milhões versus R\$ 96 milhões no 2T25, resultando em um efeito líquido, descontando-se os ganhos de modulação, de R\$ 130 milhões versus R\$ 56 milhões observado no 2T25. Adicionalmente, o GSF médio do trimestre foi de 65%, abaixo dos 79% registrados no 3T24.

Nesse contexto, a produção de energia dos ativos próprios foi de 3,3 GW médios¹ no 3T25, 1,3% inferior ao mesmo período de 2024. No acumulado dos 9 meses de 2025, a geração totalizou 3,4 GW médios¹, 14,0% acima do 9M24. Vale o destaque

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.

para a geração de energia dos ativos eólicos, cuja produção atingiu 1.511 MW médios¹ no 3T25, 2,5% superior ao mesmo período de 2024. No comparativo com o 3T24, a produção eólica se beneficiou da conclusão do *ramp-up* de Cajuína e Tucano. Nesse cenário desafiador, os ativos eólicos da Companhia produziram 87,3% do percentil 90 (P90) da curva de certificação de produção dos ativos, totalizando 95,3% nos últimos 9 meses. Ao analisar a geração potencial, expurgando o impacto do *curtailment*, a geração totalizaria 1.858 MW médios ou 98,3% do percentil 50 (P50) no 3T25 e 107,4% do percentil 90 (P90), demonstrando a resiliência dos ativos da Companhia.

Em relação ao desempenho financeiro, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 772,7 milhões no 3T25, uma redução de 10,4%, ou R\$ 89,4 milhões, em relação a igual período do ano anterior. Em relação ao 2T25, o EBITDA ajustado caiu 21,2%, explicado principalmente por um impacto mais negativo de *curtailment* (R\$ 196 milhões no 3T25 frente a R\$ 96 milhões no 2T25) e de GSF, dada sazonalidade da geração hidrelétrica e preço *spot* mais elevado. Somado ao EBITDA Ajustado de R\$ 2,2 bilhões alcançado no 6M25, a Companhia apresentou um EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões nos últimos 9 meses, um crescimento de 22,3% em relação a igual período de 2024. Analisando-se os últimos 12 meses, o EBITDA Ajustado proforma é de R\$ 3,8 bilhões. Encerramos o trimestre com alavancagem de 4,9x (Dívida Líquida/EBITDA).

Por último, tendo em vista a otimização de sua operação, a Auren deu início aos atos preparatórios para possível reestruturação societária, prevista para ser concluída em 2027, com o início do processo para obtenção dos *waivers* de credores. A reestruturação contempla (i) a concentração de todos os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP), (ii) a simplificação da estrutura corporativa por meio da redução do número de companhias abertas, e (iii) a maior eficiência na gestão de caixa e alocação do passivo financeiro. Esta iniciativa vem sendo comunicada desde o anúncio da aquisição como uma das avenidas para destravar sinergias adicionais para a Companhia combinada.

Continuamos construtivos em relação aos preços de energia de longo prazo, acreditando que eles devem convergir para o custo marginal de expansão com a diminuição da sobreoferta. Há sinais de que esse movimento já começou, evidenciado pelo aumento da curva futura de preços de energia e pelos valores mais altos em PPAs de longo prazo recentemente assinados. Além disso, analistas de *sell-side* e investidores estão revisando significativamente suas premissas de preço a longo prazo.

A Auren segue confiante na atratividade do setor elétrico brasileiro, contribuindo para sua evolução por meio de discussões técnicas qualificadas, investimentos sustentáveis, inovação e excelência operacional, ao mesmo tempo em que mantém o compromisso de gerar valor consistente para seus acionistas diante dos diferentes cenários apresentados.

Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos clientes, colaboradores, acionistas e parceiros.

Fabio Zanfelice
Diretor Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

O 3T25 foi marcado por um nível elevado de *curtailment* e deslocamento da geração hidrelétrica (GSF) desafiador, ambos impactando negativamente os resultados das geradoras de energia. Os principais fatores que explicam a variação destes indicadores no trimestre foram: (i) a retração da carga do SIN, que totalizou 77 GW médios no 3T25, 4,0% abaixo do valor previsto pelo ONS¹, e 0,9% abaixo do observado no 3T24, (ii) a evolução da matriz energética com a entrada em operação comercial de capacidade térmica inflexível e Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD, (iii) a maior produção eólica, e (iv) o maior despacho termelétrico por ordem de mérito em função de preços de curto prazo mais elevados devido aos novos parâmetros de aversão a risco e a adoção do novo modelo de precificação *Newave* híbrido.

O nível dos reservatórios alcançou 56% da capacidade máxima ao final de setembro, 17 p.p. acima da média dos últimos dez anos e cerca de 6 p.p. acima do mesmo período de 2024. Os últimos dois trimestres de 2025 foram impactados pela carga abaixo do previsto devido à temperaturas abaixo da média, no entanto, o GSF no 3T25 foi mais acentuado do que o observado no 2T25 devido a sazonalidade da produção da fonte hidrelétrica e da fonte eólica. No 3T25, o GSF foi de 65% ante 96% no 2T25 e 79% no 3T24. Os 14 p.p de diferença em relação ao ano passado são explicados pela maior alocação de garantia física no MRE (4p.p) e menor geração hidrelétrica do sistema (10 p.p.).

Em relação à fonte eólica, o *curtailment* total registrado no SIN foi de 20,7% (4,0 GW médios) no 3T25, volume consideravelmente mais elevado que os 11,7% registrados no 2T25 e que os 12,8% reportados no 3T24. Para a fonte solar, o *curtailment* total no SIN foi de 33,1% (1,6 GW médios) no trimestre, superior às restrições de 22,9% e 18,4% no 2T25 e 3T24, respectivamente.

Por fim, o PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 252/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 38%, contra um preço médio de R\$ 170/MWh e volatilidade *intraday* de 31% no 3T24. Mesmo em patamares mais elevados, o PLD SE/CO apresentou um menor nível de descolamento em relação ao submercado Nordeste, com diferença média de R\$ 12/MWh no período, ante R\$ 27/MWh no 3T24 e R\$ 62/MWh no 2T25. Esse menor descolamento pode ser atribuído ao comportamento do PLD horário do submercado Sudeste/Centro-Oeste se aproximando do perfil horário do submercado Nordeste, devido ao maior limite de intercâmbio de energia entre as regiões e à maior participação da fonte solar, impulsionada pelo crescimento da MMGD, no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

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

Climatologia e Energia Natural Afluente

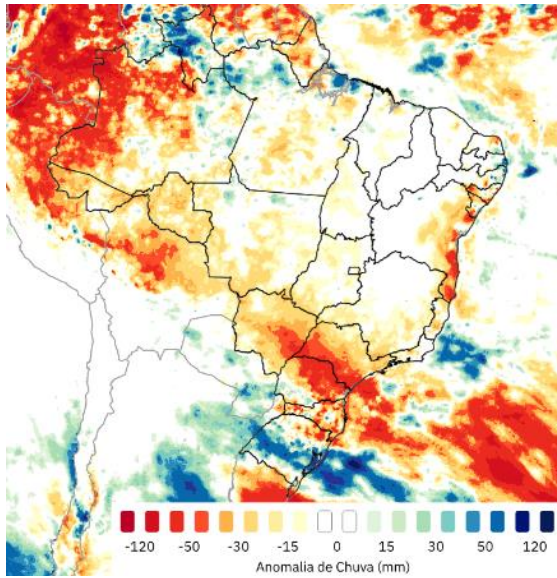
Seguindo a tendência iniciada no segundo trimestre deste ano, as temperaturas se mantiveram, de forma geral, abaixo da média climatológica. O inverno mais frio do que a média se deve, principalmente, à atuação de massas de ar de origem polar no Sul e Sudeste/Centro-Oeste, o que contrasta com o observado em 2024, quando anomalias relacionadas a maiores temperaturas predominaram em grande parte do país.

No segundo e terceiro trimestre de 2025, as temperaturas impactaram significativamente a demanda do SIN, de modo que a carga global do SIN registrada no 3T25 foi de 77 GW médios, uma redução de 4,0% em relação ao valor previsto para o 3T25 pelo ONS. Na comparação com o 3T24, a carga apresentou uma queda de 0,9% e, em relação ao 2T25, foi inferior em 2,5%.

¹ Segundo o Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2025-2029, publicado em dezembro de 2024.

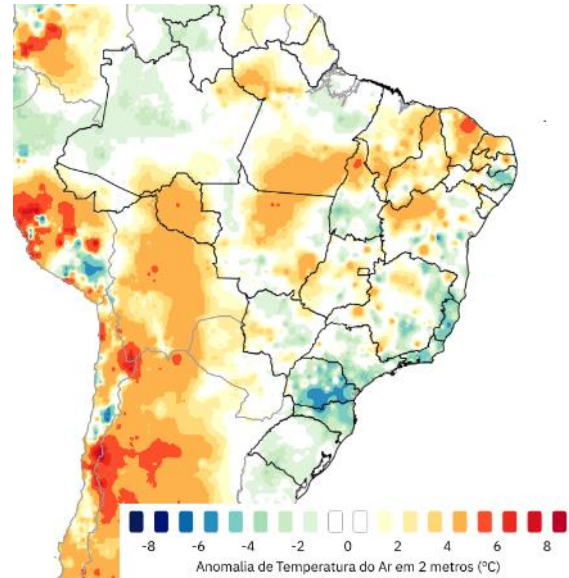
| Figuras 1 e 2 | Anomalias de Precipitação e de Temperatura Média do Ar no 3T25

Figura 1



Fonte: TempoOK

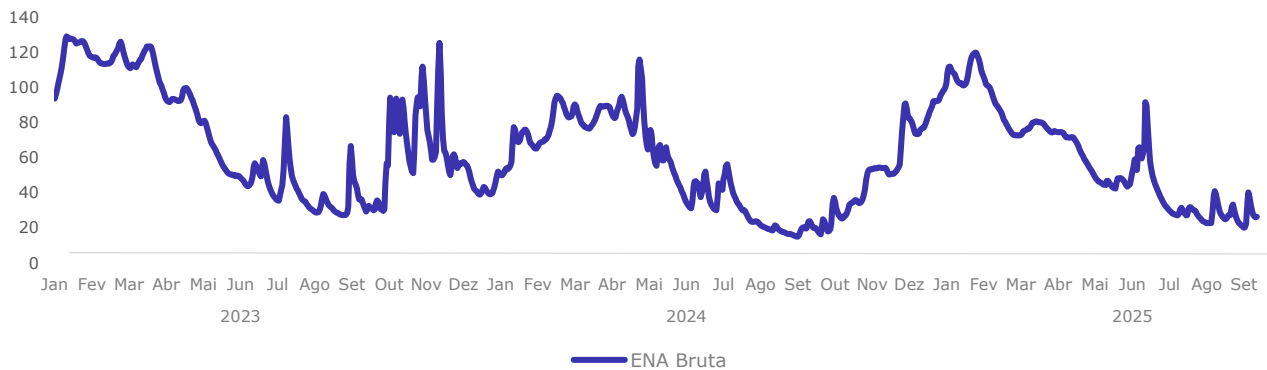
Figura 2



Fonte: SAMet/Tempo OK

O submercado Sudeste/Centro-Oeste registrou, no 3T25, uma ENA bruta de 71% da MLT (ante 55% no 3T24) enquanto os submercados Nordeste e Norte registraram, respectivamente, 45% e 65% da MLT. Em contraste, o subsistema Sul apresentou um trimestre com chuvas acima da média climatológica em algumas áreas – condição associada à concentração de frentes frias na região –, resultando em uma ENA de 108% da MLT neste submercado.

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



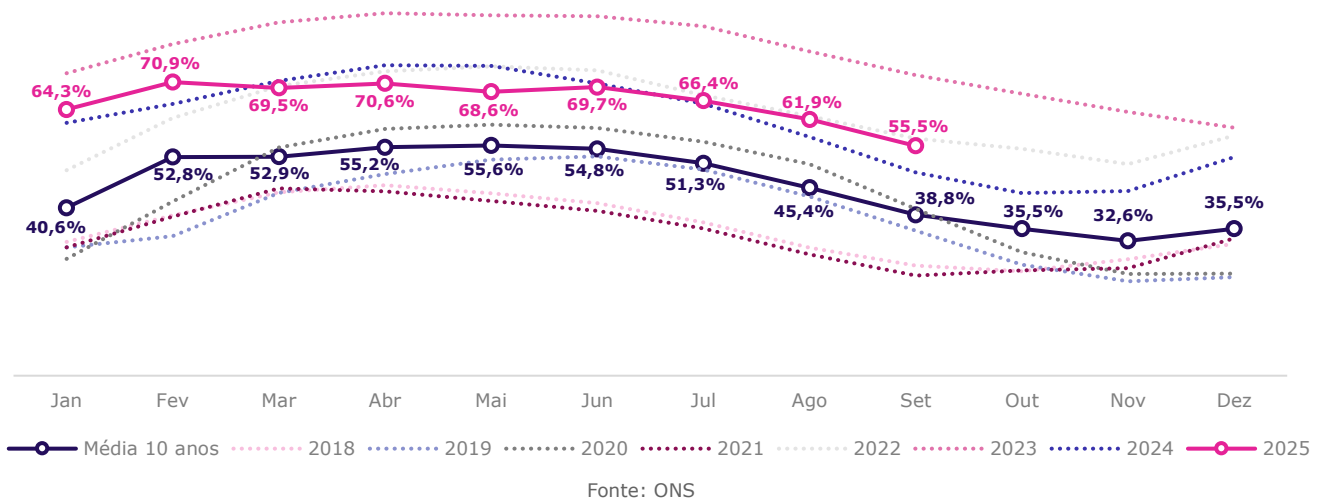
ga/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
2023	116%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	102%	165%	153%	65%	95%	98%
2024	59%	66%	71%	86%	95%	72%	85%	57%	50%	64%	97%	101%	66%	72%
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	74%	-	-	-	79%	81%

Fonte: ONS

Reservatórios, Balanço Energético e GSF

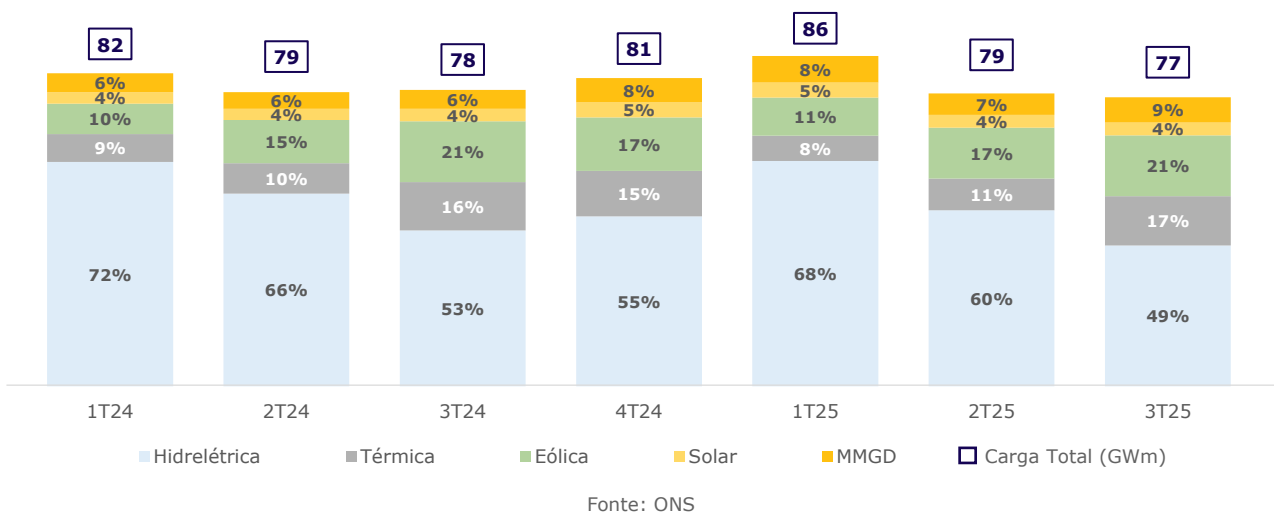
A adoção de novos parâmetros de aversão a risco e do modelo *Newave* híbrido levaram a um maior despacho termelétrico por ordem de mérito ao longo dos primeiros nove meses de 2025 que, somado a uma maior ENA e à expansão da MMGD no período, resultou em um nível de armazenamento de 56% ao final do 3T25. Este nível é 17 p.p. acima da média dos últimos dez anos e cerca de 6 p.p. acima do mesmo período de 2024. Na comparação com o restante do ano, o indicador apresentou queda no terceiro trimestre, compatível com a sazonalidade do período hidrológico seco.

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



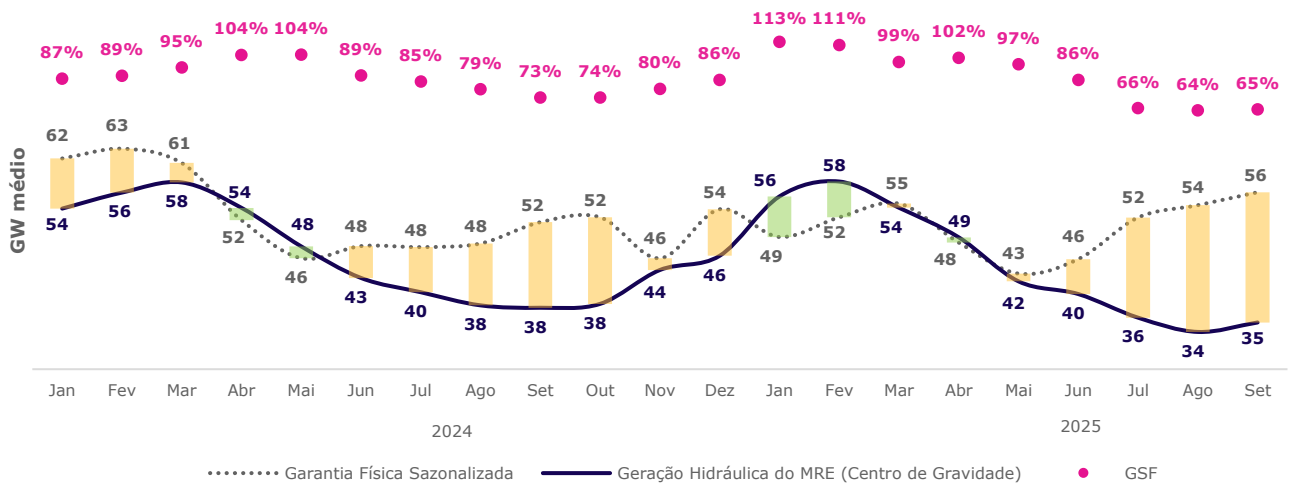
A geração solar, impulsionada pelo crescimento da MMGD, seguiu ampliando sua participação no atendimento à carga do sistema, tendo contribuído com 10,0 GW médios (aproximadamente 13% da carga) no período, ante 8,3 GW médios (cerca de 11% da carga) no 3T24. Além disso, no mesmo período, houve menor despacho hidrelétrico, o que fez com que a parcela da demanda atendida por essa fonte recuasse 4 p.p. em relação ao mesmo período de 2024 (Gráfico 3).

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



Além da desaceleração do deplecionamento dos níveis dos reservatórios, o volume de garantia física alocada no MRE neste trimestre foi maior se comparado ao mesmo período de 2024 (51 GW médios no 3T25 vs. 48 GW médios no 3T24), o que aumentou a base de referência e, por consequência, intensificou a queda do GSF, conforme indicado no Gráfico 4. Com isso, o valor médio do GSF observado no 3T25 foi 65% vs. 79% no 3T24. A diferença de 14 p.p. em relação ao ano passado é explicada pela maior alocação de garantia física no MRE (4 p.p.) e menor geração hidrelétrica do sistema (10 p.p.).

| Gráfico 4 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	80%	92%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	73%	80%	86%	79%	89%
2025	113%	111%	99%	102%	97%	86%	66%	64%	65%	-	-	-	65%	88%

Fonte: CCEE

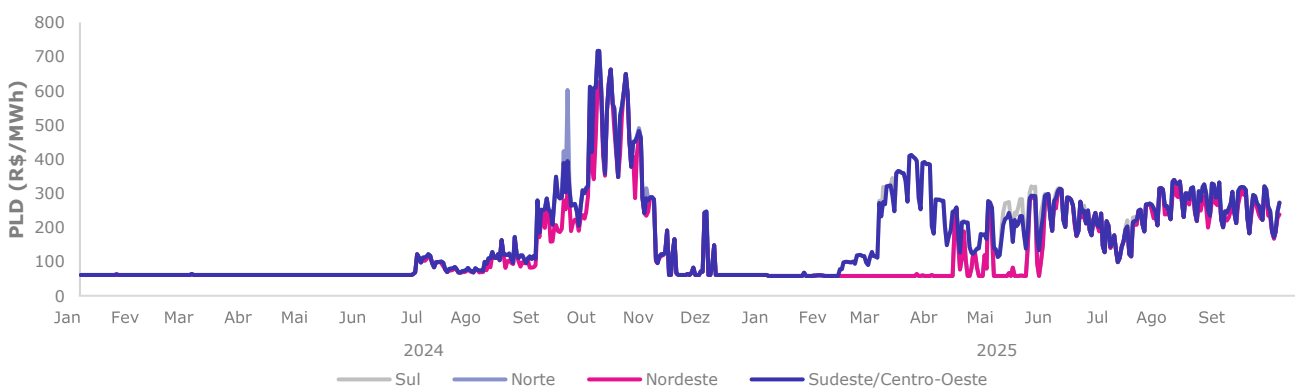
Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 252/MWh no trimestre, ante um preço médio de R\$ 170/MWh no 3T24. A manutenção de preços em patamares elevados ao longo do terceiro trimestre, mesmo diante de níveis de armazenamento superiores e de uma condição hidrológica mais favorável em comparação ao ano anterior, evidencia o impacto dos novos parâmetros de aversão a risco introduzidos na cadeia de modelos de formação de preços com o objetivo de aumentar a segurança sistêmica.

Apesar do patamar mais elevado do PLD, o 3T25 apresentou uma redução no descolamento de preços entre os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com diferença média de R\$ 12/MWh, frente aos R\$ 27/MWh observados no mesmo período de 2024 e R\$ 62/MWh no 2T25.

Esse comportamento pode ser atribuído à maior frequência de vales de preços durante o período de sobreoferta registrados no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Em 2024, esse padrão era observado predominantemente no Nordeste. Tal convergência evidencia o aumento da oferta nos horários próximos ao meio-dia na região Sudeste/Centro-Oeste, impulsionado pelo crescimento da MMGD, além do aumento nos limites de intercâmbio de energia entre as regiões.

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



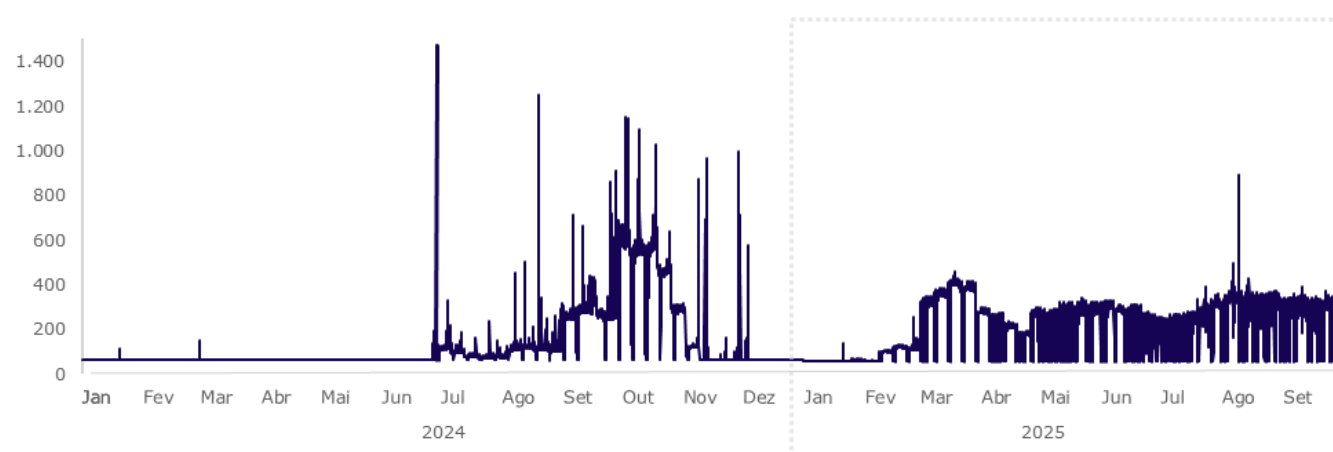
PLD por Submercado (R\$/MWh)	3T			9M		
	2025	2024	Var.	2025	2024	Var.
SE/CO	252,4	169,7	82,7	210,7	98,1	112,6
Sul	253,0	169,7	83,3	214,1	98,2	116,0
Nordeste	240,0	142,7	97,2	151,6	89,1	62,6
Norte	251,0	172,6	78,4	155,5	99,1	56,4

Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo do dia, os efeitos mais significativos de alta do PLD são tipicamente registrados entre o final da tarde e o início da noite. Nesses horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a oferta de energia diminui em função da redução total da geração solar, resultando em um aumento dos preços. O inverso ocorre nos horários próximos ao meio-dia, onde há uma redução considerável da carga líquida diante da elevada geração intermitente, levando o PLD a patamares menores.

Conforme ilustrado no Gráfico 6, o terceiro trimestre de 2025 apresentou maior estabilidade de preços em comparação ao mesmo período de 2024, quando o PLD médio se manteve em patamares mais baixos e começou a aumentar a partir de setembro. A volatilidade *intraday* dos preços no submercado Sudeste/Centro-Oeste no 3T25 foi de 38%, superior aos 31% registrados em 2024, principalmente em função da entrada da MMGD que tem levado preços a patamares mais baixos no período da manhã em comparação a 2024. Em 2025 os preços se comportaram de forma mais homogênea ao longo do trimestre, oscilando dentro de uma faixa mais estreita, entre R\$ 210/MWh e R\$ 287/MWh.

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



PLD Médio (SE/CO)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
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	72,7	70,3
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	169,7	98,1
2025	59,2	93,7	327,3	202,2	212,6	234,7	210,0	287,2	260,4	-	-	-	252,4	210,7

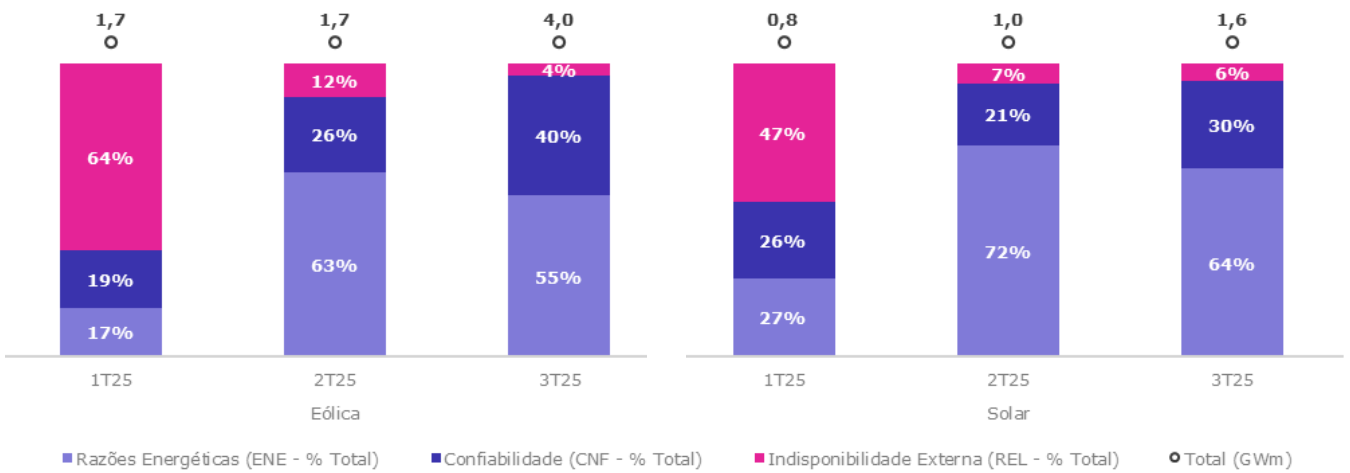
Fonte: CCEE

Curtailment

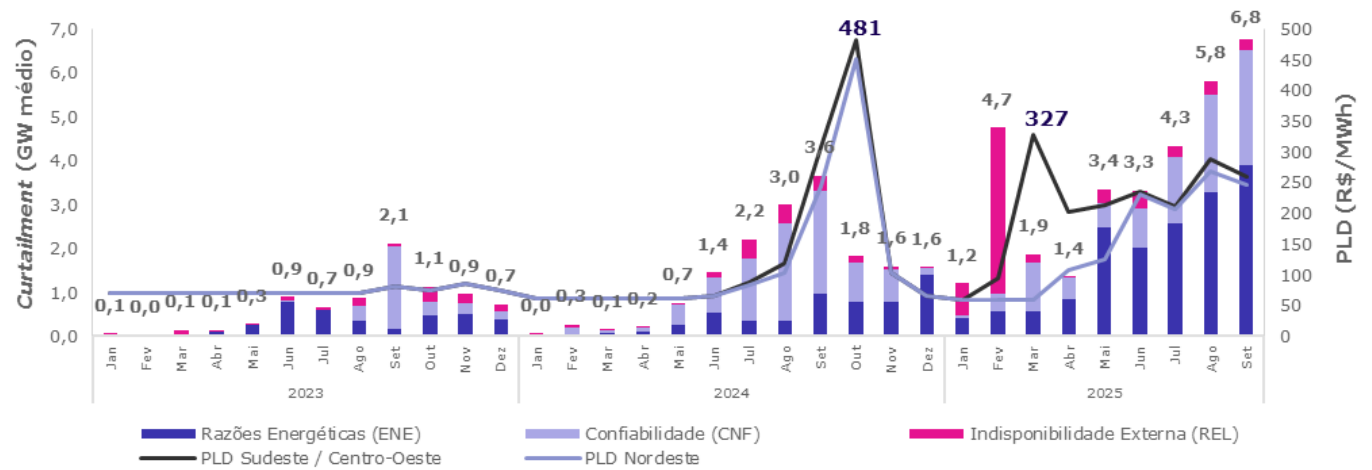
Por fim, considerando dados do ONS, o 3T25 registrou uma média de cortes totais (*curtailment*) sobre a geração total do SIN na ordem de 20,7% (4,0 GW médios) para a fonte eólica e 33,1% (1,6 GW médios) para a fonte solar. Se desconsiderarmos os eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passíveis de ressarcimento, os cortes atingiram 19,8% (3,8 GW médios) para a fonte eólica e 31,2% (1,5 GW médios) para a fonte solar.

Assim como no trimestre anterior, a maior parte da restrição de geração no 3T25 foi atribuída à Razão Energética (64%) – condição diretamente relacionada à combinação da baixa demanda, como consequência das temperaturas mais amenas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com a elevada disponibilidade de recursos eólicos no Nordeste, aumento da capacidade térmica e de MMGD, e mudança dos parâmetros de aversão a risco do ONS. A trajetória de cortes foi crescente ao longo do trimestre, com o mês de setembro registrando o maior percentual de *curtailment*, impulsionado pelo pico da safra dos ventos.

| Gráfico 7 | Participação Percentual dos Cortes por Motivo (% Total)



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



Fonte: ONS/CCEE

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

Desempenho por Unidade de Negócio

Geração

Em setembro de 2025, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.800 MW, dos quais 4.746 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.178 MW correspondem à fonte eólica e 876 MWac correspondem à fonte solar. Ao longo deste capítulo, a Companhia apresenta o Balanço Energético do segmento de geração, seu desempenho operacional e respectivos resultados financeiros.

Balanço Energético do Segmento de Geração

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

A estratégia de comercialização da Auren resulta em um portfólio com alto nível de contratação de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual no médio e longo prazo. Nesse sentido, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 97% do portfólio consolidado, 94% 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 do MRE (GSF) apenas para o período já realizado (9M25). Nos demais períodos, os valores são brutos de GSF e *curtailment*. No segmento de geração, a Companhia adquire energia de terceiros visando a gestão do portfólio com a variação de geração, atendendo vendas de energia dos ativos de geração, exposições ao MRE e possíveis compensações associadas ao *curtailment*.

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

As principais variações no Balanço Energético do 3T25 são:

- 36 MW médios de autoprodução por arrendamento do projeto Solar Sol de Jaíba foram incorporados no volume vendido do ACL Solar com a conclusão da transação após o cumprimento das condições precedentes. Esse contrato tem início de suprimento em outubro de 2025 e vigência até dezembro de 2030. A receita do arrendamento está refletida no Balanço Energético pelo preço equivalente unitário, calculado com base na garantia física alocada ao cliente.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios, com preço baseado em dólares, do segmento de geração para o segmento de comercialização, realizada através da celebração contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e do *hedge* no mesmo veículo. Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de geração de R\$ 49,0 milhões no 3T25, em linha com o efeito já anunciado de aproximadamente R\$ 100 milhões para o ano de 2025, conforme detalhado no [Release de Resultados 2T25](#). No ano de 2026, essa cessão terá impacto positivo de R\$ 103 milhões para a geradora e negativo na mesma magnitude para o segmento de comercialização. O impacto dessa cessão é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia.

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

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos Próprios (A)	3.545	3.715	3.776	3.776	3.776	3.776
Garantia Física Hidrelétrica ¹	1.857	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027
Garantia Física Eólica ^{2,5}	1.455	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar	233	233	233	233	233	233
Compras para revenda (B)	1.028	595	498	470	386	386
Convencional	401	137	119	91	6	6
Incentivada	628	459	379	379	380	380
Recursos Totais (C = A+B)	4.573	4.311	4.274	4.246	4.162	4.162
Vendas no ACR (D)	1.084	1.084	1.084	1.190	1.084	1.084
Hidrelétrica	230	230	230	336	230	230
Eólica	788	788	788	788	788	788
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	3.241	2.746	2.467	2.249	1.677	1.416
Hidrelétrica ³	2.377	2.008	1.745	1.528	956	695
Eólica	691	587	587	587	587	587
Solar	173	152	134	134	134	134
Vendas Totais (F = D+E)	4.325	3.830	3.550	3.438	2.761	2.500
Balanço Geração (C - F)	248	480	724	808	1.401	1.662
Convencional	147	262	470	466	1.035	1.284
Incentivada	101	218	254	341	366	379
Preços (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio de Venda³	196	192	201	202	211	218
ACR	265	274	275	273	275	275
Hidrelétrica	302	311	312	293	312	312
Eólica	248	257	257	257	257	257
Solar	339	352	352	352	352	352
ACL	172	159	168	165	170	175
Hidrelétrica	160	142	154	147	148	150
Eólica	204	205	206	204	200	201
Solar ⁶	210	204	195	191	190	187
Preço Médio de Compra⁴	185	184	176	173	177	177
Convencional	206	144	141	132	132	132
Incentivada	172	196	187	183	177	178

¹ Os valores consideram: (a) a Garantia Física (GF) dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 30 de setembro de 2025, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) que a exposição dos primeiros nove meses de 2025 foi integralmente liquidada ao PLD; e (e) a garantia física sujeita a GSF é de 1.782 até 2028, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera - em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,62/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, Data base: 01 de janeiro 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 outubro de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,32 (BRL/USD).

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

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

Desempenho Operacional da Geração

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

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

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Geração (MW médios)					
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Hidrelétrica ¹	4.198	1.589,4	1.663,7	-4,5%	1.979,9	1.763,1	12,3%
Eólica ²	3.178	1.510,5	1.473,7	2,5%	1.263,4	1.106,3	14,2%
Solar ²	876	163,2	168,8	-3,3%	170,8	124,8	36,8%
Total Próprios	8.253	3.263,1	3.306,2	-1,3%	3.414,1	2.994,2	14,0%
Participações ³	548	346,9	349,0	-0,6%	243,8	372,3	-34,5%
Total Próprios e Participações	8.800	3.610,0	3.655,2	-1,2%	3.657,9	3.366,5	8,7%

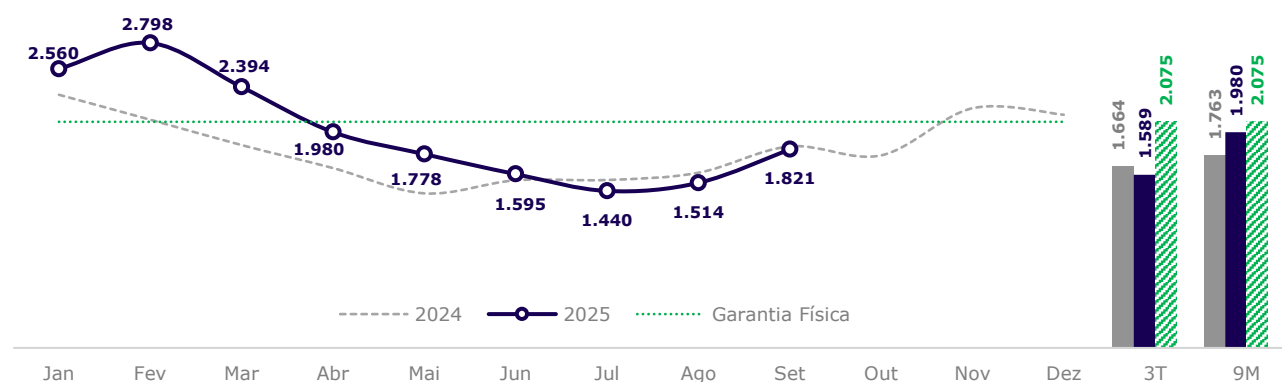
Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,6 GW médios no terceiro trimestre de 2025 representando uma queda de 4,5% em relação ao mesmo período do ano anterior (1,7 GW médios no 3T24) e um volume de energia gerado 23,2% abaixo da garantia física dos empreendimentos. Esse desempenho é reflexo do menor despacho das usinas hidrelétricas da Companhia, principalmente em função dos níveis de carga registrados no período, além de outros fatores mencionados na seção Mercado de Energia deste documento.

No acumulado dos nove primeiros meses de 2025 (9M25), a produção atingiu 2,0 GW médios, um crescimento de 12,3% frente ao mesmo período de 2024 (1,8 GW médios). Esse desempenho positivo foi impulsionado principalmente pela melhor hidrologia registrada no primeiro trimestre de 2025, quando a ENA alcançou 84% da MLT, em comparação a 65% no 1T24. Esse cenário mais favorável no início do ano permitiu elevar os níveis de armazenamento dos reservatórios, oferecendo maior flexibilidade operativa para o despacho das usinas ao longo dos meses seguintes.

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

| Gráfico 9 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)⁴



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

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

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

⁴ Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

Conforme demonstrado na Tabela 4, ao final do 3T25, o Índice de Disponibilidade Verificada¹ manteve-se acima dos valores de referência da ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio: Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava, que juntas representam 78,5% da capacidade hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos índices ainda se encontram abaixo das referências, a menor disponibilidade reflete eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, como manutenções ou intercorrências específicas. A Companhia estabeleceu um plano de revisão de manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade dos ativos aos níveis adequados.

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

Estado	Hidrelétrica	Cap. Instalada (MW)	Geração (MW médios)						% Garantia Física ² 3T25	Disponibilidade Verificada ¹ Setembro/25	Índice Ref. ANEEL
			3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.			
	UHE Porto Primavera	1.540	771,8	822,8	-6,2%	896,1	828,4	8,2%	-13,0%	96,1%	92,3%
	UHE Água Vermelha	1.396	482,0	571,8	-15,7%	637,5	587,5	8,5%	-30,6%	96,6%	93,9%
	UHE Nova Avanhandava	347	86,4	64,9	33,2%	120,6	82,8	45,6%	-31,1%	95,8%	94,8%
	UHE Promissão	264	62,6	50,5	23,9%	88,5	63,1	40,2%	-33,4%	90,9%	94,8%
SP	UHE Bariri	143	37,2	28,2	32,2%	54,4	43,6	24,7%	-37,5%	91,9%	93,4%
	UHE Barra Bonita	141	34,1	26,7	27,6%	38,1	31,1	22,7%	-27,0%	87,6%	94,6%
	UHE Ibitinga	132	40,8	32,9	24,1%	58,8	49,4	19,0%	-38,9%	96,9%	93,8%
	UHE Euclides da Cunha	109	32,7	30,2	8,2%	39,4	36,9	6,8%	-30,6%	96,8%	94,6%
	UHE Caconde	80	31,1	25,5	21,9%	31,0	26,2	18,3%	-4,4%	94,3%	94,6%
	UHE Limoeiro	32	9,2	8,8	4,1%	12,0	10,8	11,5%	-35,7%	96,1%	94,6%
Total		4.184	1587,9	1662,3	-4,5%	1976,5	1759,8	12,3%	-23,2%	-	-

Eólica

A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento após atingimento da franquia, atingiu 1.510,5 MW médios no 3T25, 2,5% superior ao 3T24 (1.473,7 MW médios). No ano, a produção de energia atingiu 1.263,4 MW médios, 14,2% superior a 2024 em função, principalmente, da entrada em operação completa dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína e da melhor performance dos demais ativos, parcialmente compensados pelos cortes de geração. Com um cenário de *curtailment* elevado, o volume de energia produzido somado à restrição por REL foi de 87,3% da P90 no trimestre, conforme apresentado na Tabela 5 a seguir. Nos nove primeiros meses do ano, a geração somada à energia passível de ressarcimento atingiu 95,3% da P90.

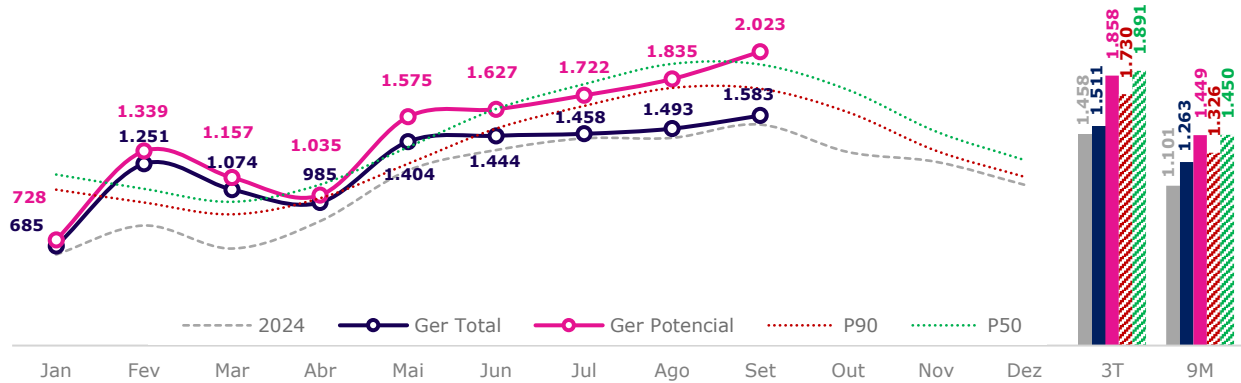
No Gráfico 10, é apresentada a evolução mensal da (i) geração total – que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica passível de ressarcimento; (ii) geração potencial – que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições do ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

O destaque do terceiro trimestre foi o mês de setembro, quando a geração potencial de energia foi 104,5% da certificação P50 e 114,4% da P90, em função do recurso eólico favorável e da boa performance dos aerogeradores. Os meses de julho e agosto, mesmo com o recurso eólico abaixo da certificação, tiveram geração potencial de 104,4% e 103,5% da P90, respectivamente. No trimestre, a geração potencial foi de 107,4% da P90 e 98,3% da P50, reforçando a elevada resiliência operacional dos ativos eólicos, com desempenho alinhado às premissas da certificação P50.

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

² Variação percentual da geração em relação à garantia física do ativo.

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



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	1.458	1.101
Geração 2025	681	1.075	1.062	985	1.394	1.412	1.444	1.480	1.573	-	-	-	1.498	1.235
Geração Total 2025 ¹	685	1.251	1.074	985	1.404	1.444	1.458	1.493	1.583	-	-	-	1.511	1.263
Geração Potencial 2025 ²	728	1.339	1.157	1.035	1.575	1.627	1.722	1.835	2.023	-	-	-	1.858	1.449

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

Estado	Complexos Eólicos	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						% de Referência (com REL)			
		3T25		3T24		Var.		P90		P50	
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.	3T25	9M25	3T25	9M25
PI	Ventos do Araripe III	225,0	230,4	-2,3%	167,6	164,5	1,9%	-7,0%	-0,5%	-12,1%	-6,0%
	Ventos do Piauí II	135,8	148,5	-8,6%	104,1	110,4	-5,7%	-0,3%	0,8%	-7,1%	-6,1%
	Ventos do Araripe I	110,7	114,9	-3,7%	83,8	86,3	-2,9%	-9,0%	-3,2%	-16,9%	-11,6%
	Ventos do Piauí III	130,2	144,6	-9,9%	99,4	99,8	-0,4%	-1,3%	0,5%	-8,3%	-6,6%
	Ventos do Piauí I	137,0	135,2	1,4%	101,4	97,0	4,4%	-1,3%	3,5%	-6,7%	-2,1%
PE	Caetés	62,8	83,6	-24,9%	68,3	70,2	-2,7%	-30,4%	-12,3%	-36,7%	-20,2%
RN	Cajuína	287,6	148,2	94,1%	268,2	125,1	114,4%	-21,2%	-5,2%	-31,3%	-17,4%
	Ventus	33,0	38,1	-13,3%	32,4	29,5	9,7%	-42,5%	-21,6%	-47,9%	-29,0%
	Salinas	23,9	15,2	57,3%	16,3	12,0	35,9%	2,4%	-3,9%	-5,8%	-11,6%
CE	Mandacaru	27,7	44,2	-37,3%	20,0	27,6	-27,6%	-37,7%	-28,9%	-45,8%	-38,2%
BA	Alto Sertão II	182,2	197,0	-7,5%	162,6	153,0	6,2%	-9,4%	-0,1%	-15,7%	-7,0%
	Tucano	137,3	151,7	-9,4%	121,6	108,0	12,7%	-11,8%	-14,1%	-18,4%	-20,5%
RS	Cassino	17,2	22,1	-22,2%	17,8	23,0	-22,7%	-22,2%	-9,5%	-29,1%	-17,5%
Total		1.510,5	1.473,7	2,5%	1.263,4	1.106,3	14,2%	-12,7%	-4,7%	-20,1%	-12,9%

O 3T25 marcou mais uma etapa na trajetória de maturação operacional dos parques incorporados, refletindo a consolidação do plano técnico de recuperação implementado ao longo do ano. As ações de manutenção preventiva e preditiva, associadas ao fortalecimento da governança de operação e à gestão integrada dos equipamentos em estoque, vêm garantindo maior

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

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

confiabilidade aos ativos e reduzindo gradualmente o tempo médio de indisponibilidade dos aerogeradores. A estratégia também contempla o aperfeiçoamento contínuo dos procedimentos de campo, assegurando maior estabilidade dos aerogeradores e extraindo o máximo potencial energético de cada parque.

Conforme apresentado na Tabela 6, a disponibilidade média dos ativos incorporados alcançou 93,3%, um avanço de 2,1 p.p. em relação ao mesmo período de 2024 e 1,3 p.p. em relação ao 2T25, comprovando a recuperação observada ao longo do ano. A disponibilidade média considerando todos os ativos eólicos da Companhia atingiu 94,8%, incremento de 1,5 p.p. na comparação anual. Considerando o acumulado de nove meses, os ganhos são ainda mais expressivos, com aumento de 10,1 p.p. nos ativos incorporados e 7,2 p.p. no portfólio total, evidenciando a efetividade das ações estruturantes de O&M e a consolidação de uma operação cada vez mais eficiente e padronizada.

Entre os destaques, os complexos Cajuína, Ventos do Araripe III, Ventos do Piauí I, II e III, Salinas e Alto Sertão II mantiveram a disponibilidade média acima de 95%, reforçando a consistência e eficiência operacional da Companhia. Cajuína, em especial, evidencia recuperação sólida e sustentada desde a sua integração, acumulando avanços de 8,7 p.p. no 3T25 e 21,4 p.p. nos 9M25 se comparado aos mesmos períodos de 2024, resultado direto do conjunto de intervenções técnicas implementadas e da maior estabilidade operacional observada no trimestre.

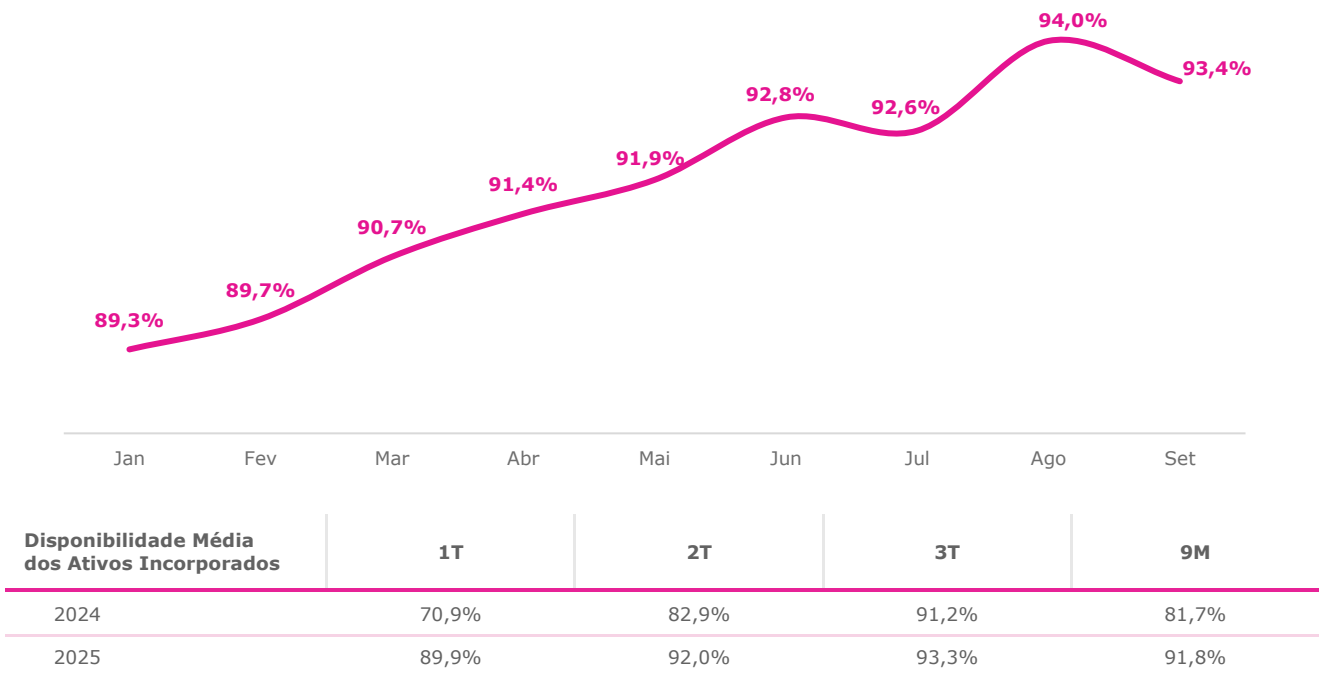
Nos ativos Tucano, Mandacaru e Cassino, o trimestre reflete a continuidade das intervenções corretivas e a consequente retomada gradual dos aerogeradores parados. Ao longo do trimestre, Tucano manteve a tendência de recuperação após a substituição de eixos rápidos e inspeções estruturais, enquanto Mandacaru registrou um avanço relevante na disponibilidade ao longo do trimestre, com o retorno progressivo de aerogeradores à operação – conforme o cronograma técnico planejado para o ciclo 2025. Em Cassino, por sua vez, a transição do modelo de operação e manutenção gerou um aumento no volume de inspeções de fim de contrato em setembro, influenciando diretamente no resultado da disponibilidade no trimestre.

| Tabela 6 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	3T25	3T24	Var. (p.p)	9M25	9M24	Var. (p.p)
PI	Ventos do Araripe III	358	97,4%	97,6%	-0,2	97,3%	96,1%	1,1
	Ventos do Piauí II	211	99,1%	99,0%	0,1	96,7%	98,6%	-1,9
	Ventos do Araripe I	210	89,6%	89,5%	0,1	90,6%	76,1%	14,5
	Ventos do Piauí III	207	99,0%	98,3%	0,6	97,6%	95,2%	2,5
	Ventos do Piauí I	206	96,8%	97,6%	-0,8	97,2%	97,1%	0,1
PE	Caetés	182	95,9%	96,0%	-0,1	94,4%	93,0%	1,4
	Cajuína	686	96,4%	87,7%	8,7	94,4%	73,1%	21,4
RN	Ventus	187	94,6%	90,9%	3,6	92,5%	89,7%	2,7
	Salinas	50	95,8%	94,6%	1,2	94,9%	95,7%	-0,8
CE	Mandacaru	108	74,0%	82,6%	-8,6	69,6%	83,0%	-13,4
BA	Alto Sertão II	386	97,6%	97,5%	0,1	97,5%	94,8%	2,7
	Tucano	322	89,6%	90,9%	-1,3	85,1%	71,1%	13,9
RS	Cassino	64	86,0%	98,3%	-12,3	91,0%	97,7%	-6,7
Disponibilidade Média			94,8%	93,3%	1,5	93,5%	86,3%	7,2
Disponibilidade Média Ativos Incorporados			93,3%	91,2%	2,1	91,8%	81,7%	10,1

A condução do plano técnico de recuperação dos ativos eólicos tem promovido avanços consistentes na confiabilidade e no desempenho operacional dos complexos, sustentando uma trajetória de crescimento contínuo da disponibilidade ao longo do ano. Embora os meses de julho e setembro apresentem pequenas oscilações pontuais, tais variações não comprometem a tendência geral de recuperação, que permanece positiva e em linha com a consolidação da performance esperada para 2025. No Gráfico 11, observa-se a tendência da recuperação gradual do indicador.

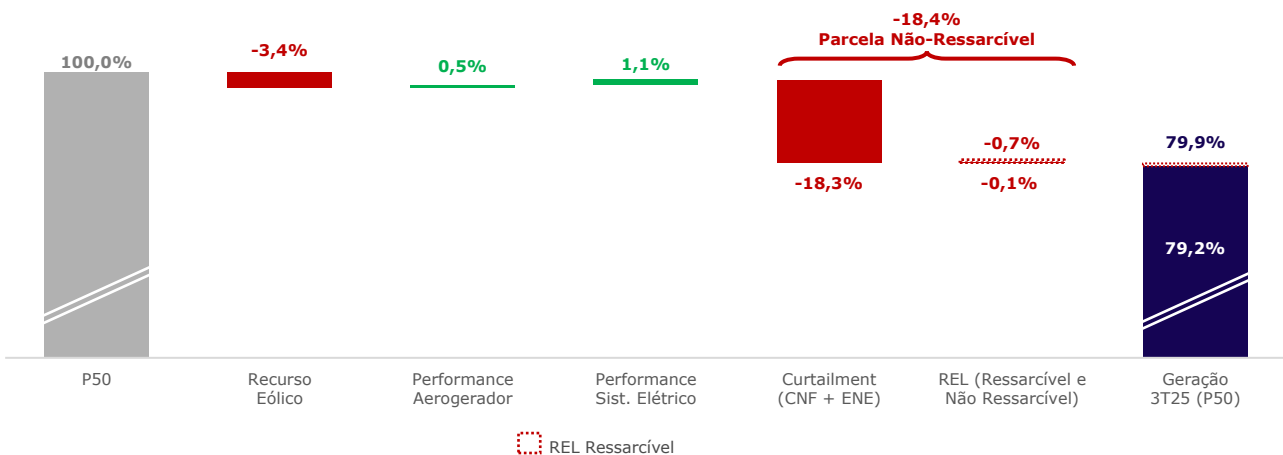
| Gráfico 11 | Evolução Anual da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados



A produção de energia do portfólio eólico consolidado alcançou 79,9% do P50 e 87,3% do P90 no trimestre. O principal ofensor do desempenho foi o *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 19,1 p.p. – sendo 18,4 p.p. relativos à parcela não ressarcível e 0,7 p.p. da ressarcível. Adicionalmente, o período também foi impactado pela menor disponibilidade de recurso eólico, conforme Gráfico 12.

Apesar do cenário desafiador, os ganhos operacionais conquistados ao longo do ano foram preservados, evidenciando a continuidade da melhoria estrutural dos ativos e a maior estabilidade dos indicadores sob gestão direta da Companhia.

| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 3T25 (P50 em base 100)¹

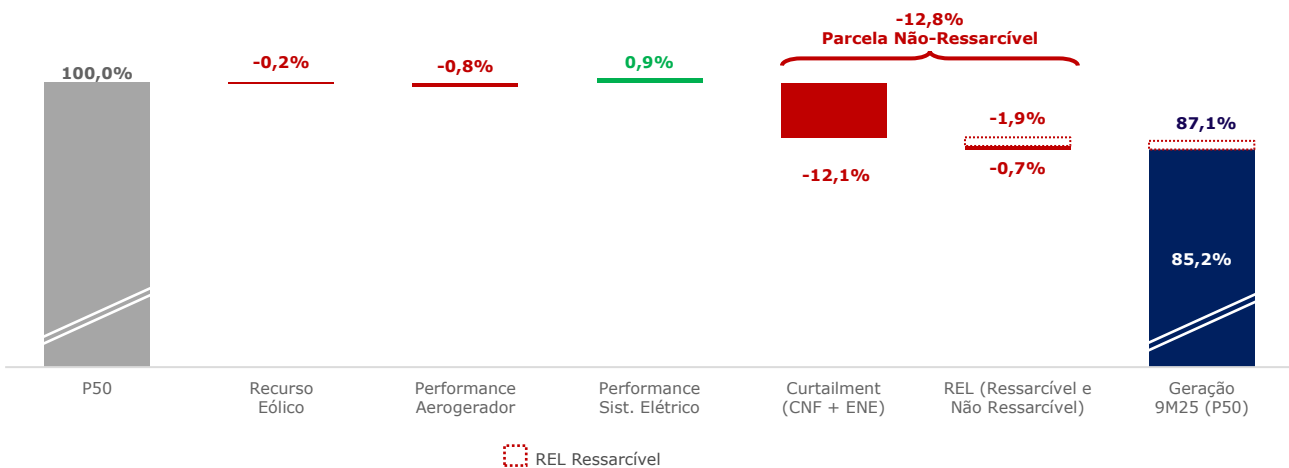


Nos nove primeiros meses de 2025, o portfólio eólico consolidado alcançou 87,1% do P50 e 95,3% do P90. Assim como no trimestre, o *curtailment* também influenciou a produção de energia no acumulado do ano, representando uma redução de 14,7 p.p. em relação ao P50 – sendo 12,8 p.p. não-ressarcível e 1,9 p.p. passível de ressarcimento, conforme Gráfico 13.

A performance dos aerogeradores apresentou leve variação negativa no período, refletindo principalmente a menor disponibilidade no 1T25, quando foram concentradas diversas manutenções para recuperação da performance dos ativos. Importante destacar que os resultados mais recentes já evidenciam uma trajetória de recuperação progressiva consistente desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024.

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

| Gráfico 13 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 9M25 (P50 em base 100)¹



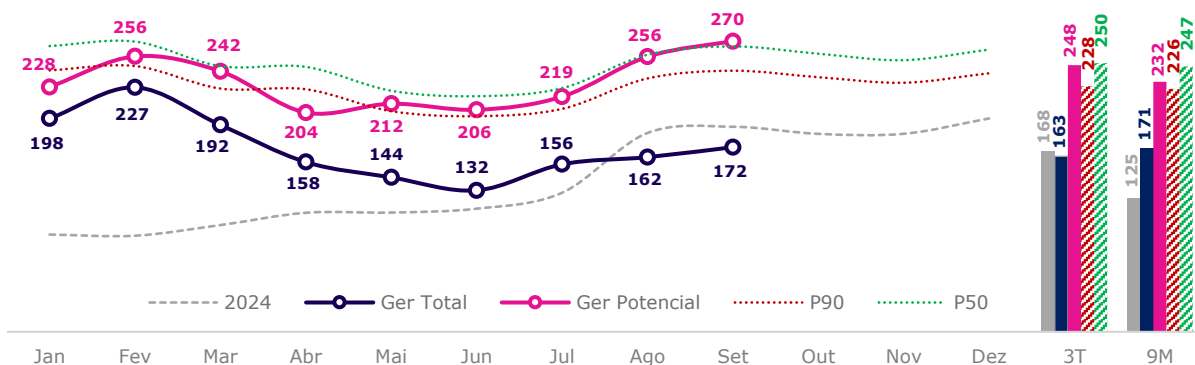
As ações implementadas desde o início do ano – voltadas ao aumento da confiabilidade e eficiência operacional – seguem sustentando resultados consistentes em performance técnica e disponibilidade, reforçando a resiliência do portfólio frente às variações externas. A Companhia mantém o foco na execução das alavancas de performance em andamento, consolidando a trajetória de recuperação e fortalecimento da operação eólica.

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 163,2 MW médios no 3T25, 3,3% inferior ao 3T24 (168,8 MW médios). Em relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 28,5% e, frente à expectativa de geração média (P50), inferior em 34,6%, influenciada principalmente por restrições de geração (*curtailment*).

O Gráfico 14 apresenta a evolução mensal da (i) geração total – que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial – que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições impostas pelo ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

| Gráfico 14 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



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

MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
Geração 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	168	125
Geração 2025	198	196	187	158	139	124	148	158	157	-	-	-	155	163
Geração Total ¹ 2025	198	227	192	158	144	132	156	162	172	-	-	-	163	171
Geração Potencial ² 2025	228	256	242	204	212	206	219	256	270	-	-	-	248	232

No 3T25, o portfólio solar da Companhia registrou produção total de energia de 163,2 MW médios, 3,3% inferior ao mesmo período de 2024, conforme Tabela 7. Ainda assim, no acumulado dos nove primeiros meses do ano, observa-se um crescimento expressivo de 36,8%, impulsionado pelo *ramp-up* das usinas cuja construção foi concluída em 2024 (Sol de Jaíba e Água Vermelha VII) e pela resiliência operacional dos ativos existentes.

Apesar da evolução operacional dos ativos, a performance do trimestre foi impactada por um nível elevado de *curtailment*. Mesmo com infraestrutura operacional disponível e condições técnicas adequadas, parte relevante da geração potencial deixou de ser entregue ao sistema em função de uma demanda inferior ao esperado para o período – conforme mencionado na seção [Mercado de Energia](#) – pressionando os resultados frente aos referenciais certificados. Neste cenário, a Auren permanece comprometida com a excelência operacional, a maximização da eficiência de seus ativos solares e a continuidade das ações de otimização, reforçando a resiliência e maturidade do portfólio solar frente aos desafios do setor.

| Tabela 7 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

Estado	Complexos Solares	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						% de Referência com REL			
		3T25		3T24		Var.		P90		P50	
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.	3T25	9M25	3T25	9M25
MG	Sol do Jaíba	95,5	96,8	-1,3%	99,6	52,0	91,4%	-36,3%	-31,4%	-42,8%	-38,4%
	Guaimbê	26,3	27,6	-4,6%	26,3	29,5	-10,9%	-7,5%	-9,1%	-10,1%	-11,7%
SP	Água Vermelha Solar	14,1	14,3	-1,9%	14,7	15,8	-6,6%	-15,0%	-11,9%	-19,3%	-16,3%
	Boa Hora	15,3	14,7	4,2%	15,5	15,2	1,8%	1,2%	1,3%	-3,8%	-3,7%
	Água Vermelha VII	5,8	7,1	-18,7%	6,4	2,5	158,8%	-35,7%	-28,9%	-40,5%	-34,2%
PI	Sol do Piauí I	6,2	8,3	-25,2%	8,3	9,8	-15,5%	-34,4%	-21,8%	-40,7%	-29,3%
Total		163,2	168,8	-3,3%	170,8	124,8	36,8%	-28,5%	-24,3%	-34,6%	-30,8%

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 99,0% no 3T25, um avanço de 1,5 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na Tabela 8. O resultado reforça o amadurecimento da gestão operacional e a efetividade das iniciativas direcionadas à redução de indisponibilidades, refletindo diretamente na melhoria contínua da operação e performance técnica dos ativos.

| Tabela 8 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares

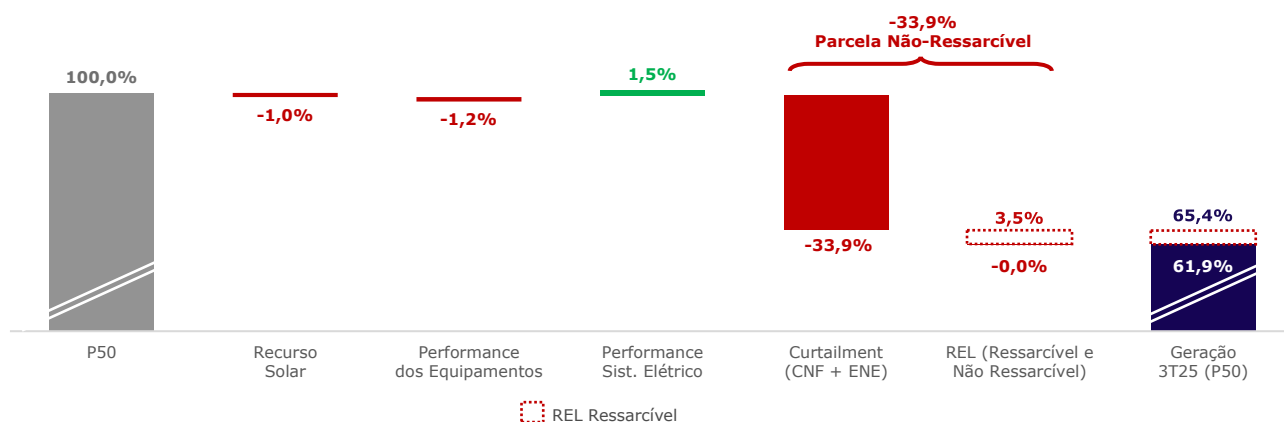
Estado	Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade					
			3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
MG	Sol de Jaíba ¹	500	99,0%	97,4%	1,7	97,7%	96,7%	1,0
	Guaimbê	150	99,3%	98,1%	1,2	97,7%	99,2%	-1,5
SP	Água Vermelha Solar	76	97,5%	94,3%	3,1	97,7%	97,3%	0,4
	Boa Hora	69	99,7%	99,2%	0,5	99,5%	99,6%	-0,1
	Água Vermelha VII ²	33	99,2%	98,2%	1,0	99,0%	98,2%	0,8
PI	Sol do Piauí I	48	99,6%	99,4%	0,2	98,1%	99,6%	-1,4
Disponibilidade Média		-	99,0%	97,5%	1,5	97,9%	97,6%	0,3

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

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

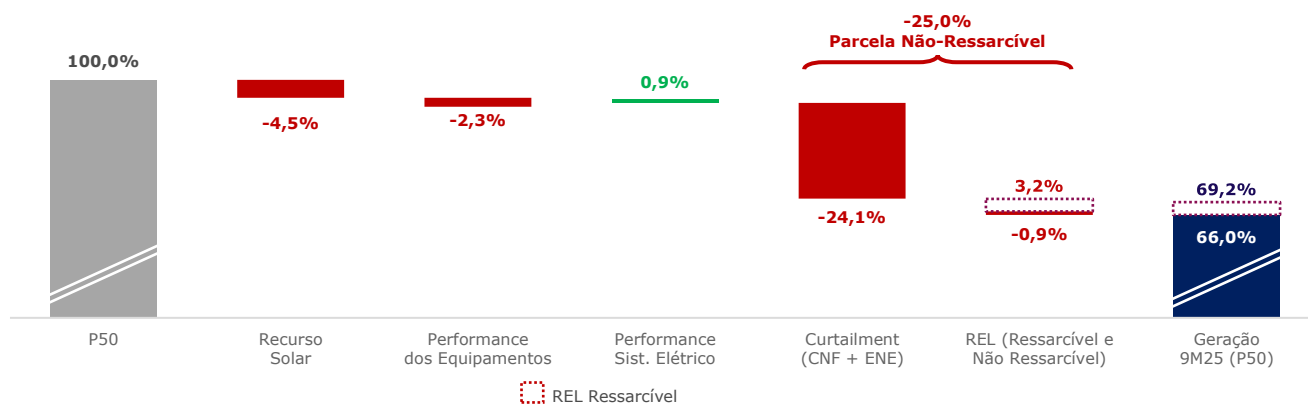
Em linhas gerais, apesar de o recurso solar abaixo das certificações ter limitado a geração, a principal influência negativa na performance do período decorreu do *curtailment* – sobretudo a parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 33,9 p.p. frente ao P50. A magnitude dos impactos pode ser observada no Gráfico 15.

| Gráfico 15 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 3T25 (P50 em base 100)¹



Assim como no trimestre, o desempenho solar no acumulado do ano também foi influenciado majoritariamente pelo *curtailment*, responsável pela perda de 25,0 p.p. frente ao P50. Também contribuíram para o resultado as condições de recurso solar menos favoráveis (-4,5 p.p.) e a performance dos equipamentos (-2,3 p.p.), refletindo eventos pontuais que ocorreram no 1T25, já solucionados pela Companhia. Desde então, a operação solar vem apresentando melhoria contínua, sustentada por ações voltadas à confiabilidade e eficiência dos ativos. O ganho no desempenho do sistema elétrico (+0,9 p.p.) reforça essa tendência positiva, contribuindo para mitigar parte das perdas acumuladas. Como resultado, a geração consolidada alcançou 69,1% do P50 e 75,7% da P90 nos nove primeiros meses de 2025, conforme ilustrado no Gráfico 16.

| Gráfico 16 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 9M25 (P50 em base 100)¹



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

Curtilment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren

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

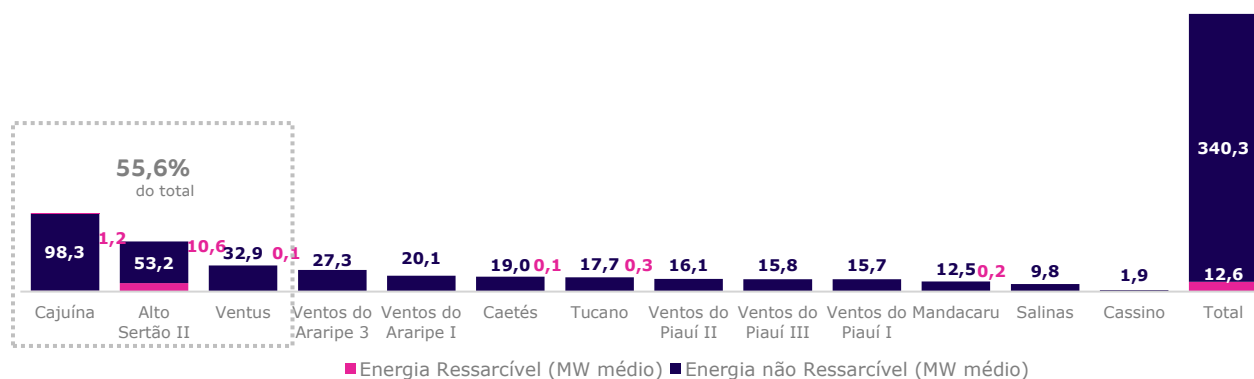
Em termos energéticos, o impacto total da restrição não-ressarcível de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 407,5 MW médios, equivalente a 18,8% do P50, sendo (i) 399,5 MW médios no 3T25 (18,4% do P50) por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 8,0 MW médios (0,4% do P50) por Razão de Indisponibilidade Externa – REL abaixo da franquia. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 429,4 MW médios (19,8% do

¹ As informações de *curtilment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtilment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção “*Curtilment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren*”, que correspondem aos dados publicados pela ONS.

P50), sendo que 21,1 MW médios (1,0% do P50) 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 3T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível na ordem de 340,3 MW médios, equivalente a 18,0% do P50, sendo (i) 337,1 MW médios (17,8% do P50) por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 3,2 MW médios (0,2% do P50) por Razão de Indisponibilidade Externa – REL abaixo da franquia. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 352,9 MW médios (18,7% do P50), sendo que 12,5 MW médios (0,7% do P50) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia de REL.

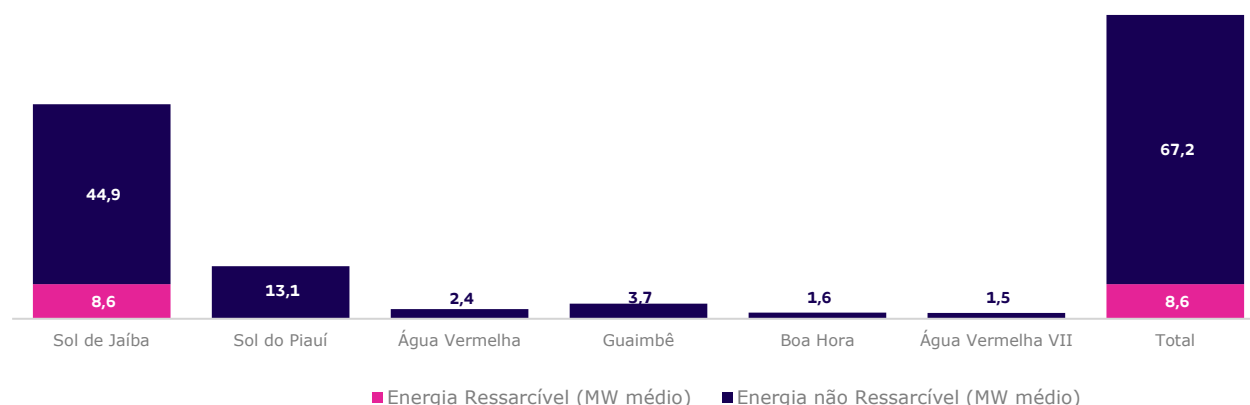
| Gráfico 17 | Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 3T25



	CAJ	AS II	VEN	VA III	VA I	CAE	TUC	VdP II	VdP III	VdP I	MAN	SAL	CAS	Total
% do P50	23,8%	29,5%	52,1%	10,7%	15,1%	19,3%	10,7%	11,0%	11,1%	10,7%	24,9%	38,5%	7,9%	18,7%
Capacidade Inst. (MW)	685,8	386,1	187,0	357,9	210,0	181,9	322,4	211,5	207,0	205,8	108,1	50,4	64,0	3.177,9

Para os ativos solares, o 3T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível na ordem de 67,2 MW médios, equivalente a 27,1% do P50, sendo (i) 62,4 MW médios (25,2% do P50) por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 4,8 MW médios (1,9% do P50) por Razão de Indisponibilidade Externa – REL abaixo da franquia. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 75,8 MW médios (30,6% do P50), sendo que 8,6 MW médios (3,5% da P50) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia de REL.

| Gráfico 18 | Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 3T25



	Jaíba	Sol do Piauí ¹	AGV	Guaimbê	Boa Hora	AGV VII	Total
% do P50	32,2%	-	13,8%	12,9%	10,0%	15,0%	30,5%
Capacidade Inst. (MW)	500,0	48,1	76,0	150,0	69,1	33,2	876,4

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

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\$ 196 milhões, um aumento de 158% em relação ao 2T25. Desse valor, R\$ 2 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 86 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 108 milhões os cortes por Razão Energética. O impacto líquido do *curtailment* no 3T25 foi de R\$ 130 milhões, já descontados os ganhos com modulação no valor de R\$ 66 milhões, conforme descritos na seção a seguir.

Modulação de Geração

O atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange ao perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD). Dado que o 3T25 foi marcado por um cenário hidrológico recessivo e que a matriz energética brasileira conta atualmente com aproximadamente 36% de capacidade instalada baseada em fontes intermitentes, o PLD apresentou um comportamento bastante volátil no período.

Em virtude de possuir um portfólio com capacidade instalada balanceada – com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica – a Auren aferiu resultados positivos quando comparamos seu perfil horário de geração ao PLD. Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo. Com base nos dados de geração e preço horário no 3T25, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 66 milhões para a Auren. Somados aos ganhos do 1S25 de R\$ 58 milhões, a Auren apresentou ganhos com modulação de R\$ 124 milhões de janeiro a setembro de 2025.

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

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 9 | Resultados do Período

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Receita Líquida	1.636,1	1.603,1	2,1%	4.853,8	4.293,1	13,1%
Custo com Compra de Energia	(475,3)	(430,6)	10,4%	(999,0)	(843,1)	18,5%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,1)	(175,8)	1,3%	(534,8)	(517,2)	3,4%
Margem Líquida	982,6	996,8	-1,4%	3.320,0	2.932,8	13,2%
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	62,2%	-2,1 p.p.	68,4%	68,3%	0,1 p.p.
PMSO	(251,9)	(276,9)	-9,0%	(723,4)	(817,6)	-11,5%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(6,8)	57,3	-111,9%	5,5	134,8	-95,9%
EBITDA	723,9	777,2	-6,9%	2.602,1	2.250,0	15,7%
Dividendos das Participações Minoritárias	98,9	97,0	1,9%	252,7	137,8	83,3%
Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	7,2	2,3	211,4%	15,6	6,8	128,3%
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	7,1	(64,4)	n.a.	(18,2)	(132,2)	-86,3%
Baixa de imobilizado	3,1	-	n.a.	13,2	-	n.a.
Outros Ajustes	-	-	n.a.	-	21,8	n.a.
EBITDA Ajustado	840,3	812,2	3,5%	2.865,5	2.284,2	25,4%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,4%	50,7%	0,7 p.p.	59,0%	53,2%	11,0%

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 840,3 milhões no 3T25, R\$ 28,1 milhões (3,5%) superior se comparado ao 3T24. A variação no período reflete principalmente:

- Receita Líquida:** incremento de R\$ 32,9 milhões (2,1%) no trimestre principalmente pelo ganho com a cessão do contrato de longo prazo em dólares de 150 MW médios (R\$ 49,0 milhões) para o segmento de comercialização realizada no 2T25, a entrada em operação faseada de Jaíba em 2024 (R\$ 48,1 milhões), o reajuste de preços dos contratos regulados (R\$ 24,1 milhões), e a entrada em operação faseada de Cajuína em 2024 (R\$ 20,5 milhões), compensados, principalmente, pelo aumento da provisão para ressarcimento (R\$ 128,4 milhões) decorrente da frustração de geração no mercado regulado, dado o maior *curtailment*.
- Custo com Compra de Energia:** aumento de R\$ 44,8 milhões no trimestre, totalizando R\$ 475,3 milhões vs. R\$ 430,6 milhões no 3T24, para equalização do balanço energético de geração, incluindo compras de energia para cobrir a exposição *short*, devido ao *curtailment*, e um preço mais elevado do que o 3T24.
- Encargos Setoriais:** R\$ 178,1 milhões no 3T25, em linha com o montante observado no mesmo período do ano anterior (R\$ 175,8 milhões). A variação de R\$ 2,3 milhões é explicada pela inflação do período, parcialmente mitigada pela redução das tarifas médias de transmissão e distribuição das usinas hidrelétricas localizadas no estado de São Paulo.
- Margem Líquida:** diminuição de R\$ 14,1 milhões no trimestre, totalizando R\$ 982,6 milhões no 3T25 comparada a R\$ 996,8 milhões no 3T24, como resultado dos fatores explicados acima. No trimestre, a Companhia gerou R\$ 50,3 milhões em ganhos líquidos de modulação de energia no segmento de geração, que somados aos ganhos obtidos no segmento de comercialização (R\$ 15,3 milhões), totalizaram ganhos de R\$ 65,6 milhões no período, proporcionados pela diversificação de seu portfólio, conforme apresentado na seção "Modulação de Geração".
- PMSO:** R\$ 251,9 milhões no 3T25, redução de 9,0% em relação ao 3T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#).
- ORO:** despesa de R\$ 6,8 milhões no 3T25 comparada a receita de R\$ 57,3 milhões no 3T24, explicada principalmente pela reversão de provisões do passivo contencioso no 3T24 que impactaram positivamente o resultado daquele período em R\$ 64,4 milhões.
- Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 98,9 milhões no 3T25, em linha com o mesmo período do ano passado. Maiores detalhes na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

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

Participações Minoritárias da Auren

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

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

| Figura 3 | Estrutura Societária Simplificada das Participações Minoritárias em Hidrelétricas



| Tabela 10 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias¹

Volume (MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física dos ativos (a)	237	256	256	256	244
Compras (b)	59	35	5	4	4
Recurso (c) = (a)+(b)	296	291	261	260	248
Vendas no ACL (d)	275	256	256	256	244
Requisitos (e)	275	256	256	256	244
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	21	35	5	4	4

Analisando o Balanço Energético do 3T25, em comparação com os valores do 2T25, tivemos a redução da garantia física dos ativos em 13 MW médios para o ano de 2025, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

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

Desempenho Financeiro e Pagamento de Dividendos

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

Na Tabela 11 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.

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

| Tabela 11 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Volume Energia Vendida (MW médios)	252	245	2,9%	268	270	-0,4%
Margem R\$/MWh	215	195	10,3%	197	175	12,3%
Margem Bruta	119,1	105,0	13,4%	347,8	311,0	11,8%
PMSO	(5,6)	(4,8)	16,7%	(17,1)	(15,3)	11,8%
EBITDA Ajustado¹	113,5	100,2	13,3%	330,7	295,7	11,8%
Depreciação & Amortização	(9,4)	(9,4)	0,0%	(28,2)	(28,1)	0,4%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	7,2	14,6	-50,7%	11,4	50,3	-77,3%
EBIT	111,3	105,4	5,6%	313,9	317,9	-1,3%
Resultado Financeiro	8,0	0,1	n.a.	14,5	0,1	n.a.
LAIR	119,3	105,5	13,1%	328,4	318	3,3%
IR/CSLL	(29,4)	(25,8)	14,0%	(81,4)	(77,2)	5,4%
Lucro Líquido²	89,9	79,7	12,8%	247,0	240,8	2,6%
Dividendos Declarados	98,9	97,0	2,0%	233,3	137,8	69,3%

Principais destaques do 3T25:

- a) **Margem Bruta:** a melhora da margem em R\$ 14,1 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 3T25 contra o 3T24 (R\$ 252/MWh vs. R\$ 170/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 30 MW médios na CBA Energia.
- b) **PMSO:** no terceiro trimestre de 2025, o montante alcançou R\$ 5,6 milhões frente a R\$ 4,8 milhões no mesmo período anterior, crescimento de R\$ 0,8 milhões justificado principalmente por (i) R\$ 0,5 milhão de despesas advocatícias da Enercan, relacionadas a processos legais; e (iii) reajustes nos preços de serviços e materiais contratados.
- c) **EBITDA Ajustado:** R\$ 113,5 milhões no 3T25, crescimento de 13,3% quando comparado aos R\$ 100,2 milhões registrados no 3T24, justificado pelo crescimento da margem bruta em R\$ 15,1 milhões.
- d) **Outros Resultados:** receita de R\$ 7,2 milhões no 3T25 frente a receita de R\$ 14,6 milhões no mesmo período do ano anterior, redução de R\$ 7,4 milhões justificada principalmente por ressarcimentos associados ao impacto do GSF em Enercan e pela variação do MtM em função do PLD.
- e) **Resultado Financeiro:** R\$ 8,0 milhões no 3T25 frente a R\$ 0,1 milhões no mesmo período do ano anterior, devido principalmente à: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da queda no índice aplicado IGPM nas UHEs Picada, Baesa e Enercan (R\$ 5,0 milhões); e (ii) ao aumento dos rendimentos de aplicações financeiras nas subholdings Pollarix e Amador Aguiar, devido ao maior caixa disponível em ambas as empresas (R\$ 169 milhões vs. R\$ 56 milhões no 3T24) bem como à dinâmica do CDI no período.
- f) **Dividendos Declarados:** R\$ 98,9 milhões no terceiro trimestre de 2025, frente a R\$ 97,0 milhões no 3T24. As alterações nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos, conforme mencionado no 4T24, distribuem o montante anual de forma mais linear ao longo do ano, diferente dos períodos anteriores, quando o recebimento ficava concentrado nos últimos trimestres de cada ano.

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

¹ EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

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

Comercialização

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

Balanco Energético do Segmento de comercialização

A tabela 12 apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2025 e 2026. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas voltadas à comercialização de energia, sendo Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Em 2025, a Auren já comercializou 6.207 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 12 | Balanço Energético do Portfólio de comercialização da Auren

Volume (MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Compras (A)	6.189	3.439	2.363	1.905	1.117	776
Vendas ¹ (B)	6.207	3.589	2.382	1.885	1.066	818
Margem Contratual² (R\$/MWh)	5	10	-	-	-	-
Balanço Comercialização (A - B)	(18)	(150)	(19)	20	51	(42)
Balanço Consolidado Auren³	230	331	650	773	1.397	1.565

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é importante considerar (i) a participação das operações de *trading* de curto prazo, que geralmente apresentam margens unitárias mais baixas, mas envolvem volumes elevados de energia – esse tipo de operação tem impacto direto na margem contratual média da Comercializadora ao longo do ano, conforme o volume de *trading* cresce; e (ii) a exposição em aberto do Balanço de Comercialização que deve ser valorada a preços de mercado. A posição *short* de 18 MW médios referente ao quarto trimestre de 2025 e a posição *short* de 150 MW médios referente a 2026, por exemplo, deverão ser valoradas aos preços de mercado dos respectivos períodos.

A variação observada na margem contratual de 2025 — quando comparada com a margem publicada no 2T25 — associada a um aumento de 594 MW médios no volume negociado é explicada principalmente por presença significativa de operações favoráveis de *trading* de curto prazo.

No 3T25, a gestão do portfólio foi marcada por três movimentos principais:

- Alteração marginal da posição direcional da Comercializadora, saindo de uma posição *long* de 8 MW médios para o ano de 2025, em junho, para uma posição *short* de 18 MW médios para o último trimestre de 2025 no balanço de setembro.
- Redução da exposição *short* em 2026, de 269 MW médios para 150 MW médios, por meio da formalização de 120 MW médios em contratos de compra, com o objetivo de reduzir a posição *short* para gestão de risco do portfólio.
- Aumento no volume vendido entre 2027 e 2030 associado ao remanejamento de lastro para atendimento dos novos contratos de autoprodução.

Transferência do contrato de venda de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o segmento de comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e o *hedge* no mesmo veículo, com um impacto negativo no segmento de comercialização de R\$ 49 milhões no 3T25, em linha com o impacto negativo já anunciado de R\$ 100 milhões para o ano 2025. No ano de 2026, essa cessão terá impacto negativo de R\$ 103 milhões para a comercializadora e positivo na mesma magnitude para o segmento de geração. Ressalta-se que não há impacto no EBITDA consolidado da Companhia. Desconsiderando a cessão desse contrato, a margem da comercializadora seria de aproximadamente R\$ 7/MWh em 2025, acima dos R\$ 5/MWh reportados, e de R\$ 13/MWh em 2026, acima dos R\$ 10/MWh reportados.

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 outubro de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,32 (BRL/USD).

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

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 13 | Resultados do Período

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Receita Líquida	2.646,3	2.040,5	29,7%	6.328,3	4.476,9	41,4%
Custo com Energia	(2.632,8)	(1.931,4)	36,3%	(6.044,8)	(4.181,3)	44,6%
Margem Líquida	13,6	109,2	-87,6%	283,5	295,6	-4,1%
<i>Margem Líquida</i>	0,5%	5,3%	-4,8 p.p.	4,5%	6,6%	-2,1 p.p.
PMSO	(37,3)	(29,5)	26,4%	(97,4)	(70,2)	38,7%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	103,3	(18,7)	n.a.	147,4	25,4	481,3%
EBITDA	79,5	61,0	30,3%	333,5	250,8	33,0%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(104,5)	19,3	n.a.	(142,9)	(18,1)	689,9%
Outros Ajustes	0,0	0,8	n.a.	3,1	0,7	325,1%
EBITDA Ajustado	(24,9)	81,1	-130,8%	193,8	233,4	-17,0%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	-0,9%	4,0%	-4,9 p.p.	3,1%	5,2%	-41,3%

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 24,9 milhões no 3T25 ante R\$ 81,1 milhões registrados no 3T24. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionado anteriormente, o EBITDA Ajustado do 3T25 seria de R\$ 24,1 milhões. A variação em relação ao 3T24 é explicada principalmente:

- Margem Líquida:** totalizou R\$ 13,6 milhões no 3T25, uma redução de 87,6% em relação ao observado no mesmo período do ano anterior. Tal variação é explicada, majoritariamente, pela sazonalidade do portfólio de comercialização em 2025, com os resultados concentrados no primeiro semestre do ano. Além disso, a cessão do contrato de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o de comercialização teve um impacto negativo de R\$ 49,0 milhões no trimestre.
- PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 37,3 milhões no 3T25, ante R\$ 29,5 milhões no 3T24. As variações refletem majoritariamente a adição de Esfera e da Way 2, com impacto de R\$ 15,6 milhões, compensadas parcialmente pelas sinergias capturadas desde a conclusão da aquisição da AES Brasil.
- Outras Receitas (Despesas) Operacionais:** totalizaram R\$ 103,3 milhões, devido à marcação à mercado dos contratos para venda de energia futura, no valor de R\$ 104,5 milhões, com uma agregação de margem futura no 3T25, no montante de R\$ 168,0 milhões, parcialmente compensado pela realização de margem no trimestre (-R\$ 63,5 milhões).

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

Desempenho Financeiro Consolidado

Demonstração de Resultados Proforma

Importante: Esta seção apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31/10/2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 3T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 3T24 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 setembro 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 3T25; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia – participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção “Participações Minoritárias da Auren”, no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#), além de 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA¹ de R\$ 10,0 milhões no 3T25 e de R\$ 32,4 milhões nos primeiros nove meses de 2025. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 14 | Resultados do Período

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Receita Líquida	3.537,4	3.134,7	12,8%	9.375,2	7.651,9	22,5%
Custo com Compra de Energia	(2.363,1)	(1.852,4)	27,6%	(5.236,4)	(3.904,9)	34,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(180,6)	(176,4)	2,4%	(537,9)	(526,5)	2,2%
Margem Líquida	993,6	1.105,9	-10,2%	3.601,0	3.220,5	11,8%
<i>Margem Líquida</i>	28,1%	35,3%	-7,2 p.p.	38,4%	42,1%	-3,7 p.p.
Custos e Despesas (PMSO)	(335,7)	(343,6)	-2,3%	(929,1)	(982,8)	-5,5%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	6,3	246,8	-97,4%	(113,1)	475,5	n.a.
EBITDA	664,3	1.009,1	-34,2%	2.558,8	2.713,2	-5,7%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	(13,9)	(188,5)	-92,6%	111,5	(334,3)	n.a.
Dividendos das Participações Minoritárias	98,9	97,0	1,9%	252,7	137,8	83,3%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	13,0	8,8	47,6%	29,5	13,3	121,9%
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	7,3	(64,3)	n.a.	(16,4)	(131,8)	-87,6%
Baixa de Imobilizado (ORO)	3,1	-	n.a.	19,5	-	n.a.
Outros Ajustes (ORO)	-	-	-	3,1	21,8	-86,0%
EBITDA Ajustado	772,7	862,1	-10,4%	2.958,6	2.420,0	22,3%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	21,8%	27,5%	-5,7 p.p.	31,6%	31,6%	-0,1 p.p.
Depreciação e Amortização	(465,6)	(385,7)	20,7%	(1.445,5)	(1.114,7)	29,7%
Equivalência Patrimonial	58,2	57,5	1,2%	145,1	168,7	-14,0%
Resultado Financeiro Líquido	(625,3)	(344,2)	81,7%	(2.001,9)	(1.091,2)	83,5%
LAIR	(368,3)	336,7	-209,4%	(743,4)	676,1	n.a.
Impostos (IR/CSLL)	(35,4)	(139,5)	-74,6%	(169,1)	(345,2)	-51,0%
Resultado Líquido	(403,7)	197,2	n.a.	(912,6)	330,9	n.a.

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

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

Margem Líquida

A Margem Líquida (resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais) totalizou R\$ 993,6 milhões no 3T25, redução de 10,2% comparação com o 3T24 (R\$ 1.105,9 milhões).

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

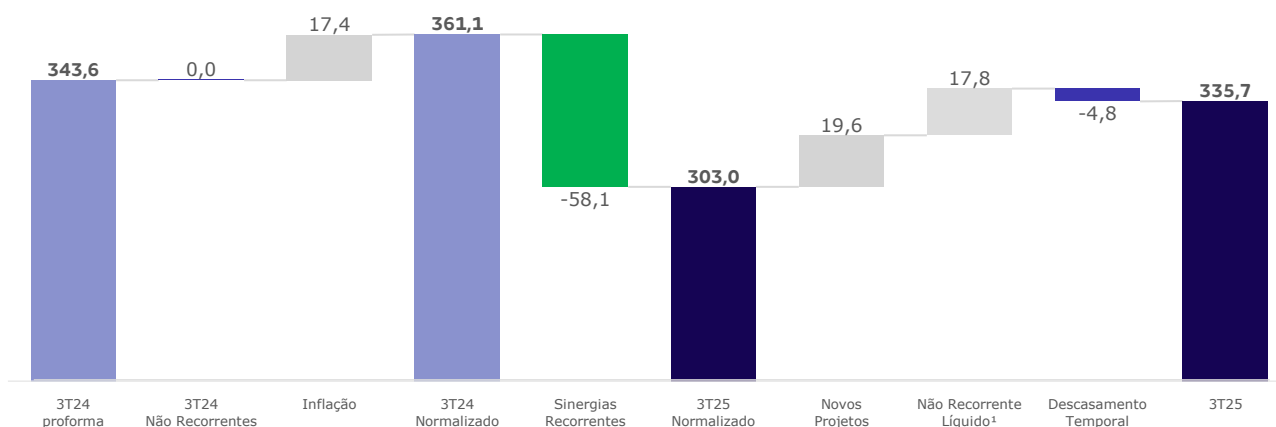
- a) **Receita Líquida:** crescimento de 12,8% na comparação entre trimestres, devido principalmente à entrada em operação faseada em 2024 do complexo solar Jaíba e dos complexos eólico Cajuína, a melhora de preços associada à entrada de contratos de autoprodução e a correção monetária dos contratos regulados, bem como outros efeitos mencionados nas análises do desempenho financeiro das respectivas unidades de negócios.
- b) **Custo com Compra de Energia:** incremento de 27,6% no 3T25, reflexo principalmente do maior volume de compra de energia e do aumento do PLD médio no período contra o mesmo período do ano anterior nos segmentos de geração e de comercialização, mencionados nas respectivas análises neste documento.
- c) **Modulação:** ganhos de modulação de R\$ 65,6 milhões no trimestre em função do perfil de geração do portfólio diversificado e das variações do preço de curto prazo (PLD).
- d) **Encargos Setoriais:** aumento de 2,4% no 3T25, resultado da inflação e redução de tarifas, conforme descrito na seção "Desempenho Financeiro do Segmento de Geração".

Custos e Despesas (PMSO)

Os custos e despesas operacionais e despesas gerais e administrativas (PMSO), em bases comparáveis e excluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, apresentou uma redução de R\$ 58,1 milhões (16,0%) quando comparado ao 3T24, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

As despesas relacionadas ao crescimento por meio de Novos Projetos estão associadas à entrada em operação faseada em 2024 de Sol de Jaíba (R\$ 5,0 milhões) e às despesas associadas à Esfera e Way 2 (R\$ 15,6 milhões) que passaram a ser consolidadas a partir de setembro de 2024 e julho de 2025, respectivamente. Quanto aos itens não recorrentes, destacam-se despesas associadas a integração da AES Brasil (R\$ 17,8 milhões).

| Gráfico 19 | PMSO Trimestre (R\$ milhões)¹



O PMSO totalizou R\$ 335,7 milhões no 3T25 vs. R\$ 343,6 milhões no 3T24, uma redução nominal de 2,3%. A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 118,8 milhões no 3T25, uma redução nominal de 8,8% quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 130,3 milhões), tendo em vista as sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil.

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

- b) Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 157,2 milhões no 3T25, uma redução nominal de R\$ 12,4 milhões (7,3%) vs. 3T24 (R\$ 169,6 milhões), principalmente em decorrência de reduções relevantes em Tecnologia da Informação (R\$ 5,0 milhões), além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia capturadas com as iniciativas de sinergia.
- c) Outros (O):** R\$ 59,6 milhões no 3T25, um aumento de 36,6% se comparado ao 3T24 (R\$ 43,7 milhões). O incremento se deve principalmente à mudança da metodologia de contabilização das despesas de arrendamento que, a partir do 4T24, passaram a ser reconhecidas como despesas operacionais. Ainda tivemos o impacto positivo da renegociação de apólices de seguros (R\$ 5,0 milhões).
- d) Descasamento Temporal:** redução de R\$ 4,8 milhões no 3T25, principalmente como resultado da postergação de despesas para o quarto trimestre de 2025.

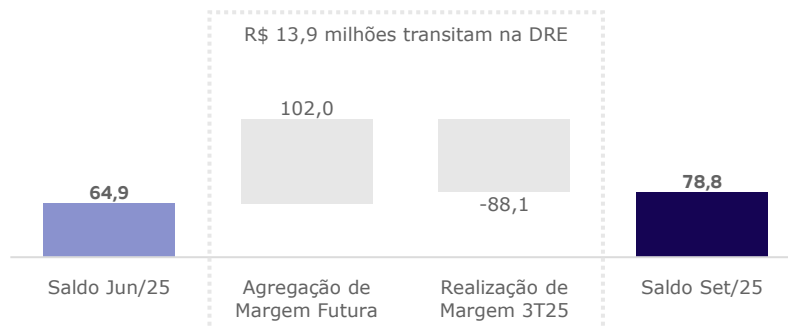
Analisando a captura de sinergias de PMSO desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024, já reduzimos de forma acumulada R\$ 212,0 milhões/ano. Estamos confiantes que a redução no próximo trimestre deva ser similar aos níveis observados, levando a uma economia anual de R\$ 250,0 milhões conforme divulgado anteriormente.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 6,3 milhões no 3T25 ante uma receita de R\$ 246,8 milhão no 3T24. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia (-R\$ 175,4 milhões) e pelo impacto da reversão de provisão de litígios de (-R\$ 73,0 milhões) no 3T24.

No Gráfico 20, é demonstrada a variação, ao longo do 3T25, do saldo societário da marcação a mercado dos volumes de energia para entrega futura, com a realização de posições construídas em períodos anteriores, no valor de R\$ 88,1 milhões. Analogamente ao descrito nos releases do 1T25 e 2T25, a variação da margem futura não impacta a margem de energia contratada para o ano conforme apresentada no Balanço Energético do Segmento de Comercialização.

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



EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 772,7 milhões no 3T25, uma redução de 10,4%, ou R\$ 89,4 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada principalmente pelos efeitos negativos do *curtailment* e do GSF no trimestre, parcialmente compensados pelo *ramp-up* dos ativos que entraram em operação em 2024 e pelas sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil. Nesse trimestre, o *curtailment* teve um impacto de R\$ 196 milhões vs. R\$ 114 milhões no 3T24.

Em relação ao 2T25, o EBITDA ajustado caiu 21,2%, explicado principalmente por um impacto mais negativo de *curtailment* (R\$ 196 milhões no 3T25 frente a R\$ 96 milhões no 2T25) e de GSF, dada sazonalidade da geração hidrelétrica e preço *spot* mais elevado.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 3T25 foram de R\$ 98,9 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, detalhada na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

Resultado Financeiro

| Tabela 15 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Receitas Financeiras	237,3	216,4	9,6%	719,2	640,8	12,2%
Despesas Financeiras ¹	(862,6)	(560,6)	53,9%	(2.721,1)	(1.732,0)	57,1%
Resultado Financeiro Líquido	(625,3)	(344,2)	81,7%	(2.001,9)	(1.091,2)	83,5%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 625,3 milhões no 3T25 comparado a R\$ 344,2 milhões com o mesmo período de 2024:

- a) **Receitas Financeiras:** aumento do rendimento sobre aplicações financeiras justificada principalmente pelo impacto da variação do CDI médio no período (14,9% a.a. no 3T25 ante 10,4% a.a. no 3T24).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 862,6 milhões no 3T25, comparada a despesa de R\$ 560,6 milhões no 3T24. O crescimento de R\$ 302,0 milhões decorre, principalmente, de:
 - a. **Custos de Captação:** os custos de captação de dívida apresentaram um aumento de R\$ 128,1 milhões, impulsionado principalmente pelo acréscimo de R\$ 103,2 milhões relacionados às 2ª e 3ª Emissões de Debêntures da Auren Participações. Esses valores foram reconhecidos diretamente no resultado financeiro, conforme as normas contábeis aplicáveis, uma vez que as debêntures foram classificadas como instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado. Dada essa classificação contábil, os custos de transação não são diferidos, mas sim contabilizados imediatamente como despesa.
 - b. **Encargos e Atualizações Monetárias:** variação de R\$ 159,2 milhões é explicada por um crescimento de R\$ 150,8 milhões de despesas com juros e valor justo sobre empréstimos, além de um aumento de R\$ 8,5 milhões no montante relativo à atualização monetária entre os trimestres, principalmente em função da maior base de endividamento entre os períodos – R\$ 24,8 bilhões no 3T25 e R\$ 20,7 bilhões no 3T24. Além disso, tivemos o impacto da variação do CDI médio no período.
 - c. **Juros Capitalizados:** dada a conclusão da construção dos projetos eólicos e solares que entraram em operação ao longo de 2024, os juros, que durante a construção são capitalizados, permanecem registrados na despesa financeira. Quando comparado o volume de despesa de juros capitalizado no 3T25 com o volume do 3T24, há uma redução de R\$ 25,9 milhões entre os períodos.

Resultado Líquido

| Tabela 16 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
EBITDA	664,3	1.009,1	-34,2%	2.558,8	2.713,2	-5,7%
Depreciação e Amortização	(465,6)	(385,7)	20,7%	(1.445,5)	(1.114,7)	29,7%
Equivalência Patrimonial	58,2	57,5	1,2%	145,1	168,7	-14,0%
Resultado Financeiro Líquido	(625,3)	(344,2)	81,7%	(2.001,9)	(1.091,2)	83,5%
Impostos (IR/CSLL)	(35,4)	(139,5)	-74,6%	(169,1)	(345,2)	-51,0%
Resultado Líquido	(403,7)	197,2	n.a.	(912,6)	330,9	n.a.

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 403,8 milhões no 3T25 ante um lucro de R\$ 197,2 milhões no 3T24.

As principais variações estão detalhadas abaixo.

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

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 664,3 milhões no 3T25 ante R\$ 1.009,1 milhões no 3T24, um decréscimo de 34,2%, conforme explicado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 465,6 milhões no 3T25 ante R\$ 385,7 milhões no 3T24, um crescimento de 20,6%, reflexo principalmente da amortização da mais-valia originada nas aquisições da AES Brasil e da Esfera (R\$ 50,6 milhões) e do aumento da depreciação em função início da operação faseada do complexo eólico de Cajuína e do complexo solar de Jaíba ao longo de 2024 (R\$ 13,4 milhões).
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 35,4 milhões no 3T25, ante R\$ 139,5 milhões de despesa no 3T24, gerado substancialmente pelo prejuízo fiscal apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo, decorrente do maior custo financeiro no período.
- d) **Equivalência Patrimonial:** a equivalência patrimonial foi positiva em R\$ 58,2 milhões no 3T25, em linha com os valores apurados no 3T24 (R\$ 57,5 milhões).

Demonstração de Resultados por Segmento

A Tabela 17 apresenta a Demonstração de Resultados de cada um dos segmentos – Geração, Comercialização e Holding – detalhando as eliminações necessárias para obtenção do resultado consolidado do período.

| Tabela 17 | Demonstração de Resultados por Segmento e Consolidada

R\$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
Receita Líquida	1.636,1	2.646,3	-	(745,0)	3.537,4
Custo com Compra de Energia	(475,3)	(2.632,8)	-	745,0	(2.363,1)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,1)	(0,0)	(2,5)	-	(180,6)
Margem Líquida	982,6	13,6	(2,5)	0,0	993,6
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	0,5%	n.a.	n.a.	28,1%
Custos e Despesas (PMSO)	(251,9)	(37,3)	(46,5)	-	(335,7)
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(6,8)	103,3	0,5	(90,6)	6,3
EBITDA	723,9	79,5	(48,5)	(90,6)	664,3
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	(104,5)	-	90,6	(13,9)
Dividendos das Participações Minoritárias	98,9	-	-	-	98,9
Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	7,2	-	5,7	-	13,0
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	7,1	-	0,2	-	7,3
Baixa de Imobilizado (ORO)	3,1	-	-	-	3,1
EBITDA Ajustado	840,3	(24,9)	(42,6)	-	772,7
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,4%	-0,9%	n.a.	n.a.	21,8%
Depreciação e Amortização	(456,1)	(2,8)	(6,7)	-	(465,6)
Equivalência Patrimonial	49,1	9,1	-	-	58,2
Resultado Financeiro Líquido	(313,7)	19,1	(330,6)	-	(625,3)
LAIR	3,2	104,9	(385,8)	(90,6)	(368,3)
Impostos (IR/CSLL)	(45,3)	(29,8)	8,9	30,8	(35,4)
Resultado Líquido	(42,1)	75,1	(376,9)	(59,8)	(403,7)

Endividamento

Considerando o fechamento de 30 de setembro de 2025, a dívida bruta totalizou R\$ 24,8 bilhões, representando um aumento de R\$ 325,4 milhões em comparação ao fechamento de junho de 2025. O prazo médio da dívida se manteve estável em 7,0 anos a Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses atingiu 4,9x em linha com o patamar de 4,8x observado no 2T25.

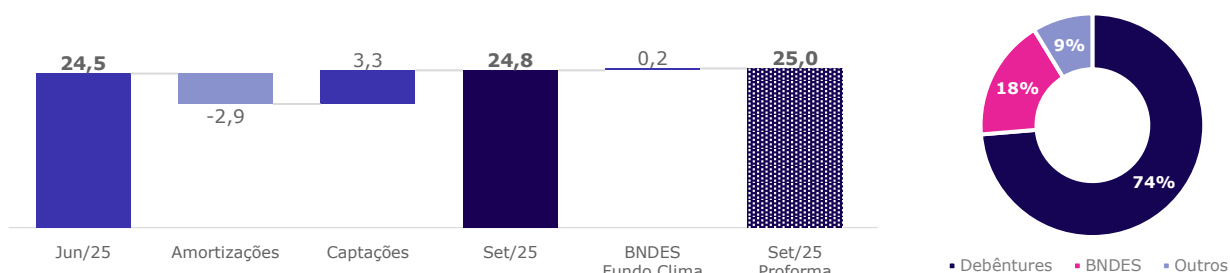
Desde a conclusão da aquisição da AES Brasil no 4T24, e como resultado da estratégia de *liability management* executada pela Companhia, tivemos o aumento do prazo médio em 1,1 ano (vs. 5,9 anos em dezembro de 2024). A alavancagem, por sua vez, foi reduzida em 0,8x (vs. 5,7x em dezembro de 2024), principalmente em decorrência do aumento do EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

Ao longo do trimestre, foram realizadas duas emissões de debêntures, totalizando R\$ 3,3 bilhões, cujos recursos foram destinados à liquidação integral de financiamentos de custo mais elevado e à implantação de Cajuína 3, conforme detalhado abaixo:

- Captação de R\$ 1,15 bilhão na 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações, com prazo de 12 anos e *rating* AAA pela Fitch – a Companhia realizou um *swap* do custo financeiro de IPCA+6,92% a.a. para CDI-0,90% a.a.;
- Captação de R\$ 2,1 bilhões na 14ª Emissão de Debêntures da CESP, com prazo de 7 anos, *rating* AAA pela Fitch e custo de CDI+0,62%;
- Pré-pagamento integral do *acquisition finance*, no valor de R\$ 2,2 bilhões; e
- Pré-pagamento integral da 10ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, no valor R\$ 750 milhões.

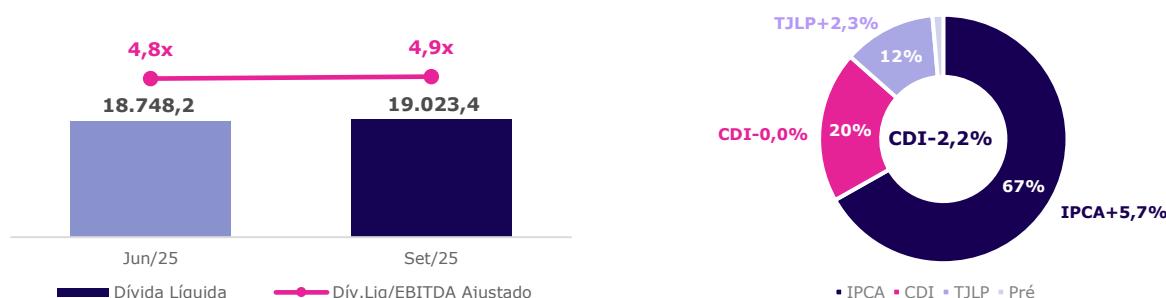
Ainda durante o 3T25, a Companhia celebrou um contrato de financiamento de R\$ 200,0 milhões com o BNDES, referente ao Fundo Clima, cujo desembolso não havia sido efetivado até o encerramento de setembro. Considerando o fechamento de 30 de setembro de 2025 ajustado pela captação de R\$ 200,0 milhões via Fundo Clima ("proforma"), a dívida bruta totalizaria R\$ 25,0 bilhões.

| Gráfico 21 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma¹



Aproximadamente 67% da dívida líquida proforma está atrelada ao IPCA, o mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Auren. Esta estratégia oferece proteção contra oscilações futuras, enquanto apenas uma parcela de 20% é remunerada pelo CDI. O custo médio da dívida líquida proforma da Companhia foi reduzido para CDI-2,2% ao ano.

| Gráfico 22 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida Proforma¹



¹ Proforma considera visão de 30 de setembro de 2025, ajustado pela captação de R\$ 200,0 milhões via Fundo Clima (BNDES).

| Gráfico 23 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma¹ (R\$ milhões)



Endividamento – Visão Contábil

A dívida bruta da Auren em 30 de setembro de 2025 (R\$ 24,8 bilhões) foi 19,9% superior em relação ao mesmo período de 2024 e praticamente em linha com o registrado ao final de junho de 2025 (+1,3%). A liquidez consolidada da Companhia somava R\$ 6,1 bilhões no encerramento do período, R\$ 151,5 milhões superior ao registrado no encerramento do trimestre anterior e R\$ 2,2 bilhões inferior ao final de setembro de 2024 – antes da conclusão da aquisição da AES Brasil.

| Tabela 18 | Endividamento – Visão Contábil

R\$ milhões	Set/25	Set/24	Var.	Jun/25	Var.
Dívida Bruta	24.828,9	20.700,6	19,9%	24.503,5	1,3%
Instrumentos Financeiros Derivativos ¹	90,7	12,2	641,8%	(11,8)	n.a.
Arrendamentos	166,0	303,7	-45,3%	167,3	-0,8%
Dívida Bruta Ajustada²	25.085,6	21.016,6	19,4%	24.659,0	1,7%
Liquidez ³	6.062,2	8.242,0	-26,4%	5.910,8	2,6%
Dívida Líquida	19.023,4	12.774,6	48,9%	18.748,2	1,5%
EBITDA Ajustado	3.848,4	3.439,2	11,9%	3.937,9	-2,3%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	4,9x	3,7x	1,2x	4,8x	0,1x

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 setembro de 2025, o montante de R\$ 4,3 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 2,35x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,31x, atendendo à obrigação contratual.

Ratings

Em agosto de 2025, a Fitch avaliou a 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações e 14ª Emissão de Debêntures da CESP, ambas com *rating*, em escala local, de AAA e perspectiva estável. Além disso, a S&P manteve sem alteração o *rating* corporativo da CESP no grau máximo (AAA) e perspectiva estável. Mesmo em um cenário de alavancagem mais elevada, a manutenção dos *ratings* das emissões da Auren no grau máximo (AAA) pela Fitch refletem os efeitos positivos da integração dos ativos e reforçam a confiança no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Auren.

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

¹ Considera o principal da Nota Explicativa 13 de Empréstimos, financiamentos e debêntures, incluindo os efeitos das operações de derivativos no montante de R\$ 48,2 milhões e a emissão do Fundo Clima no montante de R\$ 200,0 milhões.

² Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

³ Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 19 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
EBITDA Ajustado	772,7	862,1	-10,4%	2.958,6	2.420,0	22,3%
Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	(13,0)	(8,8)	47,6%	(29,5)	(13,3)	121,9%
IR/CS Caixa	(42,7)	(76,9)	-44,5%	(204,7)	(214,7)	-4,7%
Capital de Giro e Outros	161,5	7,3	n.a.	387,5	304,2	27,4%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(77,2)	(97,8)	-21,1%	(186,0)	(247,7)	-24,9%
Fluxo de Caixa Operacional (FCO)	801,3	686,0	16,8%	2.926,0	2.248,5	30,1%
Serviço da Dívida	(474,3)	(266,2)	78,2%	(1.635,8)	(926,2)	76,6%
FCO após Serviço da Dívida	327,0	419,8	-22,1%	1.290,2	1.322,4	-2,4%
Índice de Conversão de Caixa	42,3%	48,7%	6,4 p.p.	43,6%	54,6%	11,0 p.p.
CAPEX Projetos	(95,8)	(87,9)	9,0%	(317,7)	(520,9)	-39,0%
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	(0,6)	(7,2)	-91,4%	(50,5)	(45,4)	11,3%
Captações	3.202,4	321,5	n.a.	5.146,5	4.196,5	22,6%
Amortizações	(3.124,2)	(260,6)	n.a.	(7.921,0)	(2.120,4)	273,6%
Resgate (Aplicação) de Aplicações Financeiras	(570,6)	-	n.a.	(593,7)	-	n.a.
Aumento de Capital em Investidas	-	(2,1)	-100,0%	(10,7)	(11,3)	-5,8%
Dividendos	(86,1)	(0,0)	n.a.	(247,1)	(492,0)	-49,8%
Aquisição de Investimento	(80,3)	(159,2)	-49,6%	(80,3)	(223,2)	-64,0%
Recebimento Alienação de Investidas	-	-	n.a.	63,5	31,5	101,4%
Fluxo de Caixa Livre	(428,0)	224,3	-290,9%	(2.721,2)	2.137,2	-227,3%
Saldo de Caixa Inicial	4.907,4	7.166,3	-31,5%	7.200,5	5.253,3	37,1%
Saldo de Caixa Final	4.479,4	7.390,5	-39,4%	4.479,4	7.390,5	-39,4%
Fundo Liquidez – Conta Reserva	986,6	837,0	17,9%	986,6	837,0	17,9%
Aplicações Financeiras	596,3	14,4	n.a.	596,3	14,4	n.a.
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras	6.062,3	8.242,0	-26,4%	6.062,3	8.242,0	-26,4%

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

- Capital de Giro:** o aumento do capital de giro neste trimestre, em comparação ao ano anterior, é explicado pela provisão mais elevada para ressarcimentos, totalizando R\$ 136 milhões, parcialmente compensada por um maior pagamento de ressarcimento, no montante de R\$ 109 milhões. Além desses fatores, no ano passado houve uma concentração maior de pagamentos no trimestre, relacionada a parques que estavam em construção.
- Serviço de Dívida:** R\$ 474,3 milhões no 3T25, a variação de R\$ 208,1 milhões comparado ao 3T24 é explicada, principalmente, pelo aumento da Dívida Líquida em R\$ 6,2 bilhões, ano contra ano, devido, principalmente, ao financiamento levantado para suportar a aquisição da AES Brasil.
- Captações e Amortizações:** saldo líquido entre captações e amortizações positivo em R\$ 78,2 milhões, como resultado, principalmente, das captações e pré-pagamentos descritos na seção “Endividamento”.
- Capex *Sustaining*:** a despesa de Capex relacionada à manutenção dos ativos no 3T25, de R\$ 77,2 milhões, refere-se majoritariamente ao plano de melhoria da disponibilidade dos ativos adquiridos, cujos avanços estão detalhados na seção “Desempenho Operacional da Geração” deste documento.
- Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 3T25, de R\$ 95,8 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Ao longo de 2025 já foram investidos R\$ 191,4 milhões em Cajuína 3, com a implantação atingindo um avanço físico de 39% no final de setembro.
- Dividendos:** o pagamento de dividendos registrado no 3T25 refere-se a dividendos pagos aos acionistas minoritários das subsidiárias da Companhia.

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

Outras Informações Relevantes

ANEEL aprova e publica o Despacho 3.076/2025, que reconhece os investimentos prudentes realizados pela CESP durante a operação das UHEs Jaguari, Paraibuna, Jupuí e Ilha Solteira

A CESP protocolou, em agosto de 2023, em conformidade com a Resolução Normativa 1.027/2022, os relatórios de avaliação dos investimentos realizados posteriormente a entrada em operação das concessões das UHEs Jupuí, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, ainda não depreciados no término dos respectivos prazos de concessão (denominados Investimentos Prudentes). Em outubro de 2025, a diretoria da ANEEL aprovou o reconhecimento de R\$ 498,8 milhões como Base de Remuneração Regulatória Líquida nas datas-base de cada concessão (Tabela 20). A decisão consta no Despacho nº 3.076/2025 publicado em 21 de outubro de 2025.

| Tabela 20 | Valor Reconhecido e Data Base por Usina Hidrelétrica

R\$ milhões	Valor Reconhecido (BRR)	Data Base
UHE Jupuí	230,8	Jul-2015
UHE Ilha Solteira	213,3	Jul-2015
UHE Jaguari	24,1	Mai-2020
UHE Paraibuna	30,6	Jun-2022
Total	498,8	

Concluída essa etapa regulatória, o processo segue para o Ministério de Minas e Energia, responsável por definir a fonte de recursos para o pagamento da indenização, o cronograma e o índice de atualização monetária dos valores. Estes pontos são objeto da Consulta Pública MME nº 190/2025, que busca estabelecer uma norma aplicável a todas as usinas hidrelétricas com direito à indenização. Embora encerrada, a CP 190 não teve seu resultado divulgado. Em sua minuta inicial, os valores seriam corrigidos pelo IPCA e remunerados pelo WACC de geração a partir do fim da concessão, com duas alternativas para viabilização do pagamento: (i) reconhecimento tarifário via Receita Anual de Geração (RAG) recebida por usinas hidrelétricas no regime de cotas, ou (ii) utilização de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR).

Reorganização Societária¹

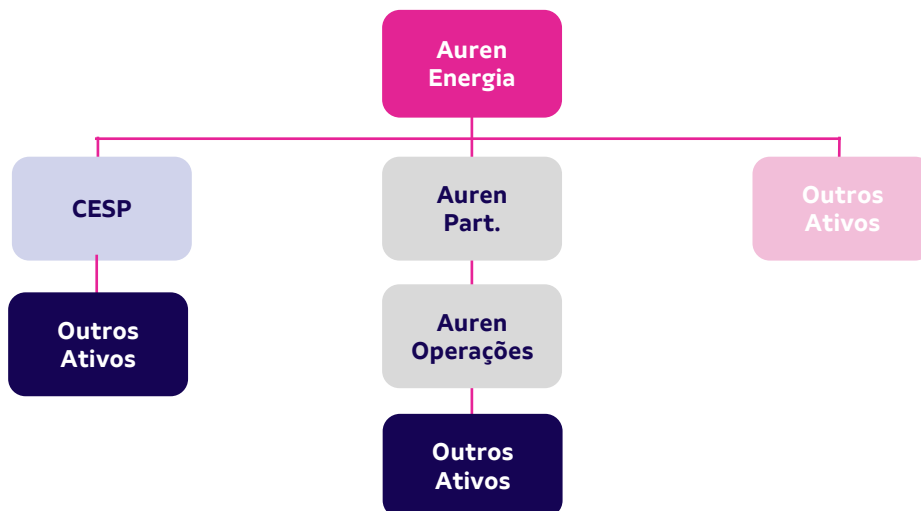
Conforme divulgado desde o anúncio da aquisição da AES Brasil, em 15 de maio de 2024, a combinação de negócios abre diferentes avenidas para sinergias, além de oportunidades relevantes de otimização corporativa. Neste contexto, após a conclusão da etapa de integração, a Auren iniciou a reavaliação de sua atual estrutura societária (Figura 4), com o objetivo de torná-la mais simples, eficiente e adequada à nova escala da Companhia.

A potencial reorganização, em estágio preliminar de implementação, está sujeita à conclusão das análises internas, à aprovação do Conselho de Administração e à obtenção de eventuais anuências necessárias de credores e órgãos reguladores competentes, podendo sofrer alterações ao longo deste processo. Como primeiro passo deste processo, a Auren iniciou conversas com credores para análise dos *waivers* aplicáveis.

A proposta em estudo envolve a incorporação da Auren Participações e da Auren Operações pela CESP (Figura 5), o que resultaria na concentração dos ativos hidrelétricos em um único veículo, na redução do número de companhias controladas de capital aberto e no aumento da eficiência na gestão de caixa e na alocação do passivo financeiro da Companhia. Essa simplificação societária busca promover uma estrutura mais otimizada e alinhada à estratégia de criação de valor de longo prazo.

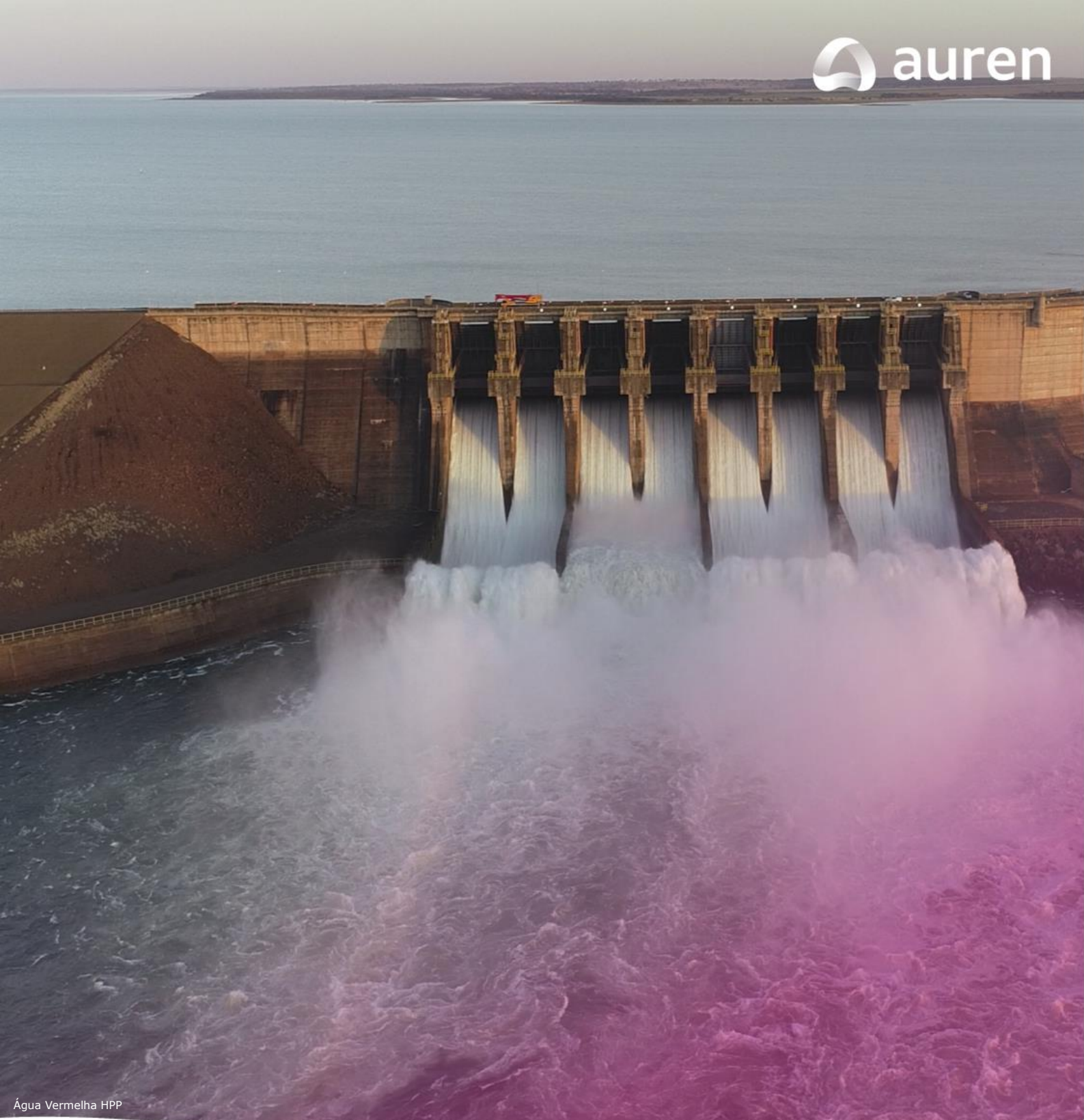
¹ Estrutura preliminar indicativa, em fase de estudos, sujeita ao cumprimento de condições precedentes e à eventuais mudanças. Pendente *waiver* dos debenturistas e posterior aprovação do Conselho da Companhia.

| Figura 4 | Estrutura Atual Simplificada – Antes da Reorganização



| Figura 5 | Estrutura Final Simplificada – Após Conclusão da Reorganização





Água Vermelha HPP

3Q
25

Earnings Release

NOVEMBER
2025

CONTENTS

The Quarter at a Glance.....	4
Message from Management	6
Electricity Market	8
Performance by Business Unit	14
Generation	14
Auren's Noncontrolling Interests.....	27
Trading	29
Consolidated Financial Performance.....	31
Other Material Information	39

Earnings Call

November 13, 2025

(In Portuguese with simultaneous translation into English)

11:00 a.m. (Brasília) | **09:00 a.m.** (New York) | **2:00 p.m.** (London)

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

Earnings Presentation available at: ri.aurenenergia.com.br

Contact Information

Investor Relations

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

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

As of September 30, 2025:

AURE3:
R\$ 10.27

Market Cap:
R\$ 10.8 billion

The Quarter at a Glance

Auren reported **Adjusted EBITDA of R\$ 772.7 million in 3Q25**, reaching R\$ 3.0 billion in the first nine months of 2025 and **R\$ 3.8 billion LTM**

Completion of Integration and Synergy Capture: Auren's focus on strategic priorities since the acquisition of AES Brasil on October 31, 2024, enabled it to (i) **complete the merger process seamlessly and in record time**, (ii) continue capturing **recurring PMSO synergy gains**, which represented savings of R\$ 58.1 million in 3Q25 and have already totaled R\$ 212.1 million since the acquisition, (iii) reach an **average availability of 93.3% for the acquired wind assets** in 3Q25, and (iv) usher in a new phase focused on **process optimization initiatives** and continuous improvement across the Company.

Operating Performance: in 3Q25, **total energy generation from proprietary assets reached 3.3 GWavg¹**, 1.3% lower than the same period in 2024. This was mainly due to the 20.7% curtailment for wind and 33.1% for solar sources in the National Interconnected System (SIN), combined with a Generation Scaling Factor (GSF) adjustment of 65% in the quarter. Wind assets generated 1.5 GWavg¹, **2.5% higher than the same period in 2024**, equivalent to 87.3% of the certified P90 generation. **In 3Q25, potential generation² – excluding curtailment – reached 107.4% of P90 and 98.3% of P50.**

Adjusted EBITDA and Leverage: Auren reported an **adjusted EBITDA of R\$ 772.7 million in 3Q25**, a decrease of 10.4% on the same period last year. This decline was primarily driven by the negative impacts of curtailment and GSF during the quarter, partially offset by the ramp-up of assets that began operating in 2024 and synergies from the merger process. In the first nine months of 2025, **Adjusted EBITDA totaled R\$ 3.0 billion**, up 22.3% compared to the same period in 2024. Leverage at the end of the quarter stood at **4.9x Net Debt/LTM Adjusted EBITDA**.

Benefits of a Diversified Portfolio: in 3Q25, Auren secured modulation gains of R\$ 65.6 million, **totaling R\$ 124.0 million year-to-date in 2025**. These gains stem from the Company's hourly generation profile and prevailing market price dynamics, **helping to offset a significant portion of the curtailment impact**. After accounting for modulation gains, the net curtailment impact in the quarter was R\$ 130 million.

Approval of Compensation for CESP's Prudent Investments: on October 14, 2025, ANEEL's Executive Board approved the compensation for Prudent Investments made by CESP over the course of the concession periods for the Jupia, Ilha Solteira, Jaguari and Paraibuna hydropower plants, **totaling R\$ 498.8 million**, based on the concession contract termination dates. The monetary restatement factor, payment schedule and method will be determined later by the Ministry of Mines and Energy (MME). Further details can be found in the [Other Material Information](#) section.

Corporate Reorganization: in line with previous announcements since the acquisition, the Company has initiated preparatory actions for a **potential corporate reorganization**, expected to be completed **in 2027**. This reorganization is one of the **strategic paths to unlock additional synergies through** (i) the consolidation of hydro assets under a single vehicle (CESP), (ii) a simplified corporate structure by reducing the number of publicly traded companies (iii) greater efficiency in cash management and debt allocation. Further details can be found in the [Other Material Information](#) section.

¹ Considering the effective generation combined with the energy to be reimbursed, that is, the curtailment classified as External Unavailability Reason (REL) after reaching the deductible limit.

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

| Table 1 | Period Overview – Operational and Financial Information

Operational Headlines

Generation (MWavg)	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Hydro	1,589.4	1,663.7	-4.5%	1,979.9	1,763.1	12.3%
Wind ¹	1,510.5	1,473.7	2.5%	1,263.4	1,106.3	14.2%
Solar ¹	163.2	168.8	-3.3%	170.8	124.8	36.8%
Total Proprietary Assets	3,263.1	3,306.2	-1.3%	3,414.1	2,994.2	14.0%
Interests ²	346.9	349.0	-0.6%	243.8	372.3	-34.5%
Total Proprietary Assets and Holdings	3,610.0	3,655.2	-1.2%	3,657.9	3,366.5	8.7%

Average Availability Wind Assets	3Q25	3Q24 proforma	Change (p.p.)	9M25	9M24 proforma	Change (p.p.)
Consolidated Portfolio	94.8%	93.3%	1.5	93.5%	86.3%	7.2
Acquired Assets	93.3%	91.2%	2.1	91.8%	81.7%	10.1

Summary Financials

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change	LTM 3Q25
Net Revenue	3,537.4	3,134.7	12.8%	9,375.2	7,651.9	22.5%	12,974.1
Generation	1,636.1	1,603.1	2.1%	4,853.8	4,293.1	13.1%	6,649.3
Trading	2,646.3	2,040.5	29.7%	6,328.3	4,476.9	41.4%	8,931.2
Eliminations	(745.0)	(509.0)	46.4%	(1,806.9)	(1,118.1)	61.6%	(2,606.4)
Adjusted EBITDA³	772.7	862.1	-10.4%	2,958.6	2,420.0	22.3%	3,848.5
Generation	840.3	812.2	3.5%	2,865.5	2,284.2	25.4%	3,819.6
Trading	(24.9)	81.1	n.a.	193.8	233.4	-17.0%	162.5
Holding Company and Pipeline	(42.6)	(31.2)	36.8%	(100.6)	(97.6)	3.0%	(133.6)
Adjusted EBITDA Margin	21.8%	27.5%	-5.7 p.p.	31.6%	31.6%	-0.1 p.p.	29.7%
Net Income	(403.7)	197.2	n.a.	(912.6)	330.9	n.a.	(1,276.1)
Operating Cash Flow after Debt Service	327.0	419.8	-22.1%	1,290.2	1,322.4	-2.4%	1,818.1
Cash Conversion Ratio	42.3%	48.7%	-6.4 p.p.	43.6%	54.6%	-11.0 p.p.	47.2%
Net Debt	19,023.4	12,803.2	48.6%	19,023.4	12,803.2	48.6%	19,023.4
Leverage	4.9x	3.7x	1.2x	4.9x	3.7x	1.2x	4.9x

Note: The Financial Performance section of this release presents an analysis of the Company's main earnings components. Given the completion of the acquisition of AES Brasil Energia S.A. on October 31, 2024, and in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 3Q25 data, the figures related to the September 2024 Quarterly Financial Statements are presented on an unaudited pro forma basis, and embrace the combined operations of AES Brasil Energia S.A. and the Company from January 01, 2024, solely to facilitate a comparative analysis. The accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., as disclosed in the September 2024 Quarterly Financial Statements, were accordingly consolidated by summing the figures of both companies and eliminating intercompany transactions. Additionally, reclassifications were made to items in the statement of profit or loss (DRE) to facilitate a comparative analysis and improve presentation.

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

² The variation in generation from assets with noncontrolling ownership between the first nine months of 2024 and 2025 is due to extraordinary generation in 1H24, driven by higher-than-average rainfall volumes during that period. Generation was weighted by Auren's indirect economic interest.

³ Adjustments detailed in the "Financial Performance" section.

Message from Management

On October 30, Provisional Law 1.304 was approved by Congress and is now pending presidential sanction. Several topics were addressed, with two being particularly important for Auren: The approved text allows for reimbursement of generation cuts (curtailment) related to risks to the reliability of the operation of the National Interconnected System (SIN) verified as of September 2023, and instructs the Ministry of Mines and Energy (MME) to define the concept of renewable energy oversupply, which may address part of the energy curtailment. For Auren, reliability curtailment accounted for approximately 50% of the total reported since September 2023, with an estimated negative impact of approximately R\$ 250 million. In addition, the text sets forth the principles for the possible renewal of hydropower plant concessions. Auren has 2,644 MW of hydropower capacity maturing in 2032.

The third quarter of 2025 was challenging, with Auren's performance significantly impacted by sector-specific issues such as generation curtailment and hydropower displacement (GSF). Elsewhere, Auren made consistent progress on its strategic agenda, including significant advances in the merger process, further reduction of PMSO expenses (Personnel, Materials, Services and Others) and improved availability of assets incorporated through the acquisition of AES Brasil.

Thanks to its continued focus on strategic priorities outlined since the acquisition of AES Brasil, Auren successfully completed the merger process seamlessly and in record time, including decommissioning AES Brasil's legacy systems and completing liability management through full early repayment of the acquisition finance and higher-cost debt in September. Going forward, the Company will shift its focus to process optimization and continuous improvement initiatives, aiming to become increasingly agile and efficient.

Recurring synergy gains in PMSO resulted in cost savings of R\$ 58.1 million in 3Q25, consistent with the aforesaid R\$ 250 million in annual synergies. Since the acquisition's completion, cumulative synergies have amassed R\$ 212.1 million. The improved performance of Auren's merged wind assets continues to drive meaningful gains, with average availability reaching 93.3% in 3Q25, a 1.3 p.p. increase compared to 2Q25. The Company remains committed to achieving 95% availability for these assets by the end of 2025.

From a regulatory perspective, Auren secured a major milestone: on October 14, 2025, ANEEL's Executive Board approved CESP's right to receive R\$ 498.8 million in compensation for Prudent Investments made during the concession periods of the Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna and Jaguari hydropower plants. The next step will be for the MME to define the funding source, payment schedule, and applicable monetary restatement index. These topics are also being addressed in the scope of MME Public Consultation No. 190, dated July 03, 2025. Auren expects this final stage to be concluded during 2026.

The quarter's performance was significantly impacted by curtailment and the GSF, both of which exceeded Auren's and the market's expectations. The main cause was a contraction in SIN demand, which reached 77 GWavg in the quarter – a 4% (3 GWavg) decrease versus ONS forecasts and 1% (1 GWavg) below 3Q24 – driven by the coldest winter since 2009, with average temperatures in the central-southern region around 2°C lower than in winter 2024. In addition to weaker demand, the GSF and curtailment were also influenced by increased participation of Micro and Mini Distributed Generation (MMGD) and by the higher thermal dispatch, driven by the increase in short-term prices due to the new risk aversion parameters and the adoption of the hybrid Newave model, as well as the entry into operation of inflexible thermal capacity during the quarter. Curtailment was further exacerbated by the strong wind season, typical of the winter months, which significantly affected the generation of the wind assets.

Considering only the non-reimbursable portion of curtailment, SIN restrictions resulted in generation cuts of approximately 19.8% for wind assets and 31.2% for solar assets, totaling 5.6 GWavg of curtailed capacity – 120.3% higher than in 2Q25. Auren's diversified portfolio, designed to meet the growing complexity of the energy sector and rising demand for flexibility, once again proved resilient in a challenging quarter like 3Q25. The portfolio mix allowed the Company to secure R\$ 66 million in modulation gains, benefiting from its hourly generation profile and price dynamics, including higher market volatility stemming from technical improvements in price formation models which, in the Company's view, better reflect the operational reality of the SIN. The impact from generation cuts in the results of the quarter was R\$ 196 million, compared to R\$ 96 million in 2Q25. After accounting for modulation gains, the net curtailment impact was R\$ 130 million, up from R\$ 56 million in 2Q25. Additionally, the average GSF in the quarter was 65%, below the 79% recorded in 3Q24.

Proprietary generation accordingly reached 3.3 GWavg¹, 1.3% lower than the same period in 2024. In the first nine months of 2025, generation amassed 3.4 GWavg¹, 14.0% above 9M24. It is worth highlighting the energy generation of the wind assets, which reached 1,511 MWavg¹ in 3Q25 – 2.5% higher than in the same period of 2024. Compared to 3Q24, wind generation benefited from the completion of the ramp-up at Cajuina and Tucano. In this challenging situation, the Company's wind assets produced 87.3% of the P90 certified production curve in 3Q25, totaling 95.3% over the past nine months. When analyzing potential generation – excluding the curtailment impact – generation would have totaled 1,858 MWavg or 98.3% of the 50 percentile (P50) and 107.4% of the 90 percentile (P90) in 3Q25, reflecting the resilience of the Company's assets.

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

In terms of financial performance, Adjusted EBITDA reached R\$ 772.7 million in 3Q25, a 10.4% (or R\$ 89.4 million) decrease on the same period last year. Compared to 2Q25, Adjusted EBITDA fell 21.2%, mainly due to a greater negative impact from curtailment (R\$ 196 million in 3Q25 versus R\$ 96 million in 2Q25) and the GSF, given the seasonality of hydropower generation and higher spot prices. Combined with the R\$ 2.2 billion Adjusted EBITDA in 6M25, the Company posted an Adjusted EBITDA of R\$ 3.0 billion in the last 9 months, a 22.3% increase versus the same period in 2024. On a last 12 months (LTM) basis, pro forma Adjusted EBITDA was R\$ 3.8 billion. We ended the quarter with a leverage ratio of 4.9x (Net Debt/Adjusted EBITDA).

Lastly, as part of its drive to optimize operations, Auren has initiated preparatory steps for a potential corporate reorganization, expected to be completed in 2027, starting with the process to obtain waivers from creditors. The reorganization includes (i) consolidating all hydro assets into a single vehicle (CESP), (ii) streamlining the corporate structure by reducing the number of publicly traded companies and (iii) improving efficiency in cash management and allocation of financial liabilities. This initiative has been disclosed since the acquisition as one of the avenues to unlock additional synergies for the combined company.

We remain constructive on long-term energy prices, believing they should converge toward the marginal cost of expansion as oversupply recedes. There are signs this shift has already begun, as shown by the increase in the forward energy price curve and the higher values seen in recently signed long-term PPAs. Additionally, sell-side analysts and investors are significantly revising their long-term price assumptions.

Auren remains confident in the attractiveness of the Brazilian energy sector and is committed to driving its development through qualified technical discussions, sustainable investments, innovation and operational excellence, while continuing to deliver consistent value to its shareholders across different market scenarios.

We are grateful for the trust and continued support of our customers, employees, shareholders and partners.

Fabio Zanfelic
CEO

Mateus Ferreira
Chief Financial and Investor
Relations Officer

Electricity Market

3Q25 was marked by elevated levels of curtailment and a challenging displacement of hydropower generation (GSF), both negatively affecting energy generators' results. The main factors behind the variation in these indicators during the quarter were: (i) the decline in SIN load, which totaled 77 GWavg in 3Q25, 4.0% below the level forecasted by ONS¹ and 0.9% below 3Q24, (ii) the evolution of the energy mix, with the entry of inflexible thermal capacity and growth in Distributed Micro and Mini Generation (MMGD), (iii) higher wind generation, and (iv) increased thermal dispatch by merit order, driven by higher short-term prices due to the new risk aversion parameters and the adoption of the new hybrid Newave pricing model.

Reservoir levels reached 56% of maximum capacity at the end of September, 17 p.p. above the ten-year average and about 6 p.p. higher than the same period in 2024. Much like 3Q25, 2Q25 was also affected by lower-than-expected load due to below-average temperatures. However, the GSF in 3Q25 was more pronounced than in 2Q25, reflecting the seasonality of hydropower and wind generation. In 3Q25, the GSF was 65%, compared to 96% in 2Q25 and 79% in 3Q24. The 14 p.p. difference from the prior year is explained by a higher allocation of assured energy in the MRE (4 p.p.) and lower system-wide hydro generation (10 p.p.).

For wind generation, total curtailment in the SIN reached 20.7% (4.0 GWavg) in 3Q25, significantly higher than the 11.7% recorded in 2Q25 and 12.8% in 3Q24. For solar, SIN-wide curtailment was 33.1% (1.6 GWavg) in the quarter, above the 22.9% and 18.4% in 2Q25 and 3Q24 respectively.

Finally, the spot price (PLD) in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket averaged R\$ 252/MWh in the quarter, with intraday volatility of 38%, compared to an average of R\$ 170/MWh and 31% volatility in 3Q24. Despite higher levels, the SE/MW PLD showed a smaller spread compared to the Northeast submarket, with an average difference of R\$ 12/MWh in the period versus R\$ 27/MWh in 3Q24 and R\$ 62/MWh in 2Q25. This narrower spread can be attributed to the behavior of the hourly PLD in the Southeast/Midwest submarket, which has become closer to the hourly profile of the Northeast submarket, due to the higher energy exchange capacity between regions and the greater share of solar generation – driven by the growth of MMGD – in the SE/MW submarket.

The dynamics outlined above highlight both the challenges posed by GSF and curtailment during the quarter and the opportunities for securing modulation gains under the current PLD dynamics. These effects will be detailed in the following paragraphs.

Weather Patterns and Natural Streamflow

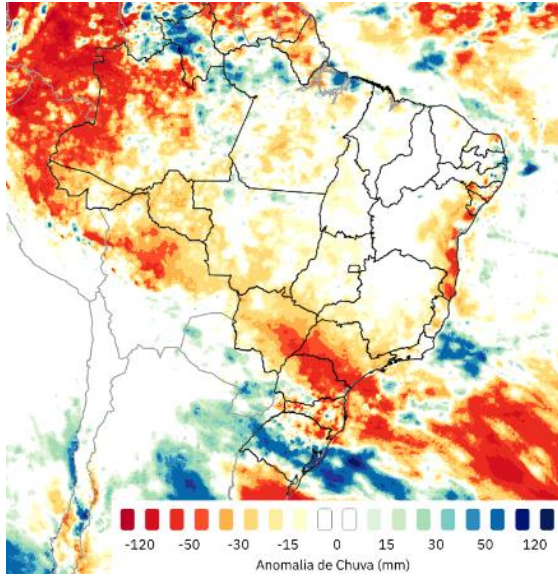
Continuing the trend observed in the second quarter, temperatures generally remained below historical averages. The colder-than-average winter was mainly driven by polar air masses affecting the South and Southeast/Midwest regions, contrasting with 2024, when temperature anomalies were dominated by higher-than-usual heat across much of the country.

In both 2Q25 and 3Q25, lower temperatures had a significant impact on SIN demand. As a result, system load in 3Q25 reached 77 GWavg, a 4.0% reduction compared to ONS's forecast for 3Q25. Compared to 3Q24, system load declined 0.9%, and versus 2Q25, it fell 2.5%.

¹ According to the 2025–2029 Annual Energy Operation Plan (PMO), published in December 2024.

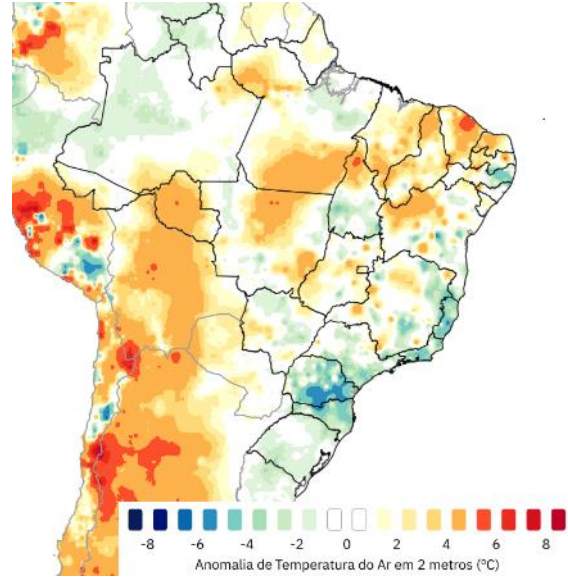
| Figures 1 and 2 | Unusual Rainfall Patterns and Average Air Temperature in 3Q25

Figure 1



Source: TempoOK

Figure 2



Source: SAMet/Tempo OK

In 3Q25, the Southeast/Midwest submarket recorded gross ENA at 71% of the Long-Term Average (LTA), up from 55% in 3Q24. The Northeast and North submarkets registered ENA levels of 45% and 65% of the LTA, respectively. In contrast, the South submarket experienced above-average rainfall in some areas – driven by the concentration of cold fronts in the region – resulting in ENA at 108% of the LTA for the quarter.

| Chart 1 | Daily Gross Natural Inflow (ENA) in the National Interconnected System (SIN) (GWavg)



GROSS ENA/LTA	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
2023	116%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	102%	165%	153%	65%	95%	98%
2024	59%	66%	71%	86%	95%	72%	85%	57%	50%	64%	97%	101%	66%	72%
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	74%	-	-	-	79%	81%

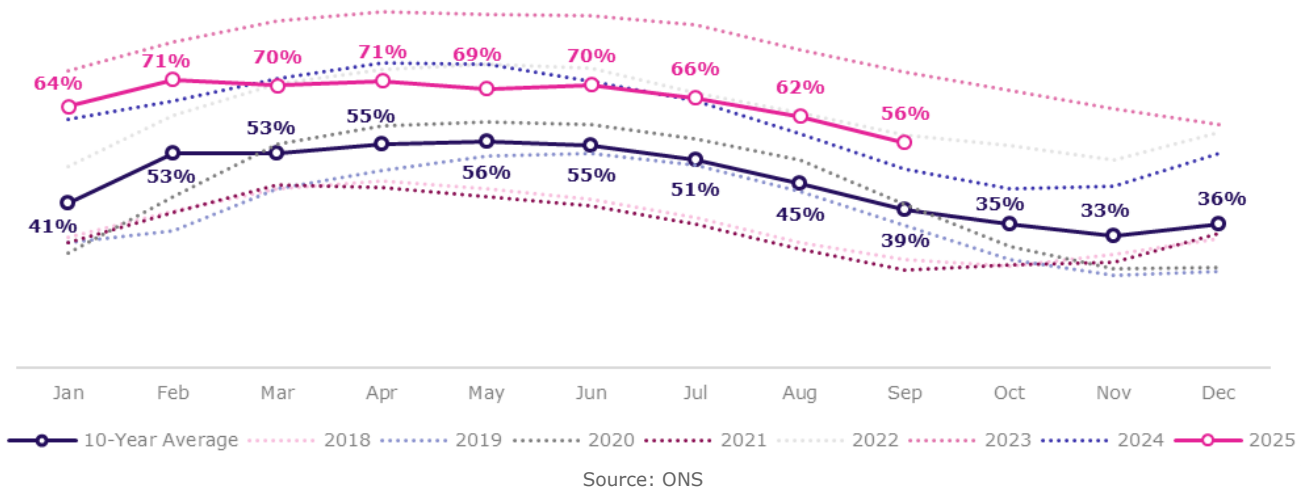
Source: ONS

Reservoirs, Supply-load Balance and GSF

The adoption of the new risk aversion parameters of the hybrid Newave model led to higher merit-order thermal dispatch throughout the first nine months of 2025, which, combined with higher ENA and the expansion of MMGD during the period, resulted in reservoir storage levels reaching 56% at the end of 3Q25 – 17 p.p. above the ten-year average and about 6

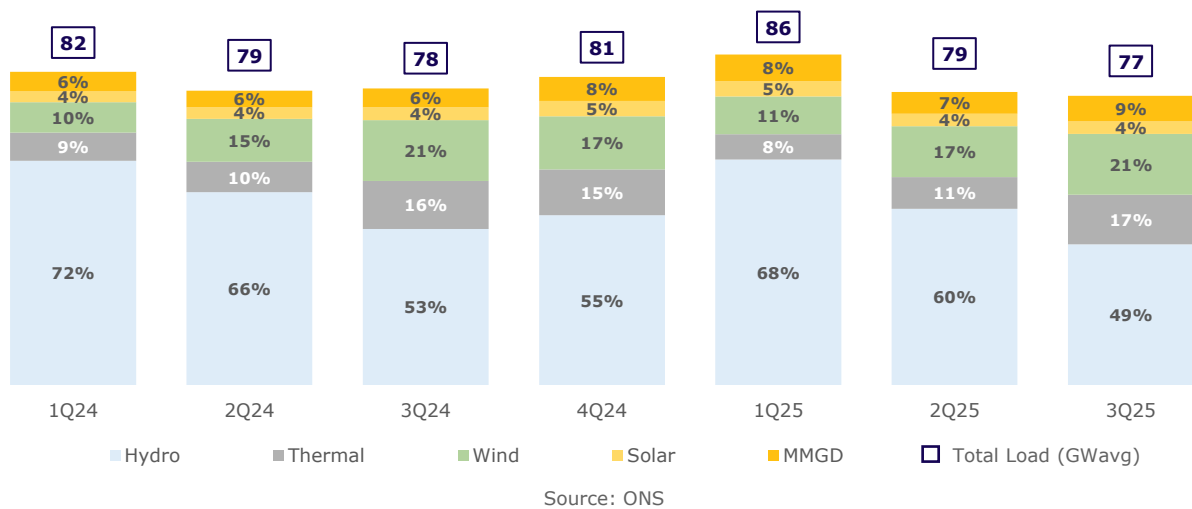
p.p. higher than the same period in 2024. Compared to the rest of the year, storage levels declined in the third quarter, in line with the seasonal pattern of the dry period.

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



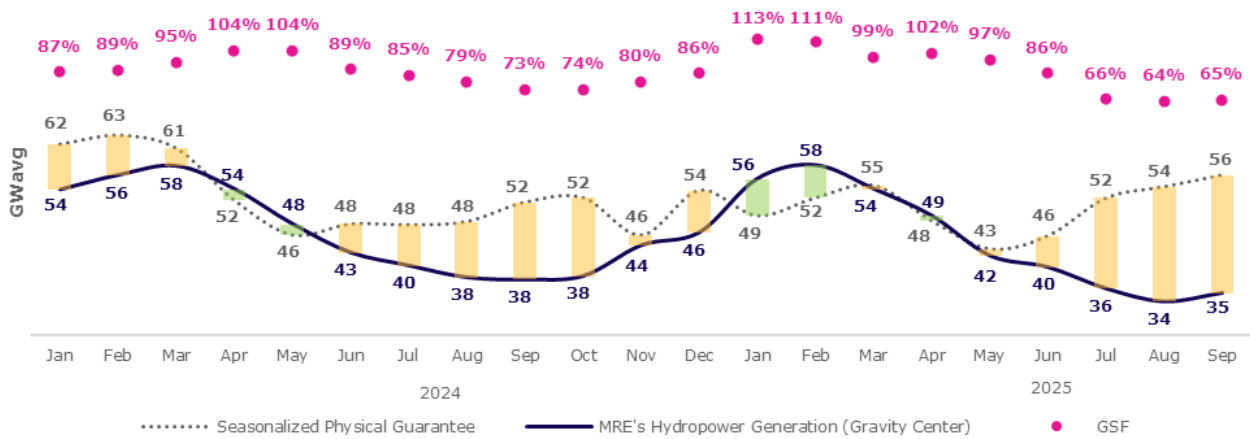
Solar generation, driven by the growth of MMGD, continued to increase its share in meeting system load, contributing 10.0 GWavg (approximately 13% of the load) in the period, compared to 8.3 GWavg (around 11% of the load) in 3Q24. Additionally, in the same period, lower hydro dispatch resulted in a 4 p.p. decline in the share of demand met by total hydropower generation under the MRE compared to the same quarter in 2024 (Chart 3).

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



In addition to the slowdown in reservoir depletion rates, the volume of assured energy allocated by the MRE this quarter was higher than in 3Q24 – 51 GWavg in 3Q25 versus 48 GWavg in 3Q24. This increased the reference base and, as a result, amplified the decline in the GSF, as shown in Chart 4. As a result, the average GSF for 3Q25 was 65%, compared to 79% in 3Q24. The 14 p.p. difference from the prior year is explained by the greater MRE assured energy allocation (4 p.p.) and lower hydro generation across the system (10 p.p.).

| Chart 4 | Hydro Displacement (% GSF)



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	80%	92%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	73%	80%	86%	79%	89%
2025	113%	111%	99%	102%	97%	86%	66%	64%	65%	-	-	-	65%	88%

Source: CCEE

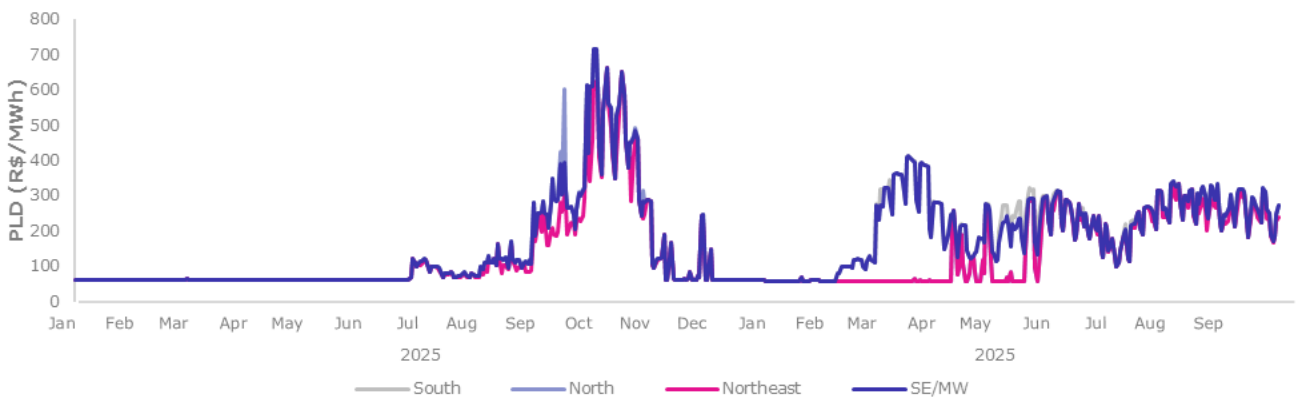
Difference Settlement Price (PLD)

The average Difference Settlement Price (PLD) for the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket was R\$ 252/MWh in the quarter, compared to an average of R\$ 170/MWh in 3Q24. The persistence of elevated prices throughout the third quarter, despite higher reservoir levels and a more favorable hydrological outlook compared to the previous year, highlights the impact of the new risk aversion parameters introduced into the price formation model chain, aimed at increasing system reliability.

Despite the higher PLD level, 3Q25 saw a reduction in the price spread between the Southeast/Midwest (SE/MW) and Northeast submarkets, with an average difference of R\$ 12/MWh, compared to R\$ 27/MWh in the same period of 2024 and R\$ 62/MWh in 2Q25.

This pattern can be attributed to the more frequent price troughs observed during oversupply periods in the Southeast/Midwest submarket. In 2024, this pattern was primarily observed in the Northeast. The convergence reflects increased supply during midday hours in the SE/MW region, driven by MMGD growth and expanded interregional energy transmission limits.

| Chart 5 | Daily PLD by Submarket (R\$/MWh)



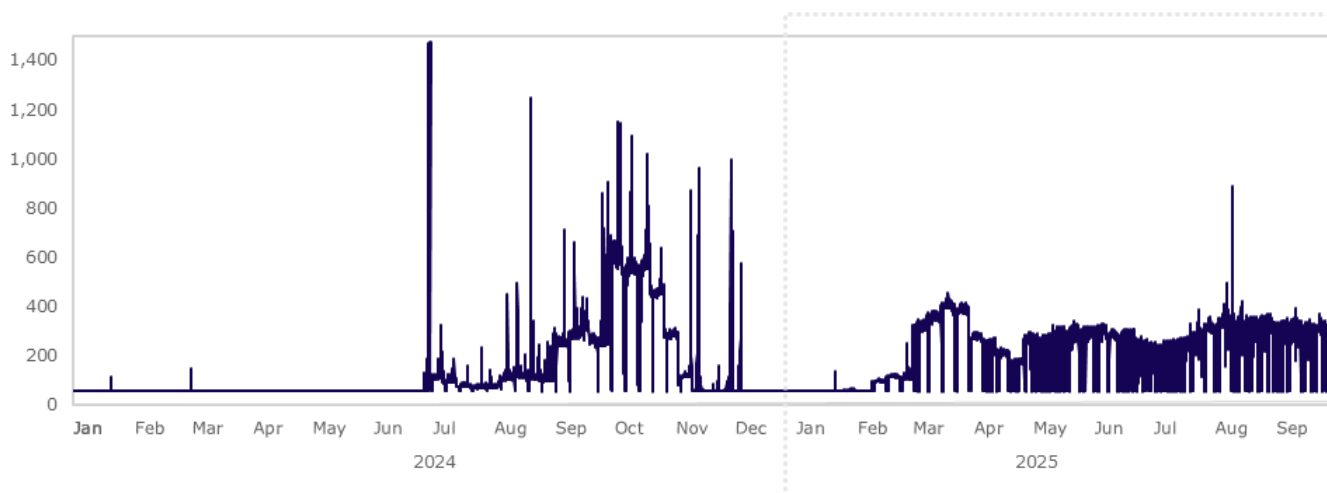
PLD by Submarket (R\$/MWh)	3Q			9M		
	2025	2024	Change	2025	2024	Change
SE/MW	252.4	169.7	82.7	210.7	98.1	112.6
South	253.0	169.7	83.3	214.1	98.2	116.0
Northeast	240.0	142.7	97.2	151.6	89.1	62.6
North	251.0	172.6	78.4	155.5	99.1	56.4

Source: ONS and CCEE

Regarding the variation in energy prices throughout the day, the most significant PLD increases typically occur in the late afternoon and early evening. During certain hours, energy demand remains high while supply decreases due to the drop in total solar generation, resulting in upward pressure on prices. The opposite is observed around midday, when net load decreases significantly due to high levels of intermittent generation, pushing PLD to lower levels.

As illustrated in Chart 6, the third quarter of 2025 showed greater price stability compared to the same period in 2024, when the average PLD remained lower and only began to rise in September. Intraday price volatility in the Southeast/Midwest submarket reached 38% in 3Q25, higher than the 31% recorded in 2024, mainly due to the entry of MMGD, which drove prices to lower levels in the morning compared to the previous year. In 2025, prices behaved more uniformly throughout the quarter, fluctuating within a narrower range between R\$ 210/MWh and R\$ 287/MWh.

| Chart 6 | Hourly PLD – Southeast/Midwest Submarket (R\$/MWh)



Average PLD (SE/MW)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
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	72.7	70.3
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	169.7	98.1
2025	59.2	93.7	327.3	202.2	212.6	234.7	210.0	287.2	260.4	-	-	-	252.4	210.7

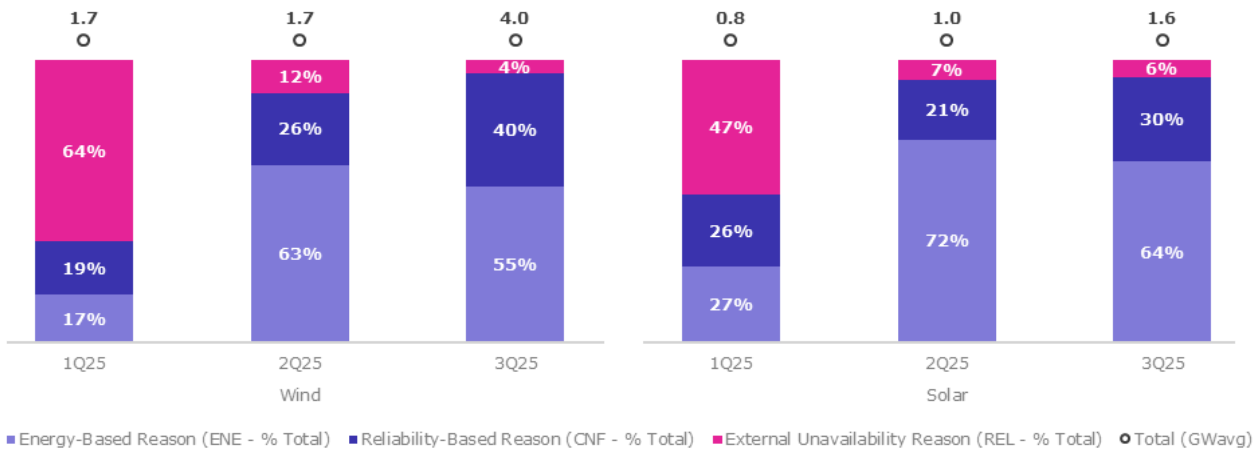
Source: CCEE

Curtailment

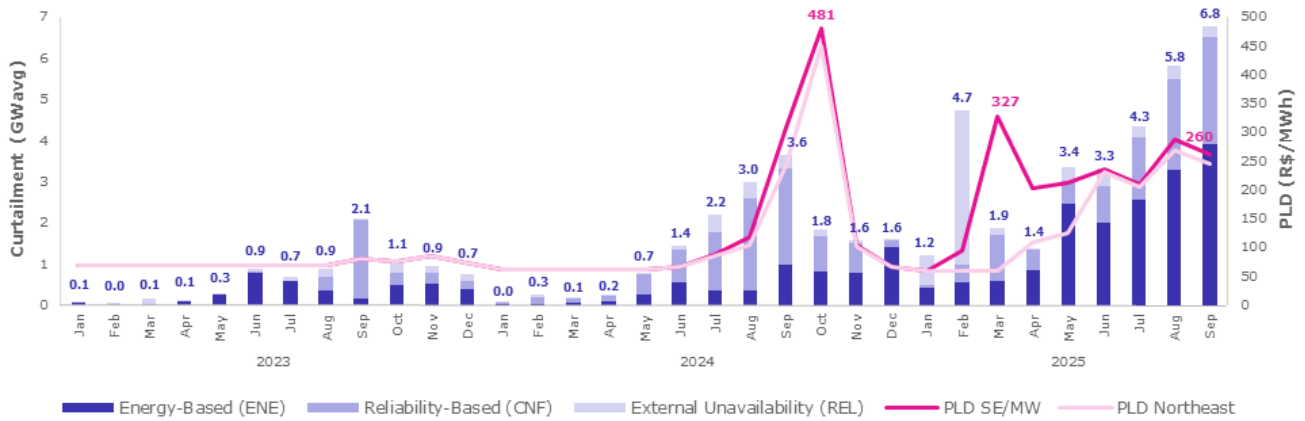
Lastly, according to ONS data, 3Q25 recorded an average total curtailment of 20.7% (4.0 GWavg) for wind generation and 33.1% (1.6 GWavg) for solar generation across the SIN. Excluding events classified as External Unavailability Factor (REL), which are eligible for reimbursement, curtailment reached 19.8% (3.8 GWavg) for wind and 31.2% (1.5 GWavg) for solar.

As in the previous quarter, most of the generation restriction in 3Q25 was attributed to the Energy-Based Curtailment condition (64%) – directly related to the combination of low demand, driven by milder temperatures in the Southeast/Midwest and South regions, high wind resource availability in the Northeast, the increase in thermal capacity and MMGD, and the change in ONS’s risk-aversion parameters. Curtailment followed an upward trend throughout the quarter, with September recording the highest percentage, driven by the peak of the wind season.

| Chart 7 | Percentage Share of Curtailments by Reason (% of Total)



| Chart 8 | Wind and Solar Curtailment (GWavg) and PLD (R\$/MWh)



Source: ONS/CCEE

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

Performance by Business Unit

Generation

In September 2025, Auren's operational installed capacity totaled 8,800 MW, of which 4,746 MW comes from hydro, 3,178 MW from wind and 876 MWac from solar. This chapter presents the Supply-Load Balance for the generation segment, along with its operational performance and corresponding financial results.

Supply-Load Balance – Generation Segment

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

Auren's trading strategy results in a highly contracted energy portfolio for the next three years, with a gradual decrease over the medium and long term. Contracting levels are at 97% of total generation for 2025, 94% in 2026 and 87% in 2027. These figures reflect the total firm energy capacity of proprietary assets, net of backbone losses and MRE (GSF) adjustments for the realized period only (9M25). For future periods, figures are gross of GSF and curtailment. Within the generation segment, the Company purchases energy from third parties to manage portfolio fluctuations, meet energy sales from generation assets, cover MRE exposures and possible curtailment compensations.

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

Main changes in the 3Q25 Supply-Load Balance:

- An additional 36 MWavg of proprietary generation from the solar project Jaíba lease were incorporated into the ACL Solar sales volume following the conclusion of the deal after all precedent conditions were met. This contract begins supplying in October 2025 and runs through December 2030. The lease revenue is reflected in the Supply-Load Balance using an equivalent unit price based on the firm energy allocated to the client.
- The transfer of a 150 MWavg long-term dollar-denominated power purchase agreement from the generation segment to the trading segment – executed through an intercompany agreement in 2Q25 – aimed to consolidate the energy sale contract and its hedge under the same entity. This transfer had a positive impact of R\$ 49.0 million on the generation segment's EBITDA in 3Q25, consistent with the previously announced full-year impact of approximately R\$ 100 million as detailed in the [2Q25 Earnings Release](#). In 2026, this transaction will have a positive impact of R\$ 103 million for the generation segment and a negative impact of the same magnitude for the trading segment. The effect of this transaction is EBITDA-neutral at the consolidated level.

| Table 2 | Auren Generation Portfolio Supply-Load Balance

Volume (MWavg)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Own Funds (A)	3,545	3,715	3,776	3,776	3,776	3,776
Firm Energy - Hydroelectric ¹	1,857	2,027	2,027	2,027	2,027	2,027
Firm Energy - Wind ^{2,5}	1,455	1,455	1,516	1,516	1,516	1,516
Solar Firm Energy	233	233	233	233	233	233
Purchases for Resale (B)	1,028	595	498	470	386	386
Conventional	401	137	119	91	6	6
Incentivized	628	459	379	379	380	380
Total Funds (C = A+B)	4,573	4,311	4,274	4,246	4,162	4,162
Sales in ACR (D)	1,084	1,084	1,084	1,190	1,084	1,084
Hydro	230	230	230	336	230	230
Wind	788	788	788	788	788	788
Solar	65	65	65	65	65	65
Sales in ACL (E)	3,241	2,746	2,467	2,249	1,677	1,416
Hydro ³	2,377	2,008	1,745	1,528	956	695
Wind	691	587	587	587	587	587
Solar	173	152	134	134	134	134
Total Sales (F = D+E)	4,325	3,830	3,550	3,438	2,761	2,500
Generation Balance (C - F)	248	480	724	808	1,401	1,662
Conventional	147	262	470	466	1,035	1,284
Incentivized	101	218	254	341	366	379
Prices (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Average Sale Price³	196	192	201	202	211	218
ACR	265	274	275	273	275	275
Hydro	302	311	312	293	312	312
Wind	248	257	257	257	257	257
Solar	339	352	352	352	352	352
ACL	172	159	168	165	170	175
Hydro	160	142	154	147	148	150
Wind	204	205	206	204	200	201
Solar ⁶	210	204	195	191	190	187
Average Purchase Price⁴	185	184	176	173	177	177
Conventional	206	144	141	132	132	132
Incentivized	172	196	187	183	177	178

¹ Figures include: (a) the Firm Energy (GF) of proprietary assets is presented net of the MRE adjustment factor (GSF) only for the actual period up to September 30, 2025 and, for future periods, a GSF of 1 is assumed, (b) does not include resources from the Paraibuna HPP, (c) 3% losses are assumed for assets connected to the backbone grid, (d) the exposure for the first nine months of 2025 was fully settled at the PLD, (e) the firm energy subject to GSF is 1,782 MW through 2028, with a hedge in place for 230 MW from the Porto Primavera HPP in return, the Company pays a monthly premium of R\$ 16.62/MWh, as established by ANEEL Normative Resolution No. 684/2015. Reference date: January 01, 2025.

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

³ The hydro segment's ACL sales include a portion of incentivized energy sales, as Auren Operações is classified under the hydro segment but also executes contracts from wind assets.

⁴ Figures are net of PIS and COFINS. They include both ACR and ACL in the average selling price, and only ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy. Base date: 01 October 2025. Exchange rate: R\$ 5.32 (BRL/USD).

⁵ Assumes commercial operations start at the Cajuína 3 cluster in January 2027, adding 63 MWavg of projected firm energy.

⁶ The equivalent price of the lease-based self-generation contract is net of PIS, COFINS and ISS.

Operational Performance: Generation

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

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

Source	Installed Capacity (MW)	Generation (MWavg)					
		3Q25	3Q24	Change	9M25	9M24	Change
Hydro ¹	4,198	1,589.4	1,663.7	-4.5%	1,979.9	1,763.1	12.3%
Wind ²	3,178	1,510.5	1,473.7	2.5%	1,263.4	1,106.3	14.2%
Solar ²	876	163.2	168.8	-3.3%	170.8	124.8	36.8%
Total Proprietary Assets	8,253	3,263.1	3,306.2	-1.3%	3,414.1	2,994.2	14.0%
Interests ³	548	346.9	349.0	-0.6%	243.8	372.3	-34.5%
Total Proprietary Assets and Holdings	8,800	3,610.0	3,655.2	-1.2%	3,657.9	3,366.5	8.7%

Hydro

Auren's proprietary hydropower assets generated 1.6 GWavg in the third quarter of 2025, representing a 4.5% decline compared to the same period in the previous year (1.7 GWavg in 3Q24) and 23.2% below the firm energy of the assets. This performance reflects the lower dispatch of the Company's hydro plants, mainly due to system load levels recorded during the period, along with other factors detailed in the Energy Sales section of this release.

In the first nine months of 2025 (9M25), generation reached 2.0 GWavg, a 12.3% increase over the same period in 2024 (1.8 GWavg). This positive performance was primarily driven by better hydrological conditions in 1Q25, when ENA reached 84% of the LTA, compared to 65% in 1Q24. The more favorable scenario at the start of the year allowed for increased reservoir storage levels, providing greater operational flexibility for plant dispatch in the following months.

Chart 9 below shows hydro plant generation since the beginning of the year:

| Chart 9 | Energy Generation and Firm Energy Values (MWavg)⁴



As shown in Table 4, by the end of 3Q25, the Verified Availability Index⁵ remained above ANEEL's benchmark values for the main hydropower plants in the portfolio: Porto Primavera, Água Vermelha and Nova Avanhandava, which together account for 78.5% of the Company's hydro capacity. For the plants where the index remains below the benchmark thresholds, the

¹ Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs. Does not include Paraibuna HPP.

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

³ The variation in generation from assets with noncontrolling ownership between periods is due to extraordinary generation in 1H24, driven by higher-than-average rainfall volumes during that period. Generation recorded in 1H25 was in line with that of 1H23, with both periods reflecting standard rainfall conditions in southern Brazil. The data on installed capacity and generation were weighted according to Auren's indirect economic interest.

⁴ Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs.

⁵ The IDv60 (Verified Availability Index - 60 months) measures the actual operational availability of a plant compared to its benchmark capacity over the last five years.

lower availability reflects isolated events from previous periods, such as maintenance activities or specific incidents. The Company has implemented a multi-year maintenance review plan aimed at restoring asset availability to appropriate levels.

| Table 4 | Generation and Verified Availability of Proprietary Hydro Assets

State	Hydro	Installed Capacity (MW)	Generation (MWavg)						% Firm Energy 3Q25	Verified Availability	ANEEL Benchmark Index
			3Q25	3Q24	Change	9M25	9M24	Change			
	Porto Primavera HPP	1,540	771.8	822.8	-6.2%	896.1	828.4	8.2%	-13.0%	96.1%	92.3%
	Água Vermelha HPP	1,396	482.0	571.8	-15.7%	637.5	587.5	8.5%	-30.6%	96.6%	93.9%
	Nova Avanhandava HPP	347	86.4	64.9	33.2%	120.6	82.8	45.6%	-31.1%	95.8%	94.8%
	Promissão HPP	264	62.6	50.5	23.9%	88.5	63.1	40.2%	-33.4%	90.9%	94.8%
SP	Bariri HPP	143	37.2	28.2	32.2%	54.4	43.6	24.7%	-37.5%	91.9%	93.4%
	Barra Bonita HPP	141	34.1	26.7	27.6%	38.1	31.1	22.7%	-27.0%	87.6%	94.6%
	Ibitinga HPP	132	40.8	32.9	24.1%	58.8	49.4	19.0%	-38.9%	96.9%	93.8%
	Euclides da Cunha HPP	109	32.7	30.2	8.2%	39.4	36.9	6.8%	-30.6%	96.8%	94.6%
	Caconde HPP	80	31.1	25.5	21.9%	31.0	26.2	18.3%	-4.4%	94.3%	94.6%
	Limoeiro HPP	32	9.2	8.8	4.1%	12.0	10.8	11.5%	-35.7%	96.1%	94.6%
		Total	4,184	1587.9	1662.3	-4.5%	1976.5	1759.8	12.3%	-23.2%	-

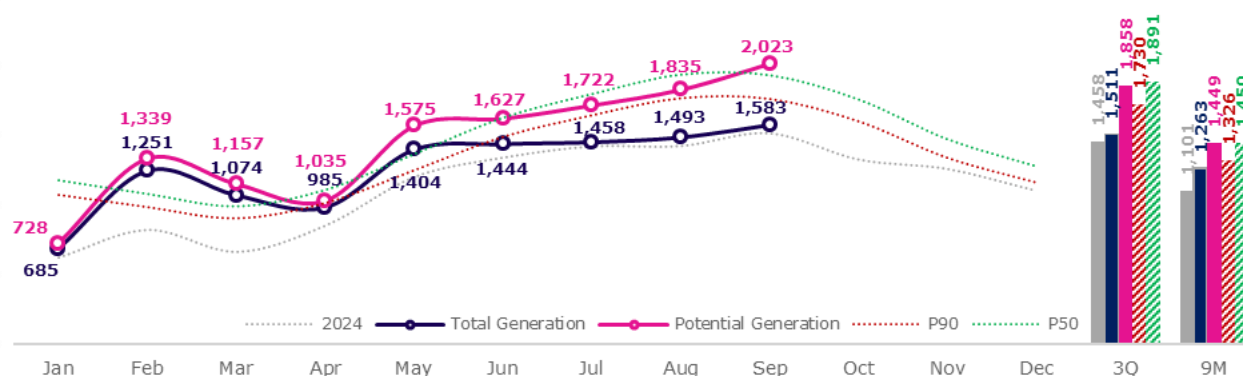
Wind

The energy output from wind assets, including generation curtailed due to External Unavailability (REL) subject to compensation after the allowance is met, reached 1,510.5 MWavg in 3Q25 – 2.5% higher than in 3Q24 (1,473.7 MWavg). Year-to-date, energy production reached 1,263.4 MWavg, 14.2% higher than in 2024, mainly due to the full commissioning of the Tucano and Cajuína Wind Clusters and improved performance from the remaining assets, partially offset by generation curtailment. Amid elevated curtailment, the volume of energy produced plus the portion eligible for reimbursement under REL reached 87.3% of the P90 in the quarter, as shown in Table 5 below. In the first nine months of the year, generation plus reimbursable energy reached 95.3% of the P90.

Chart 10 presents the monthly performance of: (i) total generation – consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to REL restrictions (compensable); (ii) potential generation – representing actual generation plus the share of energy not produced due to various ONS-imposed restrictions; and (iii) the 50th and 90th percentile certification benchmark values.

The highlight of the third quarter was September, when potential energy generation reached 104.5% of the P50 certification and 114.4% of the P90, driven by strong winds and strong turbine performance. In July and August, even with wind resources below certification levels, potential generation reached 104.4% and 103.5% of the P90, respectively. In the quarter, potential generation reached 107.4% of the P90 and 98.3% of the P50, highlighting the strong operational resilience of the wind assets, with performance in line with the P50 certification assumptions.

| Chart 10 | Consolidated Wind Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
Generation 2024	627	826	668	857	1,206	1,346	1,426	1,430	1,521	1,332	1,265	1,107	1,458	1,101
Generation 2025	681	1,075	1,062	985	1,394	1,412	1,444	1,480	1,573	-	-	-	1,498	1,235
Total Generation 2025 ¹	685	1,251	1,074	985	1,404	1,444	1,458	1,493	1,583	-	-	-	1,511	1,263
Potential Generation 2025 ²	728	1,339	1,157	1,035	1,575	1,627	1,722	1,835	2,023	-	-	-	1,858	1,449

| Table 5 | Wind Cluster Production and Performance vs. Certification

State	Wind Clusters	Generation + Compensable Energy (MWavg)						% of Benchmark (with REL)			
		3Q25		3Q24		Change		P90		P50	
		3Q25	9M25	3Q24	9M24	Change	3Q25	9M25	3Q25	9M25	
PI	Ventos do Araripe III	225.0	167.6	230.4	164.5	-2.3%	1.9%	-7.0%	-0.5%	-12.1%	-6.0%
	Ventos do Piauí II	135.8	104.1	148.5	110.4	-8.6%	-5.7%	-0.3%	0.8%	-7.1%	-6.1%
	Ventos do Araripe I	110.7	83.8	114.9	86.3	-3.7%	-2.9%	-9.0%	-3.2%	-16.9%	-11.6%
	Ventos do Piauí III	130.2	99.4	144.6	99.8	-9.9%	-0.4%	-1.3%	0.5%	-8.3%	-6.6%
	Ventos do Piauí I	137.0	101.4	135.2	97.0	1.4%	4.4%	-1.3%	3.5%	-6.7%	-2.1%
PE	Caetés	62.8	68.3	83.6	70.2	-24.9%	-2.7%	-30.4%	-12.3%	-36.7%	-20.2%
RN	Cajuína	287.6	268.2	148.2	125.1	94.1%	114.4%	-21.2%	-5.2%	-31.3%	-17.4%
	Ventus	33.0	32.4	38.1	29.5	-13.3%	9.7%	-42.5%	-21.6%	-47.9%	-29.0%
	Salinas	23.9	16.3	15.2	12.0	57.3%	35.9%	2.4%	-3.9%	-5.8%	-11.6%
CE	Mandacaru	27.7	20.0	44.2	27.6	-37.3%	-27.6%	-37.7%	-28.9%	-45.8%	-38.2%
BA	Alto Sertão II	182.2	162.6	197.0	153.0	-7.5%	6.2%	-9.4%	-0.1%	-15.7%	-7.0%
	Tucano	137.3	121.6	151.7	108.0	-9.4%	12.7%	-11.8%	-14.1%	-18.4%	-20.5%
RS	Cassino	17.2	17.8	22.1	23.0	-22.2%	-22.7%	-22.2%	-9.5%	-29.1%	-17.5%
Total		1,510.5	1,263.4	1,473.7	1,106.3	2.5%	14.2%	-12.7%	-4.7%	-20.1%	-12.9%

3Q25 marked another milestone in the operational maturation of the merged wind farms, reflecting the consolidation of the technical recovery plan implemented throughout the year. Preventive and predictive maintenance efforts, along with strengthened operational governance and integrated management of spare equipment, have enhanced asset reliability and

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

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

steadily reduced the average downtime of wind turbines. The strategy also includes the continuous improvement of field procedures, ensuring more stable turbine performance and maximizing the energy potential of each wind farm.

As shown in Table 6, average availability of the merged assets reached 93.3%, an increase of 2.1 p.p. compared to the same period in 2024 and 1.3 p.p. over 2Q25, confirming the recovery trend observed during the year. The average availability across all of the Company's wind assets reached 94.8%, up 1.5 p.p. year over year. On a nine-month basis, the improvements are even more significant, with a 10.1 p.p. increase in the integrated assets and 7.2 p.p. in the total portfolio, highlighting the effectiveness of the Company's structural O&M measures and the continued consolidation of a more efficient, standardized operation.

Among the highlights, the Cajuína, Ventos do Araripe III, Ventos do Piauí I, II and III, Salinas and Alto Sertão II clusters maintained average availability above 95%, reinforcing the Company's consistent and efficient operational performance. Cajuína, in particular, demonstrated a solid and sustained recovery since its integration, showing gains of 8.7 p.p. in 3Q25 and 21.4 p.p. in 9M25 compared to the same periods in 2024. These results reflect the impact of targeted technical interventions and improved operational stability during the quarter.

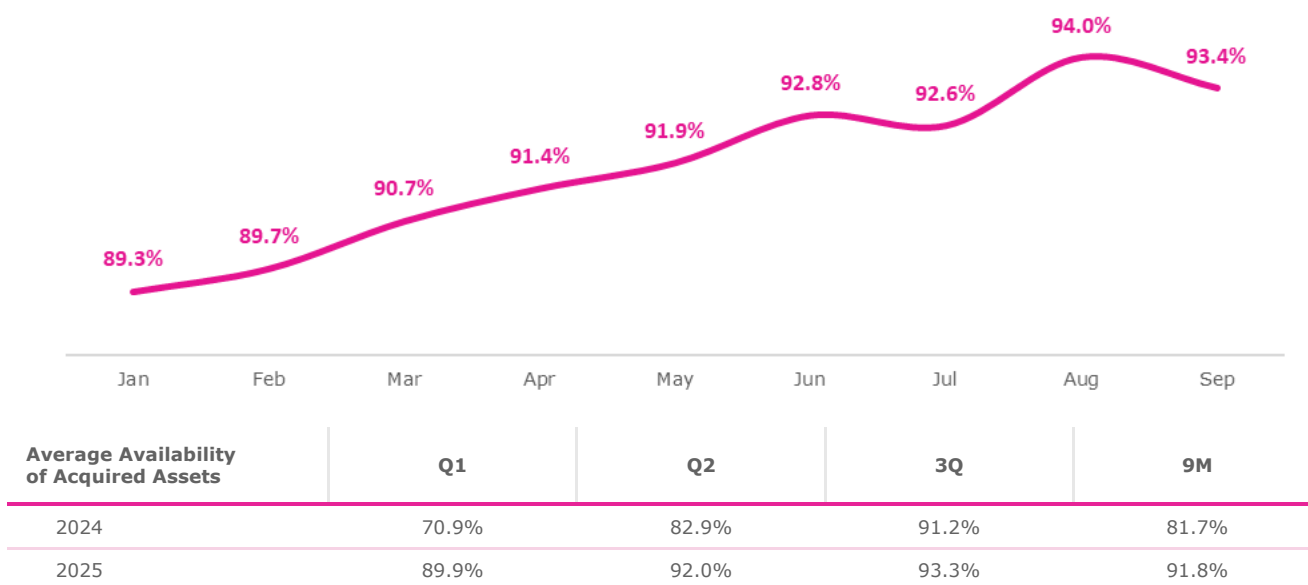
At the Tucano, Mandacaru and Cassino assets, the quarter reflected continued corrective maintenance and the gradual return of previously idled turbines. Tucano maintained its recovery trend following the replacement of high-speed shafts and structural inspections. Mandacaru posted a significant improvement in availability throughout the quarter, with turbines progressively returning to operation as scheduled for the 2025 maintenance cycle. In Cassino, the transition to a new O&M model led to a spike in end-of-contract inspections in September, which directly impacted availability results for the quarter.

| Table 6 | Availability of Wind Clusters

State	Assets	Installed Capacity (MW)	3Q25	3Q24	Change (p.p.)	9M25	9M24	Change (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	97.4%	97.6%	-0.2	97.3%	96.1%	1.1
	Ventos do Piauí II	211	99.1%	99.0%	0.1	96.7%	98.6%	-1.9
	Ventos do Araripe I	210	89.6%	89.5%	0.1	90.6%	76.1%	14.5
	Ventos do Piauí III	207	99.0%	98.3%	0.6	97.6%	95.2%	2.5
	Ventos do Piauí I	206	96.8%	97.6%	-0.8	97.2%	97.1%	0.1
PE	Caetés	182	95.9%	96.0%	-0.1	94.4%	93.0%	1.4
	Cajuína	686	96.4%	87.7%	8.7	94.4%	73.1%	21.4
RN	Ventus	187	94.6%	90.9%	3.6	92.5%	89.7%	2.7
	Salinas	50	95.8%	94.6%	1.2	94.9%	95.7%	-0.8
CE	Mandacaru	108	74.0%	82.6%	-8.6	69.6%	83.0%	-13.4
BA	Alto Sertão II	386	97.6%	97.5%	0.1	97.5%	94.8%	2.7
	Tucano	322	89.6%	90.9%	-1.3	85.1%	71.1%	13.9
RS	Cassino	64	86.0%	98.3%	-12.3	91.0%	97.7%	-6.7
Average Availability			94.8%	93.3%	1.5	93.5%	86.3%	7.2
Average Availability Acquired Assets			93.3%	91.2%	2.1	91.8%	81.7%	10.1

The execution of the technical recovery plan for the wind assets has driven consistent improvements in the reliability and operational performance of the clusters, supporting a continuous upward trend in availability throughout the year. While July and September showed minor fluctuations, these variations do not compromise the overall recovery trajectory, which remains positive and aligned with the expected performance consolidation for 2025. Chart 11 shows the gradual recovery in this indicator.

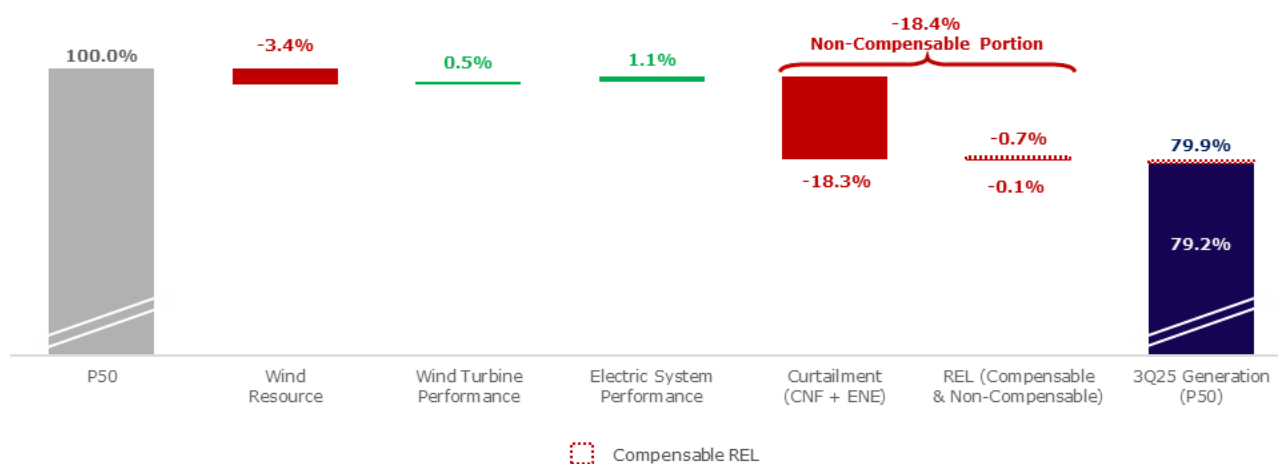
| Chart 11 | Annual Evolution of Availability of the Acquired Wind Assets



Consolidated wind portfolio generation reached 79.9% of the P50 and 87.3% of the P90 in the quarter. The main driver of underperformance was curtailment, which reduced expected generation by 19.1 p.p. – with 18.4 p.p. related to the non-reimbursable portion and 0.7 p.p. to the reimbursable portion. The period was also impacted by lower wind resource availability, as shown in Chart 12.

Despite this challenging environment, the operational gains achieved throughout the year were maintained, reinforcing the ongoing structural improvement of the assets and the increasing stability of performance indicators under the Company’s direct management.

| Chart 12 | Consolidated Wind Generation Performance in 3Q25 (P50 indexed to 100)¹

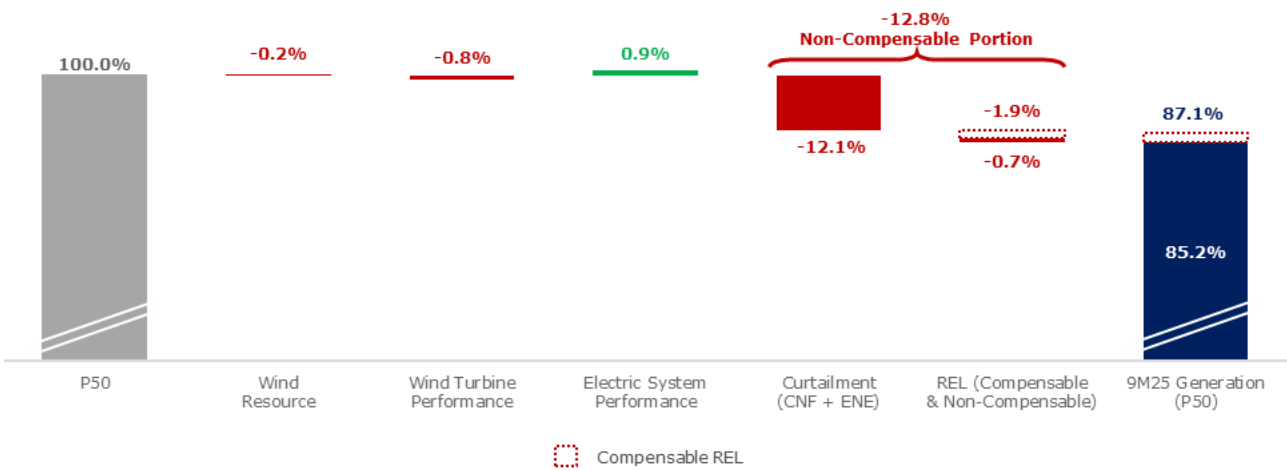


In the first nine months of 2025, the consolidated wind portfolio reached 87.1% of the P50 and 95.3% of the P90. As in the quarter, curtailment also affected energy production year-to-date, representing a 14.7 p.p. reduction relative to the P50 – of which 12.8 p.p. was non-reimbursable and 1.9 p.p. was eligible for reimbursement, as shown in Chart 13.

Wind turbine performance showed a slight negative variation during the period, mainly due to lower availability in 1Q25, when a significant portion of the maintenance activities aimed at restoring asset performance were concentrated. It is important to highlight that more recent results already show a consistent and progressive recovery trajectory since the completion of the AES Brasil acquisition on October 31, 2024.

¹ The curtailment figures in this subsection refer to Auren’s internal data and differ from the figures presented in the “Curtailment of Auren’s Wind and Solar Assets” section, which are based on data published by ONS.

| Chart 13 | Consolidated Wind Generation Performance in 9M25 (P50 indexed to 100)¹



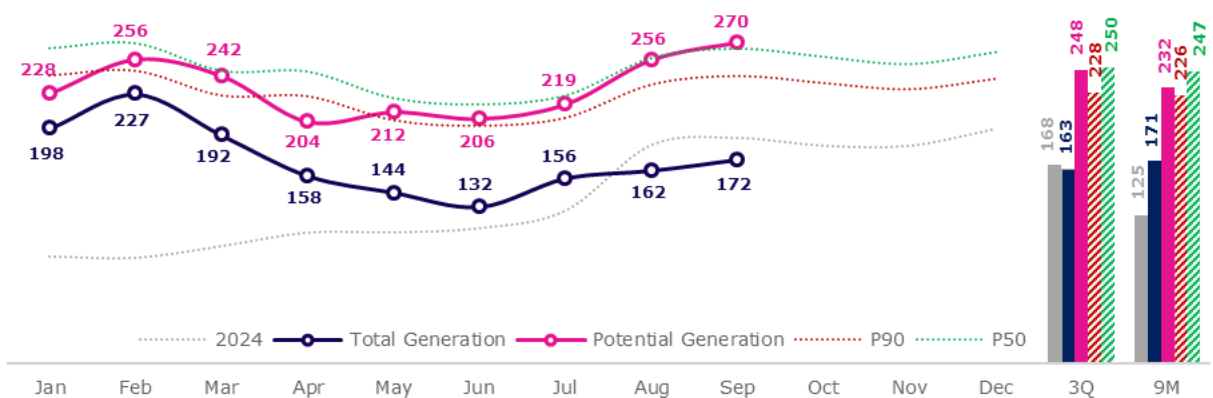
The initiatives implemented since the beginning of the year – focused on improving reliability and operational efficiency – continue to yield consistent results in technical performance and availability, reinforcing the portfolio’s resilience to external fluctuations. The Company remains focused on executing its ongoing performance levers, consolidating the recovery and strengthening of its wind operations.

Solar

The energy output from solar assets, including generation curtailed due to External Unavailability (REL) subject to compensation after the allowance is met, reached 163.2 MWavg in 3Q25, 3.3% less than in 3Q24 (168.8 MWavg). Compared to P90 expectations, generation was 28.5% lower, and relative to P50 expectations, it was 34.6% lower – primarily due to generation curtailment.

Chart 14 presents the monthly comparison of: (i) total generation – consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to REL restrictions (compensable); (ii) potential generation – representing actual generation plus the share of energy not produced due to various ONS-imposed restrictions; and (iii) the 50th and 90th percentile certification values.

| Chart 14 | Solar Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
Generation 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	168	125
Generation 2025	198	196	187	158	139	124	148	158	157	-	-	-	155	163
Total Generation ¹ 2025	198	227	192	158	144	132	156	162	172	-	-	-	163	171
Potential Generation ² 2025	228	256	242	204	212	206	219	256	270	-	-	-	248	232

In 3Q25, the Company's solar portfolio recorded total energy production of 163.2 MWavg, 3.3% lower than the same period in 2024, as shown in Table 7. Despite this, in the first nine months of the year, production grew significantly by 36.8%, driven by the ramp-up of plants completed in 2024 (Sol de Jaíba and Água Vermelha VII) and the operational resilience of existing assets.

Despite the operational improvement of the assets, quarterly performance was impacted by a high level of curtailment. Even with available infrastructure and adequate technical conditions, a significant portion of potential generation was not delivered to the system due to lower-than-expected demand for the period – as discussed in the [Energy Market](#) section – putting pressure on results relative to certified benchmarks. Auren thus remains committed to operational excellence, maximizing the efficiency of its solar assets and continuing its optimization efforts, reinforcing the resilience and maturity of the solar portfolio in the face of industry challenges.

| Table 7 | Solar Clusters – Energy Production and Performance vs. Certification

State	Solar Clusters	Generation + Compensable Energy (MWavg)						% of Benchmark including REL			
		3Q25			3Q24			P90		P50	
		3Q25	3Q24	Change	9M25	9M24	Change	3Q25	9M25	3Q25	9M25
MG	Sol de Jaíba	95.5	96.8	-1.3%	99.6	52.0	91.4%	-36.3%	-31.4%	-42.8%	-38.4%
	Guaimbê	26.3	27.6	-4.6%	26.3	29.5	-10.9%	-7.5%	-9.1%	-10.1%	-11.7%
SP	Água Vermelha Solar	14.1	14.3	-1.9%	14.7	15.8	-6.6%	-15.0%	-11.9%	-19.3%	-16.3%
	Boa Hora	15.3	14.7	4.2%	15.5	15.2	1.8%	1.2%	1.3%	-3.8%	-3.7%
	Água Vermelha VII	5.8	7.1	-18.7%	6.4	2.5	158.8%	-35.7%	-28.9%	-40.5%	-34.2%
PI	Sol do Piauí I	6.2	8.3	-25.2%	8.3	9.8	-15.5%	-34.4%	-21.8%	-40.7%	-29.3%
Total		163.2	168.8	-3.3%	170.8	124.8	36.8%	-28.5%	-24.3%	-34.6%	-30.8%

Solar asset availability in 3Q25 reached 99.0%, a 1.5 p.p. improvement on the same period in 2024, as shown in Table 8. The result confirms the maturation of operational management and the effectiveness of initiatives aimed at reducing unavailability, directly contributing to the continuous improvement of operations and the assets technical performance.

| Table 8 | Availability Rates of Solar Clusters

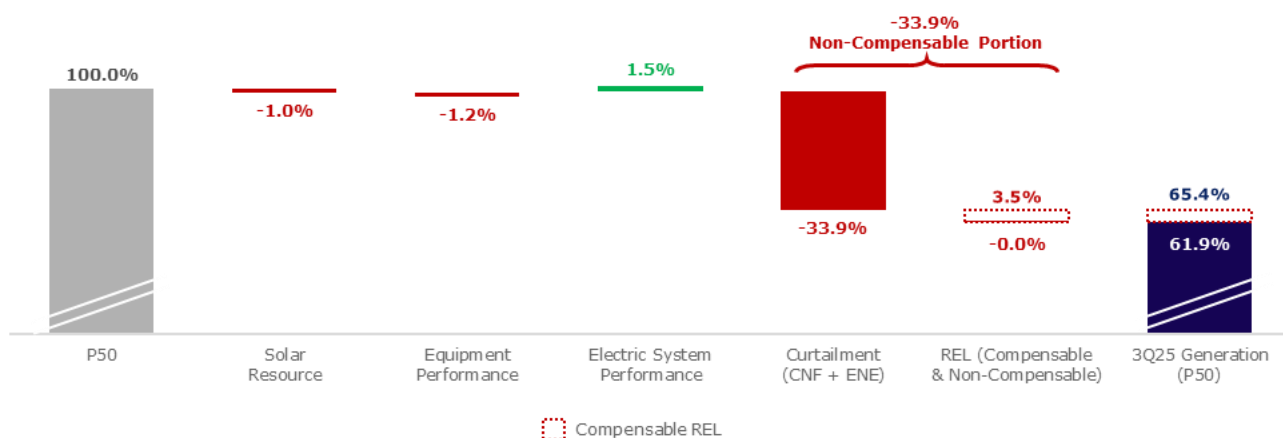
State	Solar Clusters	Installed Capacity (MW)	Availability					
			3Q25	3Q24	Change	9M25	9M24	Change
MG	Sol de Jaíba ¹	500	99.0%	97.4%	1.7	97.7%	96.7%	1.0
	Guaimbê	150	99.3%	98.1%	1.2	97.7%	99.2%	-1.5
SP	Água Vermelha Solar	76	97.5%	94.3%	3.1	97.7%	97.3%	0.4
	Boa Hora	69	99.7%	99.2%	0.5	99.5%	99.6%	-0.1
	Água Vermelha VII ²	33	99.2%	98.2%	1.0	99.0%	98.2%	0.8
PI	Sol do Piauí I	48	99.6%	99.4%	0.2	98.1%	99.6%	-1.4
Average Availability		-	99.0%	97.5%	1.5	97.9%	97.6%	0.3

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

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

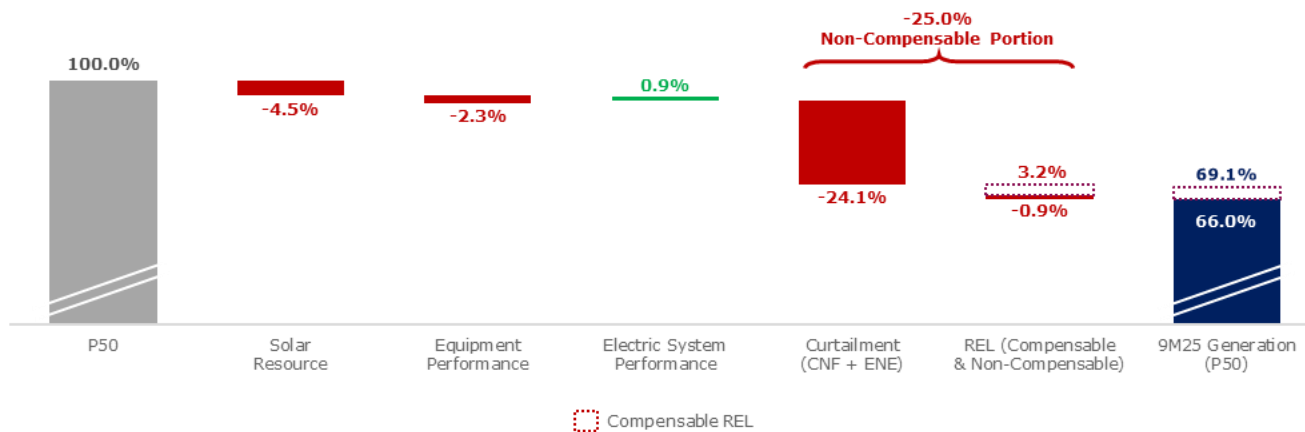
Overall, although solar resource levels below certification benchmarks limited generation, the main negative influence on performance during the period came from curtailment – particularly the non-reimbursable portion, which alone accounted for a 33.9 p.p. reduction relative to the P50. The scale of these impacts is illustrated in Chart 15.

| Chart 15 | Consolidated Solar Generation Performance in 3Q25 (P50 indexed to 100)¹



As in the quarter, year-to-date solar performance was also primarily impacted by curtailment, which accounted for a 25.0 p.p. loss relative to the P50. Additional contributing factors included less favorable solar resource conditions (-4.5 p.p.) and equipment performance (-2.3 p.p.), reflecting isolated events that occurred in 1Q25, which have since been resolved by the Company. Since then, solar operations have shown continuous improvement, supported by initiatives focused on asset reliability and efficiency. The gain in electrical system performance (+0.9 p.p.) reinforces this positive trend, helping to offset part of the accumulated losses. As a result, consolidated generation reached 69.1% of the P50 and 75.7% of the P90 in the first nine months of 2025, as illustrated in Chart 16.

| Chart 16 | Consolidated Solar Generation Performance in 9M25 (P50 indexed to 100)¹



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

Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets

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

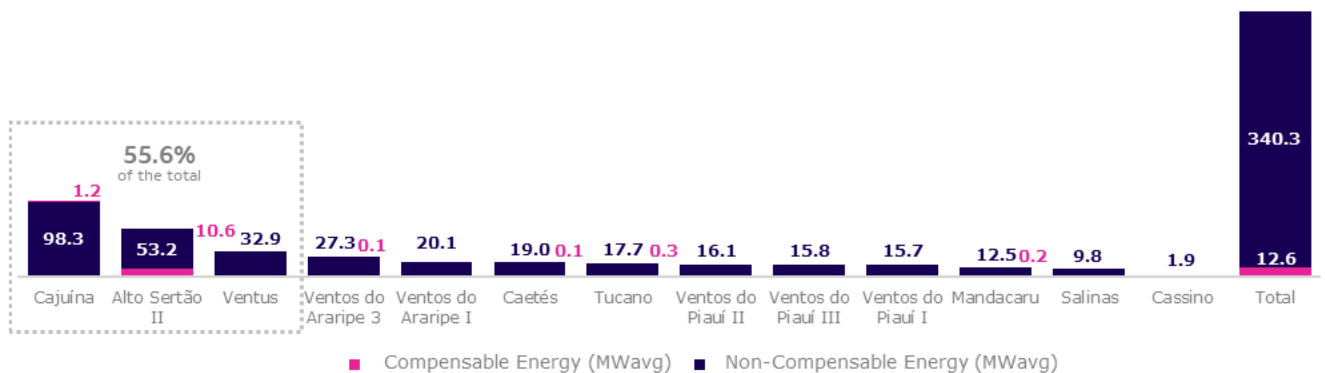
In energy terms, the total impact of non-reimbursable generation restrictions on the Company's wind and solar photovoltaic assets was 407.5 MWavg, equivalent to 18.8% of the P50, of which (i) 399.5 MWavg in 3Q25 (18.4% of the P50) were due to Reliability-Based (CNF) and Energy-Based Curtailment (ENE), and (ii) 8.0 MWavg (0.4% of the P50) were due to External Unavailability Factor (REL) before the allowance. In overall terms, the curtailments amounted to 429.4 MWavg (19.8% of

¹ Curtailment information in this subsection refers to the Company's internal curtailment data and differs from the data presented in the "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets" section, which reflects figures published by ONS.

P50), of which 21.1 MWavg (1.0% pf P50) are compensable, as they occurred after the allowance for REL events had been met.

For wind projects, 3Q25 recorded non-reimbursable generation curtailment totaling 340.3 MWavg, equivalent to 18.0% of the P50, of which (i) 337.1 MWavg (17.8% of P50) were due to Reliability-Based and Energy-Based Curtailment and (ii) 3.2 MWavg (0.2% of the P50) were due to External Unavailability Factor – REL before the allowance. In overall terms, wind curtailments reached 352.9 MWavg (18.7% of P50), of which 12.5 MWavg (0.7% of P50) were compensable as they occurred after the allowance for REL events had been met.

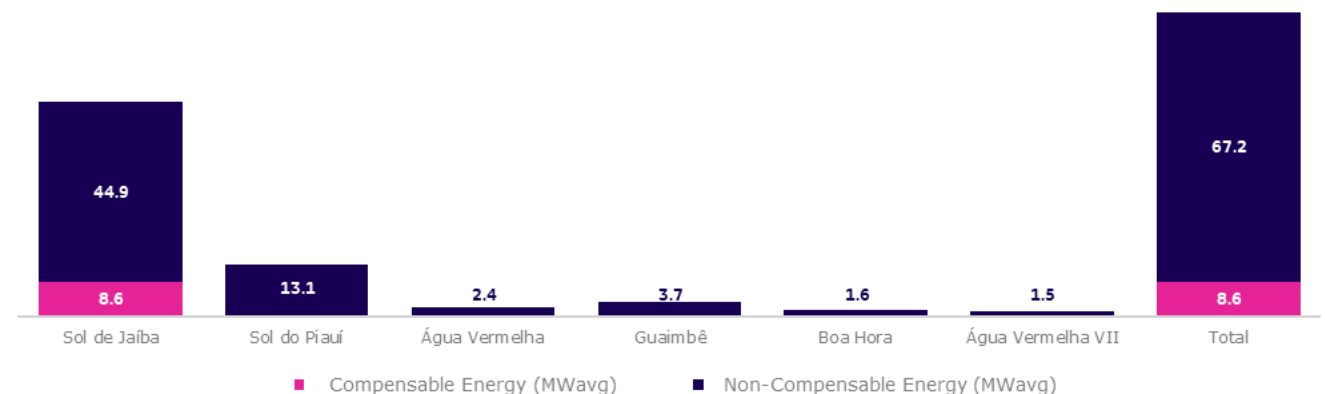
| Chart 17 | Wind – Compensable and Non-Compensable Generation Curtailments Determined by ONS in 3Q25



	CAJ	AS II	VEN	VA III	VA I	CAE	TUC	VdP II	VdP III	VdP I	MAN	SAL	CAS	Total
% P50	23.8%	29.5%	52.1%	10.7%	15.1%	19.3%	10.7%	11.0%	11.1%	10.7%	24.9%	38.5%	7.9%	18.7%
Installed Cap. (MW)	685.8	386.1	187.0	357.9	210.0	181.9	322.4	211.5	207.0	205.8	108.1	50.4	64.0	3,177

For solar assets, 3Q25 recorded non-reimbursable generation curtailment of approximately 67.2 MWavg, equivalent to 27.1% of the P50, of which (i) 62.4 MWavg (25.2% of the P50) were due to Reliability-Based and Energy-Based Curtailment and (ii) 4.8 MWavg (1.9% of the P50) were due to External Unavailability Factor – REL before the allowance. In overall terms, solar curtailments reached 75.8 MWavg (30.6% of P50), of which 8.6 MWavg (3.5% of P50) were compensable as they occurred after the allowance for REL events had been met.

| Chart 18 | Solar – Compensable and Non-Compensable Generation Curtailments Determined by ONS in 3Q25



	Jaíba	SdP ¹	AGV	Guaimbê	Boa Hora	AGV VII	Total
% P50	32.2%	-	13.8%	12.9%	10.0%	15.0%	30.6%
Installed Cap. (MW)	500.0	48.1	76.0	150.0	69.1	33.2	876.4

In financial terms, the impact of curtailment on the asset portfolio, excluding the compensable portion of REL curtailments after the allowance had been met, was R\$ 196 million, a 158% increase compared to 2Q25. R\$ 2 million of this total

¹ The certification of Sol do Piauí is affected by the sharing of the MUST with Ventos do Piauí I.

denotes the non-compensable portion (before the allowance) of REL-classified curtailments, R\$ 86 million denotes reliability-based curtailments and R\$ 108 million supply curtailments. The net curtailment impact was R\$ 130 million in 3Q25, after offsetting modulation gains of R\$ 66 million, as described below.

Generation Modulation

The Company's diversified portfolio delivered significant gains from its generation profile compared to short-term price fluctuations (PLD). Given the recessive hydrological situation in 3Q25 and the fact that around 36% of Brazil's installed capacity is based on intermittent sources, PLD showed high volatility during the period.

With a balanced installed capacity – 54% hydro, 36% wind and 10% solar – Auren benefited from aligning its hourly generation profile with the PLD. Since most Free Market (ACL) energy sales contracts have a flat profile, differences between generation and contract volumes are settled in the spot market. Based on 3Q25 generation and hourly price data, modulation of assets with ACL contracts yielded a gain of approximately R\$ 66 million for Auren. Combined with R\$ 58 million in 1H25, total Auren's modulation gains reached R\$ 124 million from January to September 2025.

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

Financial Performance – Generation Segment

| Table 9 | – Net Income for the Period

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Net Revenue	1,636.1	1,603.1	2.1%	4,853.8	4,293.1	13.1%
Power Purchase Cost	(475.3)	(430.6)	10.4%	(999.0)	(843.1)	18.5%
Electricity grid usage charges	(178.1)	(175.8)	1.3%	(534.8)	(517.2)	3.4%
Net Margin	982.6	996.8	-1.4%	3,320.0	2,932.8	13.2%
<i>Net Margin</i>	60.1%	62.2%	-2.1 p.p.	68.4%	68.3%	0.1 p.p.
PMSO	(251.9)	(276.9)	-9.0%	(723.4)	(817.6)	-11.5%
Other Operating Income (OOI)	(6.8)	57.3	-111.9%	5.5	134.8	-95.9%
EBITDA	723.9	777.2	-6.9%	2,602.1	2,250.0	15.7%
NCI Dividends	98.9	97.0	1.9%	252.7	137.8	83.3%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	7.2	2.3	211.4%	15.6	6.8	128.3%
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits	7.1	(64.4)	n.a.	(18.2)	(132.2)	-86.3%
Write-off of PPE	3.1	-	n.a.	13.2	-	n.a.
Other Adjustments	-	-	n.a.	-	21.8	n.a.
Adjusted EBITDA	840.3	812.2	3.5%	2,865.5	2,284.2	25.4%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	51.4%	50.7%	0.7 p.p.	59.0%	53.2%	11.0%

In 3Q25, the **Adjusted EBITDA** for the generation segment totaled R\$ 840.3 million, an increase of R\$ 28.1 million (3.5%) compared to 3Q24. The change in the period mainly reflects:

- a) **Net Revenue:** increased by R\$ 32.9 million (2.1%) in the quarter, mainly driven by the gain from the transfer of the 150 MWavg long-term dollar-denominated contract (R\$ 49.0 million) to the trading segment in 2Q25, the phased commissioning of Jaíba in 2024 (R\$ 48.1 million), the price adjustments in regulated contracts (R\$ 24.1 million), and the phased commissioning of Cajuína in 2024 (R\$ 20.5 million). These gains were partially offset by a higher reimbursement provision (R\$ 128.4 million) due to generation shortfalls in the regulated market resulting from increased curtailment.
- b) **Energy Purchase Costs:** increased by R\$ 44.8 million in the quarter, reaching R\$ 475.3 million vs. R\$ 430.6 million was recorded in 3Q24 for the equalization of the generation energy balance, including energy purchases to cover the short exposure due to curtailment, at a higher price than in 3Q24.
- c) **Sector Charges:** R\$ 178.1 million in 3Q25, broadly in line with the amount recorded in the same period of the prior year (R\$ 175.8 million). The R\$ 2.3 million variation is explained by inflation in the period, partially offset by a reduction in average transmission and distribution rates for hydropower plants located in São Paulo state.
- d) **Net Margin:** decreased by R\$ 14.1 million in the quarter, reaching R\$ 982.6 billion in 3Q25 vs R\$ 996.8 million in 3Q24, as a result of the aforesaid factors. In the quarter, the Company generated R\$ 50.3 million in net modulation gains in the generation segment, which, combined with gains in the trading segment (R\$ 15.3 million), totaled R\$ 65.6 million. These gains were enabled by the diversification of Auren’s portfolio, as detailed in the “Generation Modulation” section.
- e) **PMSO:** R\$ 251.9 million in 3Q25, down 9.0% on 3Q24, mainly reflecting synergies resulting from the integration process following the acquisition of AES Brasil, as mentioned in the section [Consolidated Financial Performance](#).
- f) **ORO:** expense of R\$ 6.8 million in 3Q25, compared to revenue of R\$ 57.3 million in 3Q24, mainly explained by the reversal of provisions for legal contingencies in 3Q24, which positively impacted the result for that period by R\$ 64.4 million.
- g) **Dividends:** dividends declared by hydropower assets in which the Company holds noncontrolling interests of R\$ 98.9 million in 3Q25, in line with the same period last year. Further details are available in the “Auren’s Noncontrolling Interests” section within the [Business Unit Performance](#) chapter.

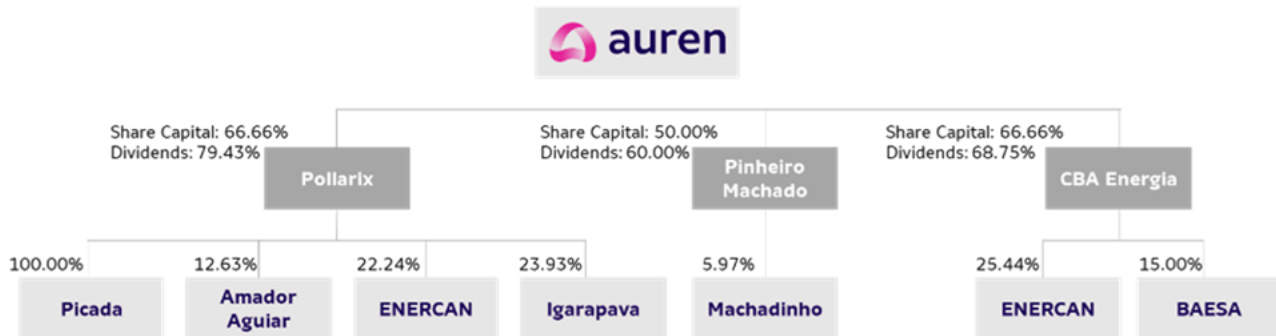
To return to the table of contents, click [here](#).

Auren's Noncontrolling Interests

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

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

I Figure 3 | Simplified Corporate Structure of Noncontrolling Interests in Hydroelectric Plants



| Table 10 | Supply-Load Balance of Hydro Assets with Noncontrolling Interests¹

Volume (MWavg)	2025	2026	2027	2028	2029
Firm Energy of assets (a)	237	256	256	256	244
Purchases (b)	59	35	5	4	4
Resource (c) = (a)+(b)	296	291	261	260	248
Sales in ACL (d)	275	256	256	256	244
Requisites (e)	275	256	256	256	244
Supply-load Balance (f) = (c) – (e)	21	35	5	4	4

Analyzing the 3Q25 Supply-Load Balance compared to 2Q25, there was a 13 MWavg reduction in the firm energy for 2025, resulting from the impact of the GSF realized during the period.

Since 2Q25, the Supply-Load Balance for Noncontrolling Interests only includes energy purchase and sale transactions with the market, excluding intercompany contracts between hydropower assets and the subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado and CBA Energia).

Financial Performance and Dividend Payments

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

Table 11 below highlights key items of these assets' results, weighted by Auren's indirect equity interest, providing clearer insight into their operations. Note that none of the assets considered in this section carries debt on their individual balance sheets.

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

| Table 11 | Managerial Income Statement for Hydro Assets with NCIs

Managerial P&L Interests (R\$ million based on Auren's equity interest)	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Volume of Energy Sold (MWavg)	252	245	2.9%	268	270	-0.4%
Margin R\$/MWh	215	195	10.3%	197	175	12.3%
Gross Margin	119.1	105.0	13.4%	347.8	311.0	11.8%
PMSO	(5.6)	(4.8)	16.7%	(17.1)	(15.3)	11.8%
Adjusted EBITDA¹	113.5	100.2	13.3%	330.7	295.7	11.8%
Depreciation & Amortization	(9.4)	(9.4)	0.0%	(28.2)	(28.1)	0.4%
Other Results (Including MtM)	7.2	14.6	-50.7%	11.4	50.3	-77.3%
EBIT	111.3	105.4	5.6%	313.9	317.9	-1.3%
Finance Income/Cost	8.0	0.1	n.a.	14.5	0.1	n.a.
EBIT	119.3	105.5	13.1%	328.4	318	3.3%
Income Tax/Social Contribution	(29.4)	(25.8)	14.0%	(81.4)	(77.2)	5.4%
Net Income²	89.9	79.7	12.8%	247.0	240.8	2.6%
Dividends Declared	98.9	97.0	2.0%	233.3	137.8	69.3%

3Q25 at a glance:

- a) **Gross Margin:** this margin improved by R\$ 14.1 million primarily driven by the higher average Difference Settlement Price (PLD) in 3Q25 compared to 3Q24 (R\$ 252/MWh vs. R\$ 170/MWh), applied over the surplus volume of 30 MWavg at CBA Energia.
- b) **PMSO:** in the third quarter of 2025, PMSO expenses reached R\$ 5.6 million, compared to R\$ 4.8 million in the same period last year, an increase of R\$ 0.8 million. This variation is mainly explained by (i) R\$ 0.5 million in legal expenses at Enercan related to ongoing legal proceedings, and (ii) price adjustments in contracted services and materials.
- c) **Adjusted EBITDA:** R\$ 113.5 million in 3Q25, a 13.3% increase compared to the R\$ 100.2 million recorded in 3Q24, mainly driven by the R\$ 15.1 million increase in gross margin.
- d) **Other Results:** revenue of R\$ 7.2 million in 3Q25 compared to R\$ 14.6 million in the same period of the previous year, a reduction of R\$ 7.4 million mainly explained by reimbursements related to the GSF impact at Enercan and by changes in mark-to-market (MtM) due to PLD variation.
- e) **Finance Income (Loss):** R\$ 8.0 million in 3Q25 versus R\$ 0.1 million in the same period of the previous year, mainly due to: (i) monetary restatement of the UBP balance due to the decline in the IGPM index applied to the Picada, Baesa and Enercan HPPs (R\$ 5.0 million); and (ii) the increase in financial investment income at the Pollarix and Amador Aguiar subholdings, driven by higher available cash in both companies (R\$ 169 million vs. R\$ 56 million in 3Q24) plus CDI dynamics during the period.
- f) **Announced Dividends:** R\$ 98.9 million in the third quarter of 2025 vs. R\$ 97.0 million in 3Q24. As mentioned in 4Q24, the changes in dividend policies and recognition procedures have ushered in a more linear distribution over the year, unlike previous periods when most payments were concentrated in the last quarter.

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

¹ Adjusted EBITDA excludes mark-to-market effects.

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

Trading

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

Supply-Load Balance - Trading Segment

Table 12 presents the Company's Trading Supply-Load Balance, including sales margins for 2025 and 2026. The figures reflect volumes traded through the energy trading firms Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (formerly AES Comercializadora), Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

In 2025, Auren has already traded 6,207 MWavg of energy across end-consumer contracts and other counterparties, cementing its leadership position in Brazil's energy trading segment.

| Table 12 | Supply-Load Balance of Auren's Trading Portfolio

Volume (MWavg)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Purchases (A)	6,189	3,439	2,363	1,905	1,117	776
Sales ¹ (B)	6,207	3,589	2,382	1,885	1,066	818
Contractual Margin² (R\$/MWh)	5	10	-	-	-	-
Trading Balance (A - B)	(18)	(150)	(19)	20	51	(42)
Auren Consolidated Balance³	230	331	650	773	1,397	1,565

When analyzing the contractual margin of the trading portfolio, it is important to consider (i) the role of short-term trading operations, which typically carry lower unit margins but involve high energy volumes – this type of transaction directly affects the average contractual margin of the trading company throughout the year as trading volumes grow; and (ii) the open exposure in the Trading Balance, which must be marked to market. For example, the short position of 18 MWavg for the fourth quarter of 2025 and the 150 MWavg short position for 2026 must be marked to the market prices for their respective periods.

The variation in the 2025 contractual margin – compared to the margin published in 2Q25 – alongside a 594 MWavg increase in traded volume, is mainly explained by the significant presence of favorable short-term trading operations.

In 3Q25, portfolio management was marked by three main moves:

- Marginal shift in the trading company's directional position, moving from a long position of 8 MWavg for 2025 in June to a short position of 18 MWavg for the last quarter of 2025 as of the September balance.
- Reduction of the short position in 2026 from 269 MWavg to 150 MWavg through the formalization of 120 MWavg in purchase contracts, aimed at reducing exposure and improving portfolio risk management.
- An increase in sales volume between 2027 and 2030, associated with the reallocation of capacity to support new self-production contracts.
- The transfer of a 150 MWavg long-term dollar-denominated power purchase agreement from the generation segment to the trading segment – executed through an intercompany agreement in 2Q25 – aimed to allocate the energy sale contract and its hedge under the same entity, with a negative impact of R\$ 49 million on the trading segment in 3Q25, in line with the previously announced impact of R\$ 100 million for the full year of 2025. In 2026, this transfer will have a negative impact of R\$ 103 million for the trading segment and a positive impact of the same magnitude for the generation segment. Note that this transaction has no effect on the Company's consolidated EBITDA. Excluding the assignment of this contract, the trading margin would be approximately R\$ 7/MWh in 2025, above the R\$ 5/MWh reported, and R\$ 13/MWh in 2026, above the R\$ 10/MWh reported.

¹ Includes formal contracts in ACR and ACL.

² The contractual margin is calculated as the difference between revenue and expenses under formal contracts, divided by the sales volume. It does not include the valuation of exposure. Price baseline: July 01, 2025. Exchange rate: R\$ 5.46 (BRL/USD).

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

Financial Performance of the Trading Segment

| Table 13 | Net Income for the Period

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Net Revenue	2,646.3	2,040.5	29.7%	6,328.3	4,476.9	41.4%
Electricity Costs	(2,632.8)	(1,931.4)	36.3%	(6,044.8)	(4,181.3)	44.6%
Net Margin	13.6	109.2	-87.6%	283.5	295.6	-4.1%
<i>Net Margin</i>	0.5%	5.3%	-4.8 p.p.	4.5%	6.6%	-2.1 p.p.
PMSO	(37.3)	(29.5)	26.4%	(97.4)	(70.2)	38.7%
Other Operating Income (OOI)	103.3	(18.7)	n.a.	147.4	25.4	481.3%
EBITDA	79.5	61.0	30.3%	333.5	250.8	33.0%
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures	(104.5)	19.3	n.a.	(142.9)	(18.1)	689.9%
Other Adjustments	0.0	0.8	n.a.	3.1	0.7	325.1%
Adjusted EBITDA	(24.9)	81.1	-130.8%	193.8	233.4	-17.0%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	-0.9%	4.0%	-4.9 p.p.	3.1%	5.2%	-41.3%

Adjusted EBITDA reached -R\$ 24.9 million in 3Q25 as compared to R\$ 81.1 million in 3Q24. Had the aforesaid contract transfer not occurred, the Adjusted EBITDA for 3Q25 would have been R\$ 24.1 million. The variation vs. 3Q24 is mainly explained by:

- a) **Net Margin:** R\$ 13.6 million in 3Q25, down 87.6% year-on-year. This change is primarily due to the seasonality of the trading portfolio in 2025, with results concentrated in the first half of the year. Moreover, the assignment of the 150 MWavg long-term USD-denominated contract had a negative impact of R\$ 49.0 million in the quarter.
- b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses for the trading segment totaled R\$ 37.3 million in 3Q25, compared to R\$ 29.5 million in 3Q24. The variations mainly reflect the addition of Esfera and Way 2, with an impact of R\$ 15.6 million, partially offset by synergies captured since the completion of the AES Brasil acquisition.
- c) **Other Operating Income (Expenses)** totaled R\$ 103.3 million, due to the mark-to-market of future energy sale contracts amounting to R\$ 104.5 million, with an addition of future margin in 3Q25 of R\$ 168.0 million, partly offset by margin realization in the quarter (-R\$ 63.5 million).

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

Consolidated Financial Performance

Proforma Statement of Profit or Loss

Note: This section presents an analysis of the main components of the Company's results. Considering the completion of the transaction with AES Brasil Energia on 10/31/2024, to assist the market in analyzing the results and facilitate the visualization and interpretation of the Company's 3Q25 data, the figures related to the 3Q24 Quarterly Financial Information are presented in an unaudited proforma view, considering the combined operations of AES Brasil and the Company from 01/01/2024 exclusively for comparative purposes. The accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., as disclosed in the September 2024 Quarterly Financial Statements, were accordingly consolidated by summing the figures of both companies and eliminating intercompany transactions. Additionally, reclassifications were made between groups in the statement of profit or loss (DRE) for comparability and better presentation purposes.

The Company emphasizes that the pro forma information (i) is for informational purposes only and was prepared solely to assist the market in simulating combined results in light of the transaction with AES Brasil, and is intended solely to facilitate the visualization and interpretation of 3Q25 data; (ii) was prepared by the Company, has not been audited or reviewed by independent auditors, and under no circumstances constitutes financial statements under applicable laws and regulations; (iii) is presented on a voluntary basis; (iv) should not be relied on for investment decisions, nor interpreted as a projection of the Company's future performance; (v) does not replace any previously disclosed audited financial information from either company; and (vi) investors are advised to conduct an independent analysis of the pro forma information, always and only in conjunction with the Company's reviewed or audited financial information.

In addition to the generation and trading segments, the results presented here include the holding & pipeline segment and eliminations. The share of profit (loss) of equity-accounted investees reflects the assets not controlled by the Company – Auren's NCIs in hydropower assets, detailed in the section "Auren's NCIs", in the chapter [Business Unit Performance](#), plus Auren's 50% interest in the joint venture between the Tucano wind cluster and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which recorded EBITDA¹ of R\$ 10.0 million in 3Q25 and R\$ 32.4 million in the first nine months of 2025. For further information, see Note 10 to the Quarterly Financial Information.

| Table 14 | Net Income for the Period

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Net Revenue	3,537.4	3,134.7	12.8%	9,375.2	7,651.9	22.5%
Power Purchase Cost	(2,363.1)	(1,852.4)	27.6%	(5,236.4)	(3,904.9)	34.1%
Electricity grid usage charges	(180.6)	(176.4)	2.4%	(537.9)	(526.5)	2.2%
Net Margin	993.6	1,105.9	-10.2%	3,601.0	3,220.5	11.8%
<i>Net Margin</i>	28.1%	35.3%	-7.2 p.p.	38.4%	42.1%	-3.7 p.p.
Costs and Expenses (PMSO)	(335.7)	(343.6)	-2.3%	(929.1)	(982.8)	-5.5%
Other Operating Income (OOI)	6.3	246.8	-97.4%	(113.1)	475.5	n.a.
EBITDA	664.3	1,009.1	-34.2%	2,558.8	2,713.2	-5.7%
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (ORO)	(13.9)	(188.5)	-92.6%	111.5	(334.3)	n.a.
NCI Dividends	98.9	97.0	1.9%	252.7	137.8	83.3%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)	13.0	8.8	47.6%	29.5	13.3	121.9%
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO)	7.3	(64.3)	n.a.	(16.4)	(131.8)	-87.6%
PP&E Derecognition (ORO)	3.1	-	n.a.	19.5	-	n.a.
Other Adjustments (ORO)	-	-	-	3.1	21.8	-86.0%
Adjusted EBITDA	772.7	862.1	-10.4%	2,958.6	2,420.0	22.3%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	21.8%	27.5%	-5.7 p.p.	31.6%	31.6%	-0.1 p.p.
Depreciation and Amortization	(465.6)	(385.7)	20.7%	(1,445.5)	(1,114.7)	29.7%
Share of profit (loss) of equity-accounted Investees	58.2	57.5	1.2%	145.1	168.7	-14.0%
Net Finance Income (Loss)	(625.3)	(344.2)	81.7%	(2,001.9)	(1,091.2)	83.5%
EBIT	(368.3)	336.7	-209.4%	(743.4)	676.1	n.a.
Taxes (IR/CSLL)	(35.4)	(139.5)	-74.6%	(169.1)	(345.2)	-51.0%
Net Income	(403.7)	197.2	n.a.	(912.6)	330.9	n.a.

¹ Including Auren Participações' proportional interest in the joint venture.

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

Net Margin

Net Margin (Net Revenue less Energy Purchase Costs and Sector Charges) totaled R\$ 993.6 million in 3Q25, a 10.2% decrease compared to 3Q24 (R\$ 1,105.9 million).

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

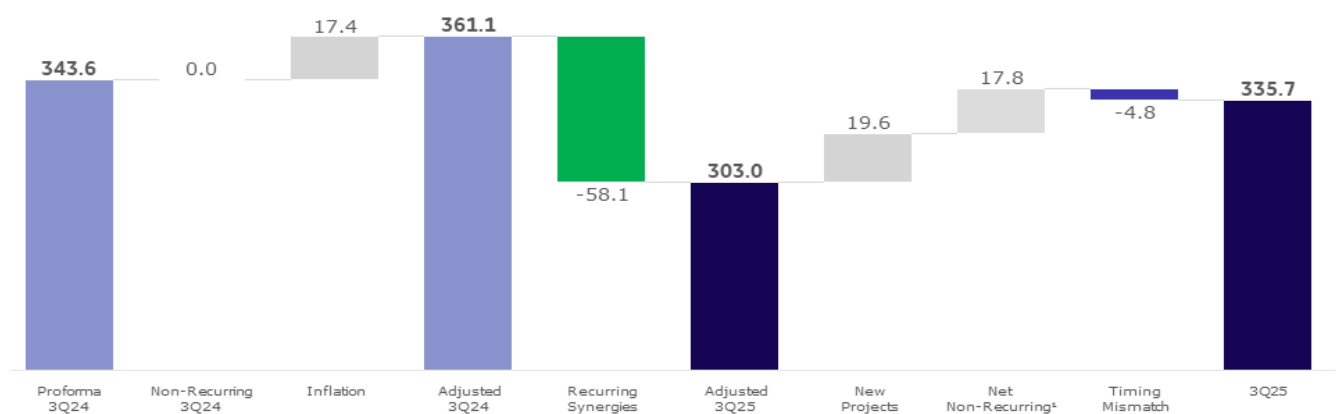
- a) **Net Revenue:** a 12.8% QoQ increase, primarily due to the phased commissioning of the Jaíba solar cluster and the Cajuína wind cluster in 2024, improved pricing under new self-generation contracts and the inflation restatement of regulated contracts, along with other effects discussed in the financial performance analyses of the respective business units.
- b) **Energy Purchase Costs:** a 27.6% increase in 3Q25, mainly due to higher energy purchase volumes and the increase in the average spot price (PLD) compared to the same period last year in both the generation and trading segments, as mentioned in the respective analyses in this report.
- c) **Modulation:** modulation gains of R\$ 65.6 million in the quarter, driven by the generation profile of the diversified portfolio and fluctuations in spot prices (PLD).
- d) **Sector Charges:** increased 2.4% in 3Q25, reflecting the effects of inflation and rate reductions, as detailed in the "Generation Segment Financial Performance" section.

Costs and Expenses (PMSO)

Operating costs and general and administrative expenses (PMSO), on a comparable basis and excluding growth initiatives and nonrecurrent items, dropped by R\$ 58.1 million (16.0%) compared to 3Q24, underscoring Management's commitment to efficiency initiatives and capturing value.

Expenses related to growth through New Ventures are associated with the phased commissioning of Sol de Jaíba in 2024 (R\$ 5.0 million) and expenses linked to Esfera and Way 2 (R\$ 15.6 million), which has been consolidated since September 2024 and July 2025, respectively. Regarding non-recurring items, highlights include expenses associated with the integration of AES Brasil (R\$ 17.8 million).

| Chart 19 | Quarterly PMSO (R\$ million)



Total PMSO reached R\$ 335.7 million in 3Q25 vs R\$ 343.6 million in 3Q24, a nominal reduction of 2.3%. The change between periods is explained by:

- a) **Personnel (P):** personnel costs and expenses totaled R\$ 118.8 million in 3Q25, a nominal decrease of 8.8% compared to the same period in 2024 (R\$ 130.3 million), reflecting the synergies captured since the acquisition of AES Brasil.
- b) **Materials and Outsourced Services (MS):** these costs totaled R\$ 157.2 million in 3Q25, a nominal reduction of R\$ 12.4 million (7.3%) vs. 3Q24 (R\$ 169.6 million), mainly due to significant reductions in IT costs

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

(R\$ 5.0 million), lower consulting expenses, and renegotiation of maintenance and engineering contracts as part of synergy initiatives.

- c) **Other (O):** R\$ 59.6 million in 3Q25, a 36.6% increase compared to 3Q24 (R\$ 43.7 million). This increase was primarily due to the change in the lease expense accounting methodology, which has been recognized as an operating expense since 4Q24. There was also a positive impact from the renegotiation of insurance policies (R\$ 5.0 million).
- d) **Timing Mismatch:** a reduction of R\$ 4.8 million in 3Q25, mainly due to the deferral of expenses to the fourth quarter of 2025.

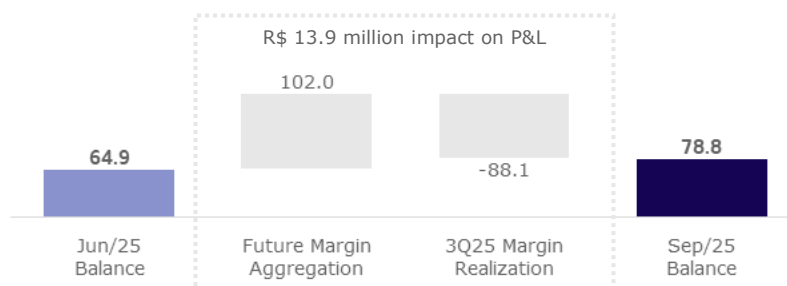
Since the acquisition of AES Brasil on October 31, 2024, the cumulative PMSO synergies captured amount to R\$ 212.0 million per year. We remain confident that the reduction in the next quarter should be similar to the levels observed, leading to annual savings of R\$ 250.0 million as previously disclosed.

Other Operating Income (Expenses)

The item Other Operating Revenue (Expenses) (ORO) amounted to revenue of R\$ 6.3 million in 3Q25 compared with revenue of R\$ 246.8 million in 3Q24. The variation is mainly explained by the mark-to-market effect of future energy contracts (-R\$ 175.4 million) and the impact of the reversal of litigation provisions (-R\$ 73.0 million) in 3Q24.

Chart 20 illustrates the change, throughout 3Q25, in the mark-to-market valuations for energy volumes scheduled for future delivery, with the realization of positions built in previous periods amounting to R\$ 88.1 million. As stated in the 1Q25 and 2Q25 releases, changes in future margins do not affect the contracted energy margin for the year, as reflected in the Supply-Load Balance of the Trading Segment.

| Chart 20 | Mark-to-Market Balance Throughout 2025 (R\$ million)



Adjusted EBITDA

Auren reported an adjusted EBITDA of R\$ 772.7 million in 3Q25, a decrease of 10.4% or R\$ 89.4 million on the same period last year. This decline is mainly explained by the negative effects of curtailment and the GSF during the quarter, partially offset by the ramp-up of assets that began operating in 2024 and the synergies captured since the acquisition of AES Brasil. In this quarter, curtailment had an impact of R\$ 196 million versus R\$ 114 million in 3Q24.

Compared to 2Q25, Adjusted EBITDA fell 21.2%, mainly due to a greater negative impact from curtailment (R\$ 196 million in 3Q25 versus R\$ 96 million in 2Q25) and GSF, given the seasonality of hydro generation and higher spot prices.

The dividends declared on Auren's NCIs in 3Q25 totaled R\$ 98.9 million, fully associated with NCIs in hydroelectric plants, in line with the strategy to distribute dividend payments more evenly throughout the year, as detailed in the "Auren's NCIs" section in the [Business Unit Performance](#) chapter.

Finance Income/Cost

| Table 15 | Consolidated Finance Income (Loss)

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Finance Revenue	237.3	216.4	9.6%	719.2	640.8	12.2%
Finance Cost ¹	(862.6)	(560.6)	53.9%	(2,721.1)	(1,732.0)	57.1%
Net Finance Income (Loss)	(625.3)	(344.2)	81.7%	(2,001.9)	(1,091.2)	83.5%

The net finance result was an expense of R\$ 625.3 million in 3Q25 compared with R\$ 344.2 million in the same period of 2024:

- a) **Finance Income:** higher returns on financial investments mainly explained by the impact of the change in the average CDI rate during the period (14.9% p.a. in 3Q25 compared to 10.4% p.a. in 3Q24).
- b) **Finance Costs:** R\$ 862.6 million in 3Q25 vs. an expense of R\$ 560.6 million in 3Q24. The R\$ 302.0 million increase is mainly due to:
 - a. **Funding Costs:** debt funding costs increased by R\$ 128.1 million, primarily driven by an additional R\$ 103.2 million related to Auren Participações' 2nd and 3rd Debenture Issuances. These amounts were recognized directly in finance income (loss) in accordance with applicable accounting standards, since the debentures were classified as financial instruments measured at fair value through profit or loss. Given this accounting classification, transaction costs are not deferred but instead immediately expensed.
 - b. **Charges and Monetary Restatement:** a R\$ 159.2 million variance explained by a R\$ 150.8 million increase in interest expenses and fair value on loans, and an R\$ 8.5 million QoQ rise in monetary restatement, primarily due to the higher debt base between the periods – R\$ 24.8 billion in 3Q25 versus R\$ 20.7 billion in 3Q24. Additionally, the variation in the average CDI rate during the period also impacted results.
 - c. **Capitalized Interest:** following the completion of the wind and solar ventures that began operations throughout 2024, interest that was previously capitalized during construction is now recorded under finance expenses. When comparing the volume of capitalized interest in 3Q25 to that of 3Q24, there is a reduction of R\$ 25.9 million between the periods.

Net Profit

| Table 16 | Consolidated Net Income

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
EBITDA	664.3	1,009.1	-34.2%	2,558.8	2,713.2	-5.7%
Depreciation and Amortization	(465.6)	(385.7)	20.7%	(1,445.5)	(1,114.7)	29.7%
Equity Income	58.2	57.5	1.2%	145.1	168.7	-14.0%
Net Finance Income (Loss)	(625.3)	(344.2)	81.7%	(2,001.9)	(1,091.2)	83.5%
Taxes (IR/CSLL)	(35.4)	(139.5)	-74.6%	(169.1)	(345.2)	-51.0%
Net Profit	(403.7)	197.2	n.a.	(912.6)	330.9	n.a.

As a result of the aforesaid factors and changes in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded a loss of R\$ 403.8 million in 3Q25 compared to profit of R\$ 197.2 million in 3Q24.

The main changes were as follows.

- a) **EBITDA:** consolidated EBITDA of R\$ 664.3 million in 3Q25 compared to R\$ 1,009.1 million in 3Q24, a decrease of 34.2%, as previously explained.
- b) **Depreciation/Amortization:** R\$ 465.6 million in 3Q25 compared to R\$ 385.7 million in 3Q24, an increase of 20.6%, mainly due to the amortization of the fair value stemming from the acquisitions of AES Brasil and Esfera

¹ For comparability purposes, we highlight that the fair value effects of loans, borrowings, debentures, and derivative financial instruments are presented on a net basis under financial expenses, differing from the criterion applied in the financial statements

(R\$ 50.6 million) and the depreciation increase resulting from the phased commissioning of the Cajuína wind complex and the Jaíba solar complex throughout 2024 (R\$ 13.4 million).

c) Income Tax and Social Contribution (IR/CS): tax expense of R\$ 35.4 million in 3Q25, versus R\$ 139.5 million expense in 3Q24, substantially generated by the tax loss recognized in entities without the constitution of deferred tax assets, due to higher financial costs in the period.

d) Equity Income: equity income was positive at R\$ 58.2 million in 3Q25, in line with the R\$ 57.5 million recorded in 3Q24.

Statement of Profit or Loss by Segment

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

| Table 17 | Statement of Profit or Loss by Segment and Consolidated

R\$ million	Generation	Trading	Holding Company	Eliminations	Consolidated
Net Revenue	1,636.1	2,646.3	-	(745.0)	3,537.4
Power Purchase Cost	(475.3)	(2,632.8)	-	745.0	(2,363.1)
Electricity grid usage charges	(178.1)	(0.0)	(2.5)	-	(180.6)
Net Margin	982.6	13.6	(2.5)	0.0	993.6
<i>Net Margin</i>	60.1%	0.5%	n.a.	n.a.	28.1%
Costs and Expenses (PMSO)	(251.9)	(37.3)	(46.5)	-	(335.7)
Other Operating Income (OOI)	(6.8)	103.3	0.5	(90.6)	6.3
EBITDA	723.9	79.5	(48.5)	(90.6)	664.3
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (ORO)	-	(104.5)	-	90.6	-13.9
NCI Dividends	98.9	-	-	-	98.9
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)	7.2	-	5.7	-	13.0
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO)	7.1	-	0.2	-	7.3
Write-off of PPE (ORO)	3.1	-	-	-	3.1
Adjusted EBITDA	840.3	(24.9)	(42.6)	-	772.7
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	51.4%	-0.9%	n.a.	n.a.	21.8%
Depreciation and Amortization	(456.1)	(2.8)	(6.7)	-	(465.6)
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	49.1	9.1	-	-	58.2
Net Finance Income (Loss)	(313.7)	19.1	(330.6)	-	(625.3)
EBIT	3.2	104.9	(385.8)	(90.6)	(368.3)
Taxes (IR/CSLL)	(45.3)	(29.8)	8.9	30.8	(35.4)
Net Profit	(42.1)	75.1	(376.9)	(59.8)	(403.7)

Debt

At the September 30, 2025 closing, the gross debt totaled R\$ 24.8 billion, a R\$ 325.4 billion increase compared to the June 2025 closing. The average debt maturity remained stable at 7.0 years, and Net Debt to LTM Adjusted EBITDA reached 4.9x, in line with the 4.8x recorded in 2Q25.

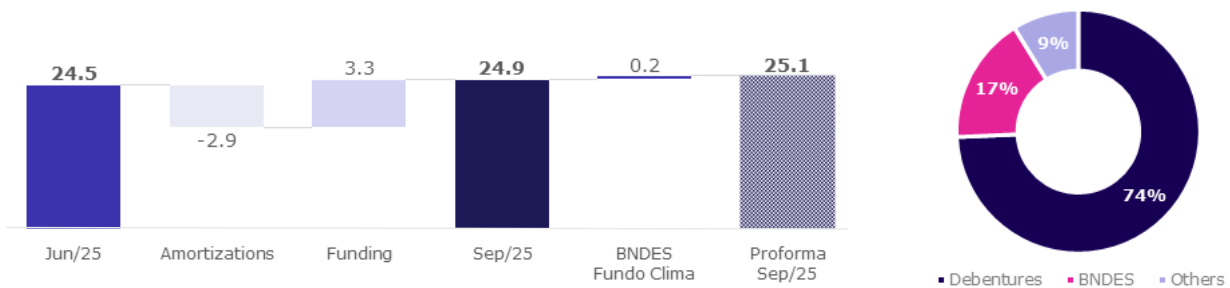
Since the completion of the AES Brasil acquisition in 4Q24, and as a result of the Company's liability management strategy, the average maturity increased by 1.1 year (vs. 5.9 years in December 2024). Leverage, in turn, was reduced by 0.8x (vs. 5.7x in December 2024), mainly due to the increase in LTM Adjusted EBITDA.

During the quarter, two debenture issuances were carried out, totaling R\$ 3.3 billion, with proceeds used to fully repay higher-cost debt and fund the implementation of Cajuína 3, as detailed below:

- R\$ 1.15 billion raised through Auren Participações' 3rd Debenture Issuance, with a 12-year maturity and AAA rating by Fitch – the Company executed a swap from IPCA+6.92% p.a. to CDI-0.90% p.a.
- R\$ 2.1 billion raised through CESP's 14th Debenture Issuance, with a 7-year maturity, AAA rating by Fitch and cost of CDI+0.62%;
- Full prepayment of the acquisition finance, totaling R\$ 2.2 billion; and
- Full prepayment of Auren Operações' 10th Debenture Issuance, totaling R\$ 750 million.

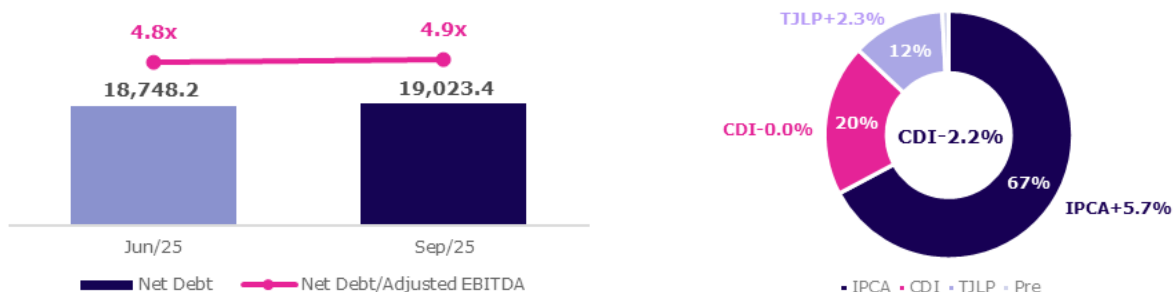
Also in 3Q25, the Company signed a R\$ 200.0 million financing agreement with BNDES under the Fundo Clima program, though the funds had not yet been disbursed by the end of September. Considering the September 30, 2025 closing adjusted for the R\$ 200.0 million raised through Fundo Clima ("pro forma"), gross debt would total R\$ 25.0 billion.

| Chart 21 | Changes in Debt (R\$ billion) and Proforma Gross Debt Profile¹



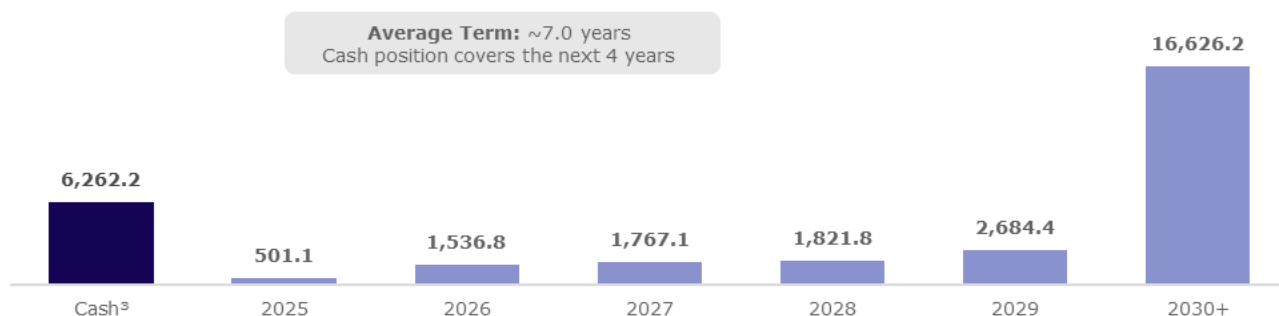
Approximately 67% of the pro forma net debt is indexed to the IPCA, the same index that adjusts Auren's energy sale agreements. This strategy hedges against future fluctuations, while only around 20% of the debt is tied to the CDI. The average cost of the Company's proforma net debt dropped to CDI-2.2% per year.

| Chart 22 | Net Debt (R\$ million), Leverage and Pro Forma Net Debt Profile¹



¹ The pro forma view considers the September 30, 2025 position, adjusted for the R\$ 200.0 million raised through Fundo Clima (BNDES).

| Chart 23 | Amortization Schedule of the Pro Forma Gross Debt Principal¹ (R\$ million)



Debt – Accounting View

Auren's gross debt as of September 30, 2025, stood at R\$ 24.8 billion, 19.9% higher than in the same period of 2024 and virtually flat compared to the end of June 2025 (+1.3%). The Company's consolidated liquidity totaled R\$ 6.1 billion at the end of the period, R\$ 151.5 million higher than at the end of the previous quarter and R\$ 2.2 billion lower than at the end of September 2024 – prior to the completion of the AES Brasil acquisition.

| Table 18 | Debt – Accounting View

R\$ million	Sep/25	Sep/24	Change	Jun/25	Change
Gross Debt	24,828.9	20,700.6	19.9%	24,503.5	1.3%
Derivative Financial Instruments ¹	90.7	12.2	641.8%	(11.8)	n.a.
Leases	166.0	303.7	-45.3%	167.3	-0.8%
Adjusted Gross Debt²	25,085.6	21,016.6	19.4%	24,659.0	1.7%
Risk ³	6,062.2	8,242.0	-26.4%	5,910.8	2.6%
Net Debt	19,023.4	12,774.6	48.9%	18,748.2	1.5%
Adjusted EBITDA	3,848.4	3,439.2	11.9%	3,937.9	-2.3%
Net Debt/Adjusted EBITDA	4.9x	3.7x	1.2x	4.8x	0.1x

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

Financial Covenants – Auren Operações

As of September 2025, R\$ 4.3 billion of the Company's total gross debt was subject to financial covenants at the subsidiary Auren Operações, which include: (i) a leverage ceiling of 4.5x, measured by the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio, which closed the period at 2.35x; and (ii) maintenance of the Interest Coverage Ratio (Adjusted EBITDA/Finance Costs) above 1.25x, which closed the period at 2.31x, meeting contractual obligations.

Ratings

In August 2025, Fitch rated Auren Participações' 3rd Debenture Issuance and CESP's 14th Debenture Issuance at AAA on the local scale, with a stable outlook. Additionally, S&P reaffirmed CESP's corporate rating at the highest grade (AAA) with a stable outlook. Even amid higher leverage, the maintenance of Auren's issuances at the highest rating level (AAA) by Fitch reflects the positive effects of the asset integration and reinforces confidence in Auren's strategic positioning and the strength of its financial structure.

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

¹ It considers the principal amount disclosed in Note 13 – Loans, Financing and Debentures, including the effects of derivative transactions in the amount of R\$ 48.2 million and the Fundo Clima issuance in the amount of R\$ 200.0 million.

² Includes loans, financing and debentures, net of the related derivatives operations.

³ Cash, cash equivalents, short-term investments, liquidity fund (reserve account).

Free Cash Flow

| Table 19 | Consolidated Free Cash Flow

R\$ million	3Q25	3Q24 proforma	Change	9M25	9M24 proforma	Change
Adjusted EBITDA	772.7	862.1	-10.4%	2,958.6	2,420.0	22.3%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	(13.0)	(8.8)	47.6%	(29.5)	(13.3)	121.9%
IR/CS Cash	(42.7)	(76.9)	-44.5%	(204.7)	(214.7)	-4.7%
Working Capital and Others	161.5	7.3	n.a.	387.5	304.2	27.4%
Sustaining Capex	(77.2)	(97.8)	-21.1%	(186.0)	(247.7)	-24.9%
Operating Cash Flow (FCO)	801.3	686.0	16.8%	2,926.0	2,248.5	30.1%
Debt Service	(474.3)	(266.2)	78.2%	(1,635.8)	(926.2)	76.6%
FCO after Debt Service	327.0	419.8	-22.1%	1,290.2	1,322.4	-2.4%
Cash Conversion Ratio	42.3%	48.7%	6.4 p.p.	43.6%	54.6%	11.0 p.p.
Project CAPEX	(95.8)	(87.9)	9.0%	(317.7)	(520.9)	-39.0%
Payment of Litigation, Liabilities and Settlements	(0.6)	(7.2)	-91.4%	(50.5)	(45.4)	11.3%
Borrowing	3,202.4	321.5	n.a.	5,146.5	4,196.5	22.6%
Amortization	(3,124.2)	(260.6)	n.a.	(7,921.0)	(2,120.4)	273.6%
Withdrawal (Investment) of Financial Investments	(570.6)	-	n.a.	(593.7)	-	n.a.
Capital Increase in Investees	-	(2.1)	-100.0%	(10.7)	(11.3)	-5.8%
Dividends	(86.1)	(0.0)	n.a.	(247.1)	(492.0)	-49.8%
Acquisition of Investment	(80.3)	(159.2)	-49.6%	(80.3)	(223.2)	-64.0%
Receipt on Disposal of Investees	-	-	n.a.	63.5	31.5	101.4%
Free Cash Flow	(428.0)	224.3	-290.9%	(2,721.2)	2,137.2	-227.3%
Opening Cash Balance	4,907.4	7,166.3	-31.5%	7,200.5	5,253.3	37.1%
Closing Cash Balance	4,479.4	7,390.5	-39.4%	4,479.4	7,390.5	-39.4%
Liquidity Fund – Reserve Account	986.6	837.0	17.9%	986.6	837.0	17.9%
Short-term Investments	596.3	14.4	n.a.	596.3	14.4	n.a.
Closing Cash Balance + Reserve Account + Short-term Investments	6,062.3	8,242.0	-26.4%	6,062.3	8,242.0	-26.4%

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

- a) **Working Capital:** the increase in working capital this quarter compared to the previous year is explained by the higher provision for reimbursements, totaling R\$ 136 million, partially offset by higher reimbursement payments amounting to R\$ 109 million. In addition, there was a higher concentration of payments during 3Q24, related to parks that were under construction.
- b) **Debt Service:** R\$ 474.3 million in 3Q25, the R\$ 208.1 million change compared to 3Q24 is mainly explained by the R\$ 6.2 billion year-over-year increase in Net Debt, primarily due to the financing raised to fund the acquisition of AES Brasil.
- c) **Borrowing and Amortization:** net balance between borrowing and amortization was positive at R\$ 78.2 million, mainly as a result of the issuances and prepayments detailed in the “Debt” section.
- d) **Sustaining Capex:** maintenance-related Capex in 3Q25 totaled R\$ 77.2 million, mostly linked to the plan to improve the availability of acquired assets. Progress on these efforts is detailed in the “Generation Operational Performance” section of this report.
- e) **Project Capex:** expansion-related Capex in 3Q25 totaled R\$ 95.8 million, primarily reflecting the implementation of the Cajuína 3 project. Throughout 2025, R\$ 191.4 million has already been invested in Cajuína 3, with physical progress reaching 39% by the end of September.
- f) **Dividends:** the dividend payments recorded in 3Q25 refer to dividends paid to noncontrolling shareholders of the Company’s subsidiaries.

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

Other Material Information

ANEEL approved and published Order 3.076/2025, which recognizes the Prudent Investments made by CESP during the operation of the Jaguari, Paraibuna, Jupuí and Ilha Solteira HPPs

In August 2023, CESP submitted, in accordance with Normative Resolution No. 1,027/2022, the evaluation reports of the investments made after the start of operations of the Jupuí, Ilha Solteira, Jaguari, and Paraibuna HPP concessions, which had not yet been depreciated by the end of their respective concession terms (referred to as Prudent Investments). In October 2025, ANEEL's board approved the recognition of R\$ 498.8 million as the Net Regulatory Asset Base as of each concession's reference date (Table 20). The decision is set forth in Order No. 3,076/2025, published on October 21, 2025.

| Table 20 | Amount Recognized and Reference Date by Hydropower Plant

R\$ million	Amount Recognized (BRR)	Base Date
Jupuí HPP	230.8	Jul-2015
Ilha Solteira HPP	213.3	Jul-2015
Jaguari HPP	24.1	May-2020
Paraibuna HPP	30.6	Jun-2022
Total	498.8	

Once this regulatory stage is completed, the process moves to the Ministry of Mines and Energy (MME), which is responsible for defining the funding source for the indemnification payment, the schedule, and the monetary adjustment index to be applied to the recognized amounts. These points are the subject of Public Consultation MME No. 190/2025, which aims to establish a regulation applicable to all hydropower plants entitled to such indemnification. Although the consultation has been closed, its outcome has not yet been published. In its initial draft, the amounts would be adjusted by the IPCA and remunerated by the generation WACC from the end of the concession, with two alternatives proposed to enable payment: (i) tariff recognition through the Generation Annual Revenue (RAG) received by hydropower plants under the quota regime, or (ii) the use of resources from the Global Reversion Reserve (RGR).

Corporate Reorganization¹

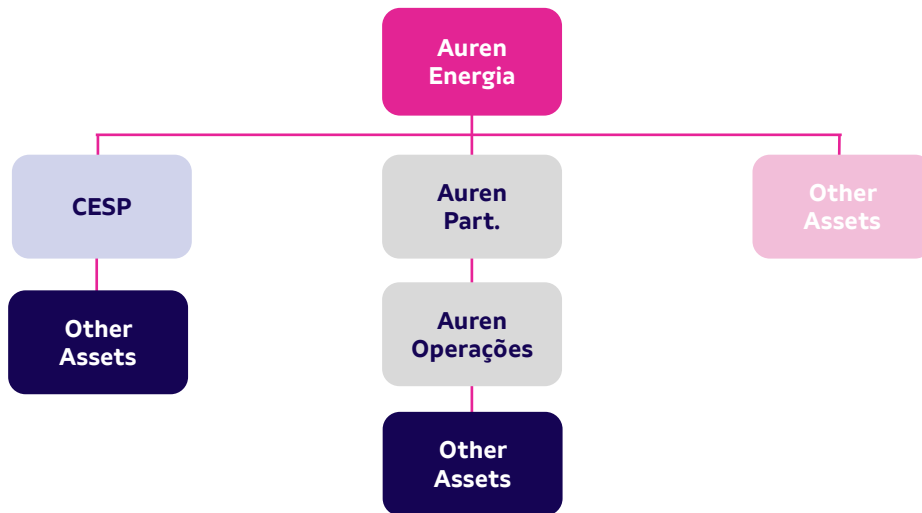
As previously disclosed since the announcement of the AES Brasil acquisition on May 15, 2024, the business combination presents different synergy opportunities, along with relevant prospects for corporate optimization. In this context, after completing the merger phase, Auren began reassessing its current corporate structure (Figure 4) with the goal of making it simpler, more efficient and better suited to the Company's new scale.

The potential reorganization, currently at a preliminary stage of implementation, is currently under review and remains subject to the completion of internal analyses, approval by the Board of Directors, and the receipt of any necessary consents from creditors and regulatory authorities. It may be modified throughout the process. As a first step, Auren has initiated discussions with creditors to assess the applicable waivers.

The proposal under review involves the merger of Auren Participações and Auren Operações into CESP (Figure 5), which would lead to the consolidation of hydro assets into a single vehicle, a reduction in the number of publicly listed subsidiaries, and improved efficiency in cash management and allocation of the Company's financial liabilities. This corporate simplification aims to establish a more optimized structure aligned with the Company's long-term value creation strategy.

¹ This is a preliminary indicative structure, subject to fulfillment of precedent conditions and potential changes. Approval from debenture holders and the Company's Board of Directors is still pending.

| Figure 4 | Current Simplified Structure – Before the Reorganization



| Figure 5 | Final Simplified Structure – After Completion of the Reorganization

